

CLIMATE CHANGE

04/2019

Integration erneuerbarer Energien durch Sektorkopplung: Elektrifizierung von Betriebsmitteln im Gasnetz

Abschlussbericht

CLIMATE CHANGE 04/2019

Umweltforschungsplan des
Bundesministeriums für Umwelt,
Naturschutz und nukleare Sicherheit

Forschungskennzahl FZK 3714 41 107 2 (Teilbericht 2)
UBA-FB 002739/2

Integration erneuerbarer Energien durch Sektorkopplung: Elektrifizierung von Betriebsmitteln im Gasnetz

Abschlussbericht

von

Wolfgang Köppel et al.
DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher-Instituts für
Technologie (KIT), Karlsruhe

Martin Wietschel et al.
Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI , Karlsruhe

Im Auftrag des Umweltbundesamtes

Impressum

Herausgeber:

Umweltbundesamt
Wörlitzer Platz 1
06844 Dessau-Roßlau
Tel: +49 340-2103-0
Fax: +49 340-2103-2285
buergerservice@uba.de
Internet: www.umweltbundesamt.de

 /umweltbundesamt.de
 /umweltbundesamt

Durchführung der Studie:

DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher-Instituts für
Technologie (KIT)
Engler-Bunte-Institut 1-7
76131 Karlsruhe

Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI
Breslauer Str. 48
76139 Karlsruhe

Abschlussdatum:

September 2018

Redaktion:

Fachgebiet V 1.2 Energiestrategien und -szenarien
Dr.-Ing. Katja Purr

Fachgebiet V 1.5 Energieversorgung und –daten
Fabian Sandau

Publikationen als pdf:

<http://www.umweltbundesamt.de/publikationen>

ISSN 1862-4359

Dessau-Roßlau, März 2019

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den
Autorinnen und Autoren.

Zusammenfassung

Ziel des vorliegenden Berichts ist es, das Potenzial und die Auswirkungen der Integration erneuerbarer Energien im Gasnetz durch die Elektrifizierung von Betriebsmitteln vor dem Hintergrund der Erreichung der langfristigen Klimaschutzziele und der Energiewende zu betrachten. Betriebsmittel im Gasnetz sind technische Komponenten, die dem Gastransport und der Gasspeicherung dienen. Diese Betriebsmittel werden bislang unabhängig vom Stromnetz mit dem zu transportierenden Erdgas betrieben.

Diese Untersuchung wurde im Rahmen der Studie „Integration erneuerbarer Energien durch Sektorkopplung, Teilvorhaben 2: Analyse zu technischen Sektorkopplungsoptionen“ durchgeführt, die die Substitution fossiler Energieträger durch Einsatz sog. Sektorkopplungsoptionen (SKO) für Deutschland bis 2050 in verschiedenen Anwendungsbereichen identifiziert und den möglichen Beitrag zu den energie- und klimapolitischen Zielen analysiert (Wietschel 2017). Die Möglichkeiten des Gasnetzes werden in dem vorliegenden Bericht untersucht.

Zur Beurteilung der zukünftige Entwicklung der Sektorkopplungsoptionen bis 2050 wurden zwei Szenarien AMS und KS95 (Beschreibung s. Wietschel 2017) betrachtet: Im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (AMS) schreibt den aktuellen Stand der energie- und klimaschutzpolitischen Rahmenbedingungen bis zum Jahre 2050 fort. Die energie- und klimaschutzpolitischen Ziele der Bundesregierung werden in diesem Szenario weitgehend verfehlt. Im Klimaschutzszenario 95 (KS95) werden bis zum Jahr 2050 die Treibhausgasemissionen um 95 % gegenüber 1990 gemindert durch Erreichen von ambitionierten Zielen für Treibhausgasemissionen, Energieeffizienz und erneuerbare Energien. Für die vorliegenden Betrachtungen zum Gastransport wurden die Szenarien erweitert und die Funktion Deutschlands als Transitland von Gas im europäischen Kontext berücksichtigt. Grundlegend ist jedoch festzuhalten, dass die Szenarien zur langfristigen Entwicklung eine deutliche Reduzierung des Primärenergieverbrauchs von Gas in Deutschland bis 2050 aufzeigen.

Die durchgeführte Studie betrachtet die Elektrifizierung der technischen Komponenten des deutschen Gasferntransportnetzes inklusive der dort angeschlossenen Untertageerdgasspeicher sowie deren flexiblen Betrieb in einem fluktuierenden erneuerbaren Energiesystem. Die Transportverdichter in den ca. 70 Stationen des Fernleitungsnetzes, die Druckverluste durch Reibung ausgleichen, sowie die Verdichter zum Einspeichern von Gasmengen in die Untertageerdgasspeicher eignen sich im Rahmen der Sektorenkopplung zu Elektrifizieren, da ihr Antrieb grundsätzlich gasbasiert und strombasiert erfolgen kann. Ebenso kann die Vorwärmung des Gases vor dem Entspannen des Gases aus den Speichern oder dem Ferntransportnetz in ein nachgelagertes Netz mit erneuerbarem Strom realisiert werden (Power to Heat). Die infrastrukturellen Auswirkungen der zusätzlichen Stromnachfrage aus dem Gasnetz für das Stromnetz wurden nicht mitbetrachtet.

Für die Elektrifizierung der Betriebsmittel im Gasnetz lassen sich folgende Schlussfolgerungen ziehen:

- **Technisches Potential im Gasnetz vorhanden.** - Für die Verdichtung und Vorwärmung von Gas im Gastransport (Fernleitungsnetz) und im Speicherbetrieb ergibt sich momentan ein technisches Potential zur Integration von Strom von ca. 3,8 TWh im Jahr. Durch den erwarteten Rückgang der transportierten Gasmenge und damit Verringerung der benötigten Verdichterleistung und Energieaufwendungen für die Vorwärmung verringert sich dieses Potential bis 2050 signifikant (ca. 2,5 TWh im AMS und ca. 1,6 TWh im KS95).
- **Bivalente Systeme sind Vorteilhaft, jedoch kostenintensiver.** - Die Anwendungen im Gasnetz sind relativ unflexibel und können nur begrenzt in einem fluktuierenden Energiesystem agieren. Ein höherer Flexibilitätsbeitrag kann bei bivalenter Auslegung der technischen Kom-

ponenten geleistet werden. Eine bivalente Anlage hält zwei unterschiedlichen Anlagentechnologien vor (sowohl gasbasierter als auch elektrischer Betrieb möglich), was zunächst höhere Investitionen verursacht als nur eine Anlage. Gleichfalls sind auch in der Wartung höhere Kosten zu erwarten, aufgrund z.B. der zusätzlichen Belastungen durch häufiges An- und Abfahren der Anlagen. Deshalb ist diese Anlagenkonfiguration betriebswirtschaftlich momentan häufig nicht darstellbar und zukünftig nur bei entsprechend hohen Flexibilitätsanreizen im Strommarkt.

- **Die Elektrifizierung der Betriebsmittel führt zu geringen Treibhausgasemissionen, kann jedoch nur einen geringen Beitrag zu den Minderungszielen insgesamt leisten.** - Die Treibhausgas (THG) -Emissionen der Sektorkopplungsoptionen hängen vor allem von dem Mix der eingesetzten Kraftwerkstypen zur Stromproduktion ab. Wird der stündliche Eintrag von erneuerbarem Strom in Strommix des Aktuelle-Maßname-Szenario (AMS) unterstellt, kann bis ins Jahr 2050 durch die SKO im Gasnetz im Vergleich zu anderen Maßnahmen kaum CO₂ eingespart werden. Durch die inflexible Fahrweise des Gasnetzes wird auch in Zeiten mit hohem Anteil an fossil erzeugtem Strom bezogen. Eine vollständig auf erneuerbarer Energie basierende Stromversorgung, aber auch eine Umstellung des Brenngases auf regenerative Gase würde eine deutlichere THG-Minderung bewirken.
- **Der Primär- und Endenergiebedarf sinkt beim Einsatz von Elektromotoren zur Gasverdichtung.** - Die Einsparungen liegen bei etwa 3,5 TWh in beiden Szenarien.
- **Aus volkswirtschaftlicher Sicht ist im Jahr 2050 die strombasierte Verdichtung der gasbasierten vorzuziehen.** - Eine volkswirtschaftliche Betrachtung zeigt, dass strombasierten Verdichter leicht günstigere Faktorkosten (Investition, Energiekosten incl. Zertifikatspreise, Betriebskosten) aufweisen als die gasbetriebene Referenztechnik. Dabei handelt es sich jedoch um mittlere Werte, die je nach Standort variieren können. Beispielsweise kann die Lage einer Verdichterstation zur nächsten geeigneten Transformator-Station des Stromnetzes Einfluss auf die Investitionen haben. Außerdem werden in dem vorliegenden Bilanzraum mögliche Mehrkosten für eine zusätzliche Infrastruktur auf Stromseite nicht berücksichtigt.
- **Die Elektrifizierung der Betriebsmittel führt zu geringeren Umweltkosten.** - Die Umweltkosten reduzieren sich beim Einsatz der strombasierten Verdichter im Wesentlichen aufgrund des geringeren Primärenergieeinsatzes beim Gastransport. Hier sind Einsparungen bis zu 255 Mio. € im Jahr 2050 möglich (KS95). Bei der Gasvorwärmung sind die Beiträge zu energie- und klimapolitischen Zielen wesentlich geringer.

Die Elektrifizierung der Betriebsmittel im Gasnetz ist unter der Annahme einer „Kupferplatte“ im Stromnetz langfristig sinnvoll, um die Primärenergieeinsparpotentiale und Treibhausgasminderungspotentiale verbunden mit den volkswirtschaftlichen Minderkosten sowie den geringeren Umweltkosten gegenüber der heutigen Nutzung von Gas als Betriebsmittel zu heben. Der Ersatz von Erdgas durch regenerative Gase würde zwar zu ähnlichen Treibhausgasminderungspotentiale führen, aber höhere volkswirtschaftliche Kosten verursachen. Auch in der Übergangszeit und vor dem Hintergrund der Integration der erneuerbaren fluktuiierenden Erzeugung sowie der Gewährleistung der Versorgungssicherheit im Gasnetz erscheint der bivalente Betrieb von Betriebseinheiten im Gasnetz aus energetischer Sicht zweckmäßig. Eine relativ rasche Marktdurchdringung bei den elektrisch betriebenen Verdichtern sollte mit einem entsprechenden Anreizprogramm für Energieunternehmen möglich sein.

Abstract

The aim of this report is to examine the potential and effects of the integration of renewable energy in the gas grid considering future electrification and the proposed steps for the “Energiewende”. Presently, the components of the gas network are used to transport and store gas independent of the electrical grid. This study was carried out in the framework of the study "Integration of Renewable Energies through Sectoral Coupling, Work Packet 2: "Analysis of Sectoral Coupling Options", which was intended to identify the possible replacement of fossil fuels using the so-called Sectoral Coupling Options (SKO) for Germany in various application areas by 2050 (Wietschel 2017). The possibilities pertaining to the gas network are examined in this report.

To assess the future development of sectoral coupling options by 2050, two scenarios, AMS and KS95 (description see Wietschel 2017), were considered: In the Current Measures Scenario (AMS), the current state of the energy and climate protection framework continues until 2050. However, the energy and climate protection goals of the federal government would largely be missed in this scenario. In Climate Change Scenario 95 (KS95), greenhouse gas emissions are expected to be reduced by 95% by 2050 (compared to 1990 levels) by achieving ambitious targets for energy efficiency, renewable energy integration and storage. Focusing on gas transport, the scenarios were expanded and Germany as a transit country for gas in the European context was taken into account. It should however be noted that the scenarios for long-term development show a significant reduction in the primary energy consumption of gas in Germany by 2050.

The study deals with the electrification of the technical components of the present German gas transport network including the electrification of subsurface natural gas storage facilities in a normal as well as in a renewable weighted scenario where the energy supply fluctuates. The transport compressors in the approximately 70 stations of the pipeline network, which compensate for pressure losses due to friction, as well as the compressors for storing gas quantities in the underground natural gas storage are a suitable part for sector coupling through electrification, since their operation can be basically gas-based as well as electricity-based. Likewise, the preheating of the gas before releasing the gas from the storage or the long-distance transport network can be realized in a downstream network with renewable electricity (power to heat). The infrastructure requirements of the additional electricity demand were however not considered.

The following conclusions can be drawn for the electrification of equipment in the gas network:

- ▶ **Technical potential in the gas grid.** - There is a potential for the integration of ca. 3.8 TWh per year of electricity for the compression and preheating of gas in gas transport (transmission network) and in storage operation. Due to the expected decrease in the transported gas volume and thereby a reduction in the required compressor capacity and energy costs for preheating, this potential would be significantly reduced by 2050 (about 2.5 TWh in the AMS and about 1.6 TWh in the KS95).
- ▶ **Bivalent systems are advantageous, but costly.** - The applications in the gas network are relatively inflexible and can only operate to a limited extent in a fluctuating energy system. A higher flexibility contribution can be made with bivalent design of the technical components. A bivalent system has two different technologies where both gas-based and electrical operation are possible, which initially causes higher investment than just one system. Likewise, higher costs are also to be expected in maintenance, due to e.g. the additional burden of frequent startup and shutdown of the equipment. Therefore, this system configuration is currently not economically feasible and, would be in the future only with correspondingly high flexibility incentives in the electricity market.

- ▶ **The electrification of inputs leads to lower GHG emissions, but can make only a small contribution to the overall reduction targets.** - The greenhouse gas (GHG) emissions of sector coupling options mainly depend on the type of power plants used for power production. If the hourly influence of renewable electricity into the electricity mix of the current measure name scenario (AMS) is assumed, hardly any CO₂ can be saved until 2050 by the SKO in the gas grid compared to other measures. Due to the inflexible driving style of the gas network, it is also used in times with a high proportion of electricity generated by fossil fuels. On the other hand, a full renewable power system or regenerative gases would cause a significant GHG reduction.
- ▶ **The primary and final energy demand decreases when using electric motors for gas compression.** - The savings are about 3.5 TWh in both scenarios.
- ▶ **From a macroeconomic point of view, electricity-based compression of gas-based fuels is preferable in 2050.** - An economic analysis shows that electricity-based compressors are slightly cheaper in various aspects (investment, energy costs including certificate prices, operating costs) in comparison to the gas-powered alternatives. However, these are average values that can vary depending on the location. For example, the location of a compressor station to the nearest suitable transformer station of the power grid can have an impact on the investment. Further, the method of analysis used here also does not consider possible costs for additional infrastructure requirements on the electricity side.
- ▶ **The electrification of equipment leads to lower environmental costs.** - The environmental costs are reduced when using the current-based compressors mainly due to the lower primary energy use in gas transport. Savings of up to € 255 million in 2050 are possible here (KS95). With regard to gas preheating, contributions to energy and climate policy goals are much lower.

The electrification of gas network resources in the long term makes sense, as they would be a buffer to the grid, they maximize primary energy savings, offer high greenhouse gas mitigation potential, lower economic costs and lower environmental costs compared to gas based alternatives in use today. The replacement of natural gas by renewable gases would lead to similar greenhouse gas reduction potential, but would cause higher economic costs. In the context of the integration of renewable fluctuating electricity and ensuring security of supply in the gas network, the bivalent operation of gas network operating units appears energetically expedient. A relatively rapid penetration of electrically operated compressors should therefore be ensured by a corresponding incentive program for energy companies.

InhaltsverzeichnisBerichtskennblatt	2
Report Cover Sheet.....	3
Zusammenfassung	4
Abstract	6
Abbildungsverzeichnis	11
Tabellenverzeichnis.....	13
Abkürzungsverzeichnis	14
Glossar.....	15
1 Einleitung	17
2 Energieszenarien	19
3 Stand und technisches Potenzial der Elektrifizierung von Betriebsmitteln im Gasnetz.....	20
3.1 Methodik	20
3.2 Identifikation elektrifizierbarer Betriebsmittel	21
3.2.1 Verdichter und Verdichterantriebe	25
3.2.2 Vorwärmung in Gasdruckregelanlagen	26
3.3 Technisches Potenzial	28
3.3.1 Verdichtung im Ferntransport	28
3.3.2 Verdichtung im Speicherbetrieb	30
3.3.3 Vorwärmung im Transport/Verteilung	32
3.3.4 Vorwärmung im Speicherbetrieb.....	33
3.3.5 Zusammenfassung technische Potenziale Gasnetz	35
3.4 Entwicklung des technischen Potenzials bis 2050.....	36
3.5 Einordnung des technischen Potenzials in das heutige Strommarktdesign	37
3.5.1 Strommärkte und ihre Produkte.....	37
3.5.2 Restriktionen beim bivalenten Betrieb	38
3.5.3 Erschließbarkeit des technischen Potenzials	41
3.6 Bivalenter Betrieb – überschussgesteuertes und preisgesteuertes Potenzial	43
3.7 Zusammenfassung des technischen Potenzials und Vergleich zu anderen Sektorkopplungsoptionen.....	44
4 Berechnung der Primärenergieeinspar- und CO₂-Minderungspotenziale	46
4.1 Auswahl der SKO und der dazugehörigen Referenztechniken.....	47

4.2	Bestimmung der spezifischen Verbräuche und Emissionen der Referenztechniken.....	47
4.3	Bestimmung der spezifischen Verbräuche und Emissionen der Sektorkopplungsoptionen.....	47
4.4	Ableitung der Primärenergie - Treibhausgasänderungen.....	48
4.4.1	Minderungspotenzial für Betriebsmittel im Gasnetz	48
4.4.2	Vergleich CO ₂ - Emissionen und Primärenergieeinsatz zu anderen SKO.....	49
5	Ökonomische Bewertung der Sektorkopplungsoption	52
5.1	Einleitung	52
5.2	Volkswirtschaftliche Bewertung der Elektrifizierung der Betriebsmittel im Gasnetz	52
5.2.1	Eingangsparameter	53
5.2.2	Ergebnisse volkswirtschaftliche Kosten.....	55
5.3	Umweltkosten	57
5.3.1	Methodik	57
5.3.2	Allgemeine Eingangsdaten	58
5.3.3	Ergebnisse	61
6	Transformationspfade.....	66
6.1	Einleitung	66
6.2	Energie- und Klimaschutzziele in Deutschland	66
6.3	Transformationspfad Gasnetz.....	68
6.3.1	Entwicklung in den letzten Jahren und aktueller Stand der Marktdiffusion	68
6.3.2	Entwicklung von Marktpenetrationsszenarien zur Erreichung von Klimaschutzz Zielen	69
6.3.3	Beitrag zu energie- und klimapolitischen Zielen.....	70
6.3.4	Entwicklung Transformationspfad und Roadmap.....	74
6.4	Zusammenfassende Bewertung der Sektorkopplungsoption.....	76
7	Literaturverzeichnis.....	78
8	Anhang.....	81
8.1	Auswahl von Energieszenarien	81
8.1.1	Studie Klimaschutzszenario 2050: wichtige Rahmendaten	81
8.1.2	Szenarienauswahl aus der Studie Klimaschutzszenarien 2050	86
8.2	Annahmen und Ergebnisse der Energieszenarien	88
8.3	Sensitivität Kostenanalyse Gasnetz	94

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Übersicht der Methodik zur Bestimmung der Potenziale.....	20
Abbildung 2: Schematische Darstellung des Gasnetzes mit Betriebsmitteln	22
Abbildung 3: klassische Leitungsausnutzung.....	23
Abbildung 4: Europäische Gasnetz (BDEW (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft) 2013)	24
Abbildung 5: Karte Untertagespeicher (BDEW (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft) 2014b).....	25
Abbildung 6: Einsatzbereiche für Verdichtertypen (Dorsch 2015).....	26
Abbildung 7: Aufbau einer zweischienigen Gasdruckregel- und Messanlage (Cerbe 2008)	27
Abbildung 8: Erdgasaufkommen* in Deutschland.....	29
Abbildung 9: Technisches Potenzial der Verdichtungsarbeit im Ferntransport in stündlicher Auflösung	30
Abbildung 10: Technisches Potenzial der Verdichtungsarbeit an deutschen Untertageerdgasspeichern in stündlicher Auflösung für das Jahr 2013	31
Abbildung 11: Tägliche Einspeisevolumina von 41 Erdgasspeichern von 2010 bis 2014	32
Abbildung 12: Nettoenergie für Gasvorwärmung im Gastransport und Verteilung in stündlicher Auflösung	33
Abbildung 13: Technisches Potenzial der Vorwärmeenergie an Speichern in stündlicher Auflösung	34
Abbildung 14: Technisches Potenzial für Verdichtung und Vorwärmung im Gasnetz in stündlicher Auflösung	36
Abbildung 15: Entwicklung des technischen Potenzials in zwei Szenarien (AMS, KS95) bis 2050.....	37
Abbildung 16: Übersicht über Strommärkte und Produkte.....	38
Abbildung 17: Bivalenter Antrieb eines Verdichters über eine Antriebswelle.....	39
Abbildung 18: Technische, überschuss- und preisgesteuerte Potenziale für die Elektrifizierung von Betriebsmitteln im Gasnetz	44
Abbildung 19: Änderung des Primärenergieverbrauchs von ausgewählten SKO für ein optimistisch-realisiertbares Szenario (unter den Rahmenbedingungen des AMS sowie KS95)	45
Abbildung 20: Berechnungsschritte für die Bestimmung der Energieeinspar- und THG-Minderungspotenziale von SKO.....	46
Abbildung 21: Änderung des Primärenergieverbrauchs in der Wärmebereitstellung, Industrie und im Gas-netz im Jahr 2050 (Berechnung basiert auf Durchschnittswerten) (basierend auf AMS-Rahmendaten)	50

Abbildung 22: Änderungen der CO ₂ -Emissionen in der Wärmebereitstellung, Industrie und im Gasnetz im Jahr 2050 (Berechnung basiert auf Durchschnittswerten) (Einsparung -, Verschlechterung +) (basierend auf AMS-Rahmendaten)	51
Abbildung 23: Spezifische Transportkosten in Ct./MWh (transportiertes Gas) unter den Rahmenbedingungen des AMS inklusive Durchleitung	55
Abbildung 24: Schema zur Berechnung der Umweltkosten	58
Abbildung 25: Änderung der Umweltkosten je Energieeinheit im Gasnetz (eingesparte Umweltkosten +, zusätzliche Umweltkosten -).....	64
Abbildung 26: Änderung der Umweltkosten je Produktionsmenge im Gasnetz (eingesparte Umweltkosten +, zusätzliche Umweltkosten -).....	65
Abbildung 27: Roadmap Gasnetz für die Elektrifizierung von Betriebsmitteln	76
Abbildung 28: Entwicklung der verbrennungsbedingten Treibhausgas-Emissionen	83
Abbildung 29: Entwicklung der CO ₂ -Zertifikatspreise	84
Abbildung 30: Entwicklung des Strompreises	85
Abbildung 31: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs.....	86
Abbildung 32: Spezifische Kosten für Verdichtung im Transportnetz mit Gaspreis 5,0 Ct/kWh in 2030 und 8,0 Ct/kWh in 2050 unter den Rahmenbedingungen des AMS inklusive Durchleitung.....	95

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Zusammenstellung der technischen Jahrespotenziale.....	35
Tabelle 2: Erschließbarkeit des technischen Potentials "Elektrifizierung der Betriebsmittel im Gasnetz" an Strommärkten.....	43
Tabelle 3: Übersicht über die Referenztechniken und die entsprechenden Sektorkopplungsoptionen	47
Tabelle 4: Änderungspotenziale – Betriebsmittel im Gasnetz unter den Rahmenbedingungen des AMS	49
Tabelle 5: Übersicht Berechnungsfälle der Kostenanalyse	53
Tabelle 6: Abschätzung der Altersstruktur der deutschen Gasturbinen im Gasferntransport.....	54
Tabelle 7: Einheitswerte für die Bewertung von Treibhausgasemissionen durch Verkehr und Energieerzeugung	59
Tabelle 8: Vorlaufemissionen der Kraft- und Brennstoffherstellung	59
Tabelle 9: Kostensätze Luftverschmutzung in Deutschland (€ ₂₀₁₀ /t Schadstoff)	60
Tabelle 10: Absolute Energieeinsparungen Gas sowie Strom durch SKO im Gasnetz (-: Einsparung; +: Mehrverbrauch).....	61
Tabelle 11: Emissionsfaktoren Gasnetz für fossile Brennstoffe.....	61
Tabelle 12: Gesamtbilanz Umweltkosten Gasnetz nach Wirkbereichen (-: eingesparte Umweltkosten; +: zusätzliche Umweltkosten)	63
Tabelle 13: Ziele der Energiewende und Indikatoren (Quelle BMWi (2016))	67
Tabelle 14: Sektorale THG-Minderungsziele in Deutschland nach dem Klimaschutzplan (Quelle: BMUB (2016)).....	67
Tabelle 15: Realisierbares Marktpenetrationsszenario für die Verdichtung im Gasnetz	69
Tabelle 16: realisierbares Marktpenetrationsszenario für Vorwärmung im Gasnetz	70
Tabelle 17: Änderungen beim Energieeinsatz und den Treibhausgasemissionen im Gasnetz (optimistisch realisierbares Szenario)	71
Tabelle 18: Beitrag des Gasnetzes zu den Klimazielen (THG-Minderung)	72
Tabelle 19: Beitrag des Gasnetzes zur Einsparung von Energie und zur Lastverlagerung	73
Tabelle 20: Änderung der System- und Umweltkosten im Gasnetz bei Einsatz der SKO (optimistisch realisierbares Szenario)	74
Tabelle 21: Vergleich ausgewählter Grundannahmen der verschiedenen Modellierungsrunden des Klimaschutzszenarios 2050	82
Tabelle 22: Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (Klimaschutzszenarien 2050, 2. Modellierungsrunde)	88

Tabelle 23: Klimaschutzszenario 80 (Studie Klimaschutzszenarien 2050, 2. Modellierungsrunde) 90

Tabelle 24: Klimaschutzszenario 95 (Studie Klimaschutzszenarien 2050, 2. Modellierungsrunde) 93

Abkürzungsverzeichnis

AMS	Aktuelle-Maßnahmen-Szenario
BEV	Battery Electric Vehicle / Batterieelektrisches Fahrzeug / Elektroauto
CNG/LNG	Compressed Natural Gas/Liquified Natural Gas
COP	Coefficient of Performance
EDL	Energiedienstleistung
EE	Erneuerbare Energien
GDR	Gasdruckregelanlage
GDRM	Gasdruckregel- und Messanlage
JAZ	Jahresarbeitszahl
KS80	Klimaschutzszenario 2050 mit 80 % THG-Minderung
KS90	Klimaschutzszenario 2050 mit 90 % THG-Minderung
KS95	Klimaschutzszenario 2050 mit 95 % THG-Minderung
LNF	Leichtes Nutzfahrzeug
O&M	Wartung, Reparatur und Instandhaltung
PHEV	Plug-in Hybrid Electric Vehicle / Kraftfahrzeug mit Hybridantrieb
PM	Feinstaub
PtG	Power to Gas
PtX	Power to X
RT	Referenztechnik
SKO	Sektorkopplungsoption
SNL	Schnell abschaltbare Lasten
SOL	Sofort abschaltbare Lasten
THG	Treibhausgase
WE	Wohneinheit

Glossar

Antriebsgasverbrauch	Gasmenge, die zum Betrieb der Gasturbine, die den Verdichter antreibt, benötigt wird.
Arbeitsgas (im Speicher)	Menge an Gas, die im Speicher ein- und ausgespeichert und damit gehandelt werden kann. Im Gegensatz dazu ist das Kissen-gas eine Gasmenge, die zur Aufrechterhaltung eines Mindestdrucks immer im Speicher verbleiben muss.
Betriebsmittel Gasnetz	Betriebsmittel im Gasnetz sind Energienutzer (technische Komponente), die benötigt werden, um das Gas zu transportieren und zu speichern (z.B. Verdichter-Gasturbinen, Gasvorwärmer).
Bivalentes System	Eine Verschaltung von technischen Komponenten, die sowohl elektrisch als auch mit Gas betrieben werden kann.
Einspeicherenergie	Energie zur Verdichtung, um Gas in einen Untergrundspeicher zu verbringen.
Erdgasaufkommen in Deutschland	Das Erdgasaufkommen in Deutschland setzt sich zusammen aus den Erdgasimporten inklusive dem durchgeleitetem Gas nach Deutschland und der inländischen Förderung
Gasbeschaffenheit	Umfasst physikalische und chemische Größen wie z.B. den Brennwert, die relative Dichte und die Zusammensetzung des Gases.
Gasdruckregelanlage	Technische Anlage zur Reduktion des Gasdrucks auf ein definiertes Niveau. Kopplungselement zwischen zwei Druckstufen eines Gasnetzes.
Nettoenergie	Zur Vorwärmung und Verdichtung: Energie an der Welle des Verdichters oder übertragene thermische Energie bei der Vorwärmung. Die Nettoenergie ist unabhängig von der Antriebstechnologie oder Art der Vorwärmung und gibt die Energie, die direkt auf das Gas wirkt, an.
Referenztechnologie (RT)	Heute weit verbreitete Technologie. Der Vergleich der SKO mit der RT ermöglicht Aussagen zu Minderungspotentialen z.B. bezüglich THG.
Residuallastkurve	Die Residuallast setzt sich zusammen aus der stündlichen Last im Stromnetz abzüglich der Einspeisung regenerativen Stroms.
Sektorkopplungsoption (SKO)	Möglichkeit (erneuerbaren) Strom in einen Sektor einzubringen, der zuvor durch andere Energieträger gespeist wurde (z.B. Verkehr). Mit der Umsetzung der SKO geht meist auch ein Technologiewechsel einher (z.B. Ottomotor ersetzt durch E-Motor).
ubstitutionspotential (SP)	Teilmenge des technischen Potentials. Das überschussgesteuerte SP bildet sich aus gemeinsamer Schnittmenge von technischen Potential und Residuallastkurve des Stromnetzes. Das preisgesteuerter SP wertet nur Stunden technischen Potentials für die der Strompreis am Spotmarkt unterhalb eines festgesetzten Wertes liegt. .

Technisches Potential	Energieeinsatz der elektrischen Anlage. Nettoenergieverbrauch dividiert durch den jeweiligen elektrischen Wirkungsgrad der Anlage (E-Motor, Heizung). Bereits realisierte elektrische Anlagen sind im Potential enthalten.
Verdichtungsverhältnis	Verhältnis aus Nachdruck und Vordruck des Verdichters, typischerweise von 1,2 bis 1,5 bei Transportverdichtern, etwas höher bei Speicherverdichtern.

Einleitung

Die Energiewende in Deutschland zielt auf eine signifikante Minderung der Treibhausgasemissionen ab (mindestens minus 80 % im Jahr 2050 bezogen auf 1990). Bezogen auf die 21. Weltklimakonferenz in Paris (COP21) müssen deutlich höhere Anstrengungen unternommen werden, da für eine Begrenzung des globalen Temperaturanstiegs auf ca. 1,5 K eine Treibhausgasminderung von mindestens 95 % benötigt wird. Um diese Minderung der fossilen CO₂-Emissionen (Dekarbonisierung) zu erreichen, müssen zunehmend fossile Energieträger durch erneuerbare Energien ersetzt werden. Da Biomasse für eine Deckung des Energiebedarfs nicht ausreichend verfügbar ist, wird regenerativer Strom zur Primärenergie. Die energieeffizienteste Nutzung des Stroms aus erneuerbaren Quellen würde bedeuten, dass der regenerative Strom verstärkt zur Substitution von fossilen Quellen und/oder Effizienzsteigerungen eingesetzt werden würde. Allerdings müssen bei der Elektrifizierung der Anwendungsbereiche die Netz- und Nutzerinfrastruktur sowie die soziale Komponente bei der Einführung beachtet werden. Flüssige und vor allem gasförmige Brenn-/Kraftstoffe aus Biomasse und Strom (PtG und PtL) können als Ergänzung zur Direktstromnutzung dazu beitragen das System zum einen versorgungssicher bei minimierten Kosten z.B. durch Nutzung vorhandener Infrastruktur und Optimierung neuer Infrastrukturmaßnahmen und zum anderen durch saisonale Verschiebung von Strom zu gestalten. Neben dem Ziel der Defossilisierung können gasförmige erneuerbare Energieträger dazu beitragen, die zunehmend fluktuierende Einspeisung aus Wind und Sonne durch bereitgestellte Flexibilitäten aus dem Gasnetz besser in das Energiesystem zu integrieren. So kann z. B. die Abregelung von erneuerbaren-Stromproduktionen in Überschusszeiten verhindert werden, z.B. durch den Einsatz von PtG-Anlagen.

Vor diesem Hintergrund wurde die Elektrifizierung der Betriebsmittel im Gasnetz betrachtet. Sie bietet eine Einsatzmöglichkeit für erneuerbaren Strom in Deutschland. Die Untersuchungen fanden im Rahmen der Studie „Integration erneuerbarer Energien durch Sektorkopplung, Teilvorhaben 2: Analyse zu technischen Sektorkopplungsoptionen“ statt (UFOPLAN 2014 – FZK 3714 41 107 2, im weiteren Hauptstudie genannt) (Wietschel 2017). Ziel der Hauptstudie ist es, die Potenziale wichtiger Sektorkopplungsoptionen¹ für Deutschland bis 2050 zu identifizieren und ihren möglichen Beitrag

¹ „Der Begriff Sektorenkopplung wird oft unterschiedlich verwendet. Im Rahmen der Studie wurde folgende Definition entwickelt, die im Weiteren zu Grunde gelegt wird:

Sektorenkopplung bezeichnet die Substitution fossiler Energieträger durch weit überwiegend erneuerbar erzeugten Strom oder durch andere erneuerbare Energieträger und nachhaltige Energienutzungsformen in neuen sektorenübergreifenden Anwendungen oder durch verstärkte Nutzung bekannter sektorenübergreifender Anwendungen. Bei Strom geschieht dies zum einen durch eine direkte Stromnutzung, die auch eine strombasierte Wärme / Kälteerzeugung (Power-to-Heat) einschließt. Zum anderen über die Umwandlung von Strom in synthetischen Kraftstoffe (Power-to-Gas, Power-to-Liquid). Die indirekte Stromnutzung über Power-to-Liquid und Power-to-Gas bilden eine Teilmenge der Sektorenkopplung. Synthetische Kraftstoffe können aber auch aus anderen (erneuerbaren) Quellen hergestellt werden. Primäres Ziel der Sektorenkopplung ist die Senkung der Treibhausgasemissionen durch Substitution fossiler Energieträger, weshalb bei den Energieträgern primär die Nutzung die Erneuerbaren notwendig ist. Sekundäre Ziele (Co-Benefits) können durch einen Beitrag zur Flexibilisierung und Energieeffizienzsteigerung entstehen.

In dieser Studie stehen weiterhin die stromseitigen Sektorkopplungsoptionen aufgrund ihres hohen technischen Potenzials im Fokus. Zudem wird eine stark technologische Perspektive eingenommen,

zu den energie- und klimapolitischen Zielen auf Basis von Zukunftsszenarien aus der Literatur zu analysieren.) Insbesondere die Vergleiche dieses Berichts zu anderen Sektorkopplungsoptionen wurden der Hauptstudie entnommen (siehe Kapitel 3.7 und 4.4.2)

Die Analyse der Optionen im Gasnetz hinsichtlich ihres Beitrages zur Erreichung der klima- und energiepolitischen Ziele wird für Deutschland bis zum Jahre 2050 durchgeführt. Die Arbeiten basieren dabei auf der Auswertung von Szenarien der 2. Modellierungsrunde der Studie Klimaschutzszenario 2050 (Repennig et al. 2015). Neben der Abschätzung der technischen Potentiale bei der Ersetzung gasbasierter durch strombasierter Komponenten des Gasnetzes werden CO₂-Minderungspotentiale berechnet, die die Differenzen der Emissionen in strom- und gasbasierten Szenarien ausweisen. Weiterhin folgt eine Bewertung der volkswirtschaftlichen Kosten, die mit einer Transformation des Gasnetzes in einen rein strombasierten Betrieb einhergehen würden. Berücksichtigt werden auch Kosten, die die Allgemeinheit indirekt trägt z.B. durch Schadstoffemissionen in die Luft. Diese werden als Umweltkosten separat ausgewiesen.

Weiterhin werden die wichtigsten Einflussgrößen für den Markterfolg identifiziert, Integrationspfade für ihre erfolgreiche Markteinführung entwickelt und Handlungsempfehlungen bzgl. der erfolgreichen Marktpenetration gegeben.

weil es um die energie- und klimapolitische Bewertung von Sektorkopplungstechnologien geht.“ (Wietschel 2017).

1 Energieszenarien

Im Rahmen der Energiewende und einer nachhaltigeren Energiepolitik zur Erreichung von Klimaschutzz Zielen haben Szenarien eine große Bedeutung. Energieszenarien versuchen mögliche, alternative Entwicklungen des Energiesektors zu skizzieren und damit eine Handlungsgrundlage für Entscheidungen zu schaffen. Dabei liefern Energieszenarien i.d.R. u. a. sowohl eine Entwicklung der Energieerzeugung und –nachfrage als auch eine Abschätzung zur Weiterentwicklung von verschiedenen Preisen und Treibhausgasemissionen.

Für die vorliegende Studie wurde ein umfangreicher Szenarienrahmen genutzt, der zugleich allen Sektorkopplungsoptionen in der Hauptstudie (Wietschel 2017) zugrunde liegt. Eine genaue Beschreibung der Szenarien erfolgt in der Hauptstudie und wird auch im Anhang dieses Berichtes geführt (siehe Kapitel 8.1).

In der vorliegenden Studie wurden die Szenarien „Aktuelle-Maßnahmen“ (AMS) und „Klimaschutzszenario 95“ (KS95) genutzt. In beiden Szenarien geht der Primärenergieverbrauch von Gas in Deutschland bis 2050 deutlich zurück. Dieser Rückgang basiert hauptsächlich auf den Annahmen von sehr ambitionierten Effizienzmaßnahmen im Wärmesektor und Industriesektor. PtG wird kaum eingesetzt. Das AMS nimmt einen Rückgang des Primärenergieverbrauchs Erdgas bis 2050 auf 43 % des Wertes von 2010 (3128 PJ = 869,5 TWh) an. Im KS95 sind es 2050 sogar nur noch 9 % fossilen Erdgases. Für die vorliegenden Betrachtungen zum Gastransport wurden die Szenarien erweitert und die Funktion Deutschlands als Transitland von Gas im europäischen Kontext berücksichtigt. Dabei wurde zukünftig ein relativ konstanter Gasbedarf in den europäischen Nachbarländern angesetzt.

2 Stand und technisches Potenzial der Elektrifizierung von Betriebsmitteln im Gasnetz

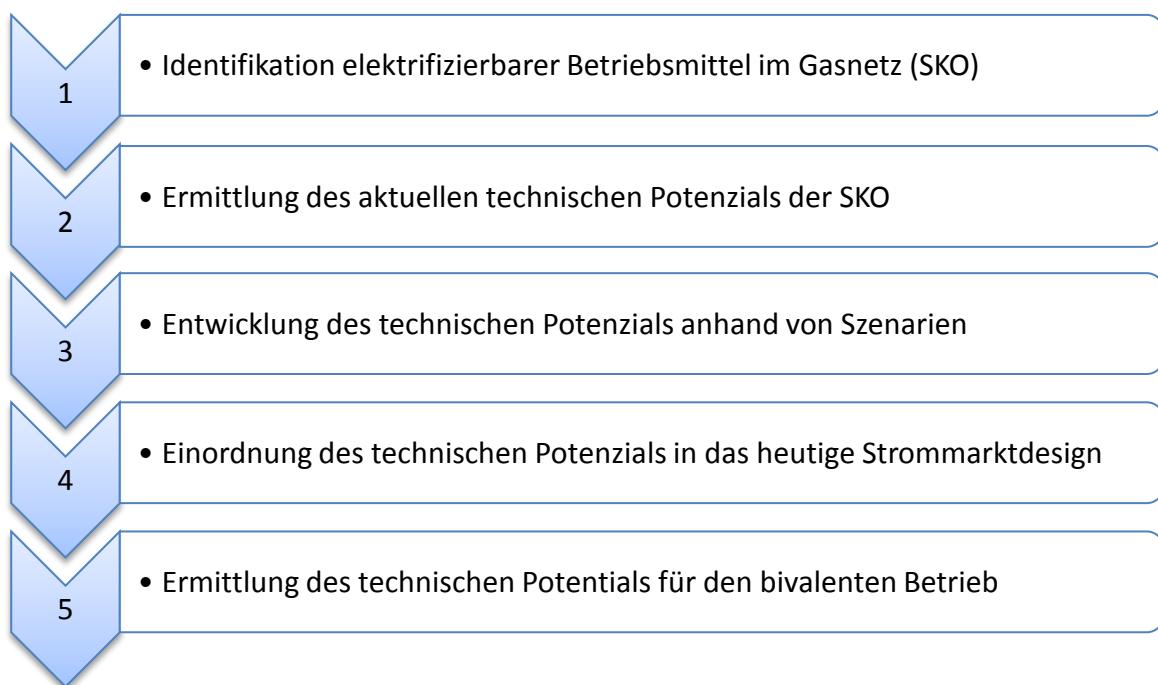
Betriebsmittel im Gasnetz sind technische Komponenten, die dem Gastransport und der Gasspeicherung dienen. Diese Betriebsmittel werden bislang unabhängig vom Stromnetz mit dem zu transportierenden Erdgas betrieben. Mit der Sektorkopplungsoption „Elektrifizierung der Betriebsmittel“ im Gasnetz erfolgt der Einsatz von Strom beim Betrieb des Gasnetzes. Diese strombasierten Anlagenersetzen die derzeit im Wesentlichen gasbetriebenen Anlagen. Neben dieser grundlegenden Substitution wird vor dem Hintergrund einer fluktuierenden Stromerzeugung auch der Einsatz bivalenter Systeme untersucht (die mit Gas und mit Strom betrieben werden können), ob diese einen Beitrag bei stromnetzbelastenden Stromspitzen durch einen schnellen Anlauf der gasbasierten Betriebsmittel, wie andere Lastmanagementpotentiale, leisten können.

Nachfolgend werden die zur Sektorenkopplung geeigneten Betriebsmittel im Gasnetz identifiziert und beschrieben. Es werden die deutschlandweit verfügbaren technischen Potenziale der elektrischen Gasvorwärmung und Verdichtung im Gasnetz ermittelt, um in weiteren Schritten deren Einsatz im aktuellen Strommarktdesign zu diskutieren.

2.1 Methodik

Das in dieser Studie betrachtete Gasnetz ist das leitungsgebundene Netz der öffentlichen Gasversorgung mit Drücken größer 16 bar. Die hier betrachteten Betriebsmittel sind im Wesentlichen im Hochdrucknetz installiert.

Abbildung 1: Übersicht der Methodik zur Bestimmung der Potenziale



Quelle: Eigene Darstellung, DVGW-EBI

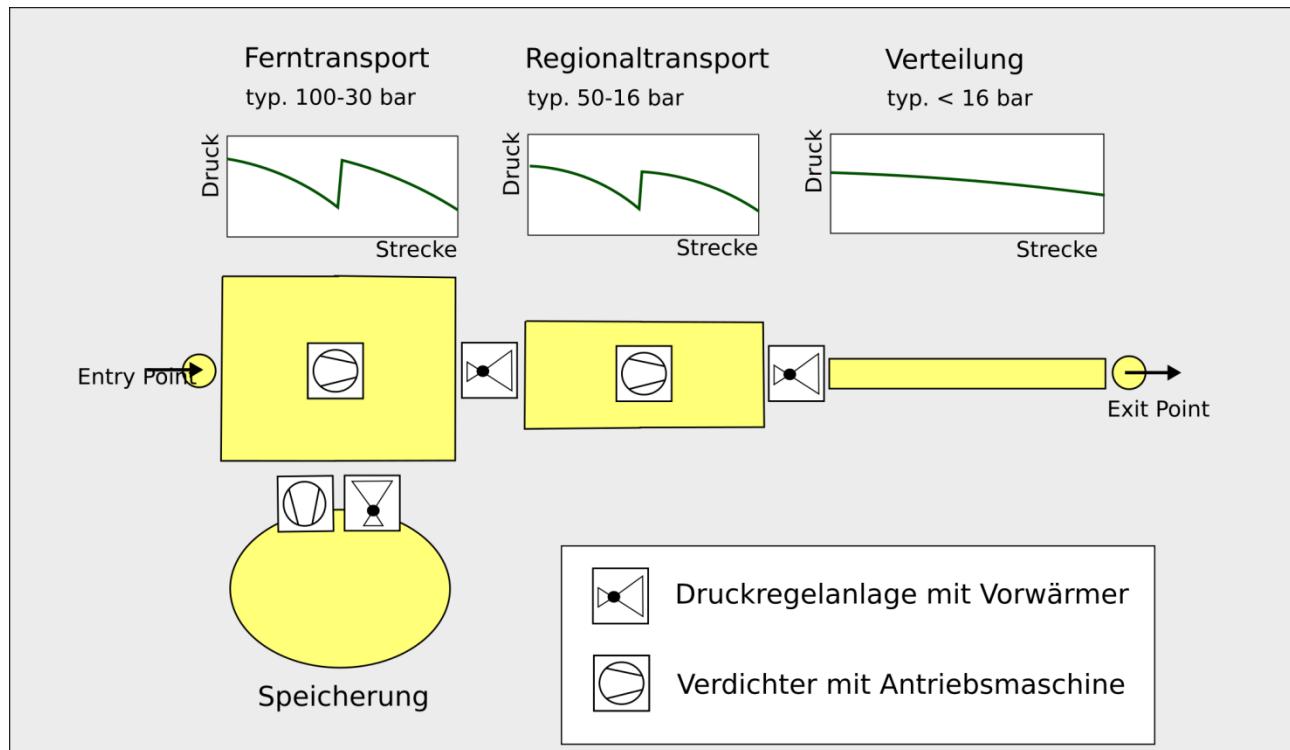
Im ersten Schritt werden die Betriebsmittel identifiziert, bei denen eine Umrüstung von Gas auf Strom technisch möglich ist. In einem weiteren Schritt wird der absolute Nettoenergieverbrauch der jeweiligen Betriebsmittel in Deutschland für das Jahr 2013 abgeschätzt. Die Berücksichtigung der Wirkungsgrade gibt das technische Potenzial der Anwendungen dieser identifizierten SKO wieder. Bereits verwirklichte strombasierte Anlagen sind im technischen Potenzial enthalten und werden gesondert ausgewiesen. Das technische Potenzial ist somit auch die Energiemenge an Strom, die das Gasnetz bei einer kompletten Umstellung auf elektrische Betriebsmittel im Jahr abnehmen würde. Die Entwicklung dieses technischen Potenzials in den Jahren 2030 und 2050 wird maßgeblich von den eigens entwickelten Gas-Szenarien bestimmt.

Die Realisierung der Sektorkopplungsoption hängt neben den technischen Aspekten auch von der Finanzierbarkeit ab. Deshalb wird im weiteren Verlauf (Schritt 4) untersucht, ob und in wie weit das technische Potenzial an Märkten des Stromsektors eingebracht werden kann, um dort Erlöse zu erwirtschaften. Zweckmäßig scheint dies insbesondere bei bivalenten Systemen, deren technischen Gegebenheiten und daraus resultierenden Restriktionen für das technische Potential in Schritt 5 betrachtet werden. Konkret zu berücksichtigen sind dabei u. a. Anlauf- und Abfahrerverhalten und Teillastfähigkeit unter Gewährleistung der Versorgungssicherheit im Gasnetz. Ein bivalentes System hat den Nachteil einer doppelten Infrastruktur (gasbasiert und strombasiert) und damit höherer Investitionskosten. Andererseits entsteht durch die Bivalenz eine Flexibilität im Gassektor, die verbrauchsgebundene Kosten minimiert. Die Energiemengen, die strombasierte Elemente in einem bivalenten Gesamtsystem zu günstigen Bedingungen nutzen können, werden als überschussgesteuertes und ein preisgesteuertes Potenzial bestimmt. Das überschussgesteuerte Potenzial vergleicht das zeitaufgelöste technische Potenzial mit den Vorgaben des Stromnetzes in Form einer Residuallastkurve. Das preisgesteuerte technische Potenzial erhebt die Energiemenge des technischen Potenzials, bei der der Strompreis unterhalb eines Grenzwertes liegt. Dieser Grenzpreis wird durch den Vergleich mit dem Gaspreis (inklusive CO₂-Zertifikatskosten) ermittelt.

2.2 Identifikation elektrifizierbarer Betriebsmittel

Das deutsche Gasnetz dient dem Transport und der Speicherung von Gasen. Im Wesentlichen sind dies momentan Erdgas und Biogas. Zukünftig werden weitere Gase wie z. B. Wasserstoff, SNG und LNG hinzukommen. Das Gasnetz ist üblicherweise so aufgebaut, dass das Gas von einem Netz mit hohem Druck in ein Netz mit niedrigerem Druck strömt, bis schließlich das Gas im Verteilnetz an den Endverbraucher abgegeben wird (s. Abbildung 2). Die Begriffe „Fern-“ und „Regionaltransport“ sowie „Verteilung“ berufen sich auf die Verantwortlichkeit der Versorger und können nicht klar über festgelegte Druckstufen definiert werden. Typischerweise agiert ein Versorger im Ferntransport bei Drücken größer 30 bar, während der Regionaltransport bei typischerweise mehr als 16 bar stattfindet. Im Verteilnetz wird das Gas meist mit Drücken kleiner 16 bar verteilt.

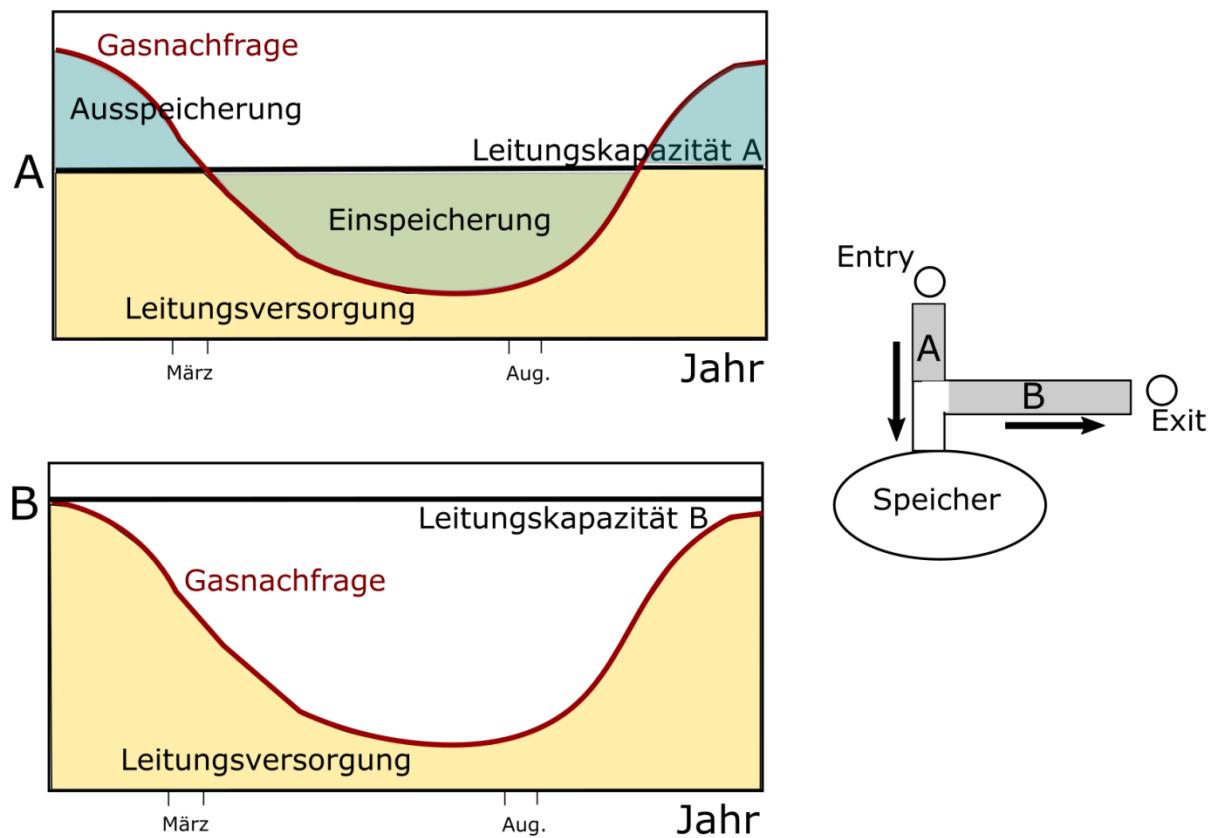
Abbildung 2: Schematische Darstellung des Gasnetzes mit Betriebsmitteln



Quelle: Eigene Darstellung, DVGW-EBI; Die Begriffe „Fern-“ und „Regionaltransport“ sowie „Verteilung“ berufen sich auf die Verantwortlichkeit der Versorger und können nicht klar über festgelegte Druckstufen definiert werden. Typischerweise agiert ein Versorger im Ferntransport bei Drücken größer 30 bar, während der Regionaltransport bei typischerweise mehr als 16 bar stattfindet. Im Verteilnetz wird das Gas meist mit Drücken kleiner 16 bar verteilt.

Die Transportkapazität des Gasnetzes und des Speicherbetriebs ist auf den Winterbetrieb ausgelegt, da der Hauptabsatz im Winter stattfindet. Die klassische Nutzung der Speicher, das Einspeichern des Gases im Sommer und Ausspeichern im Winter (s. Abbildung 3), wird aktuell mehr und mehr verändert durch temporäre Gaspreissignale an der Börse. Der tendenzielle Verlauf der Einspeicherenergie entspricht aber weiterhin der klassischen Nutzung.

Abbildung 3: klassische Leitungsausnutzung

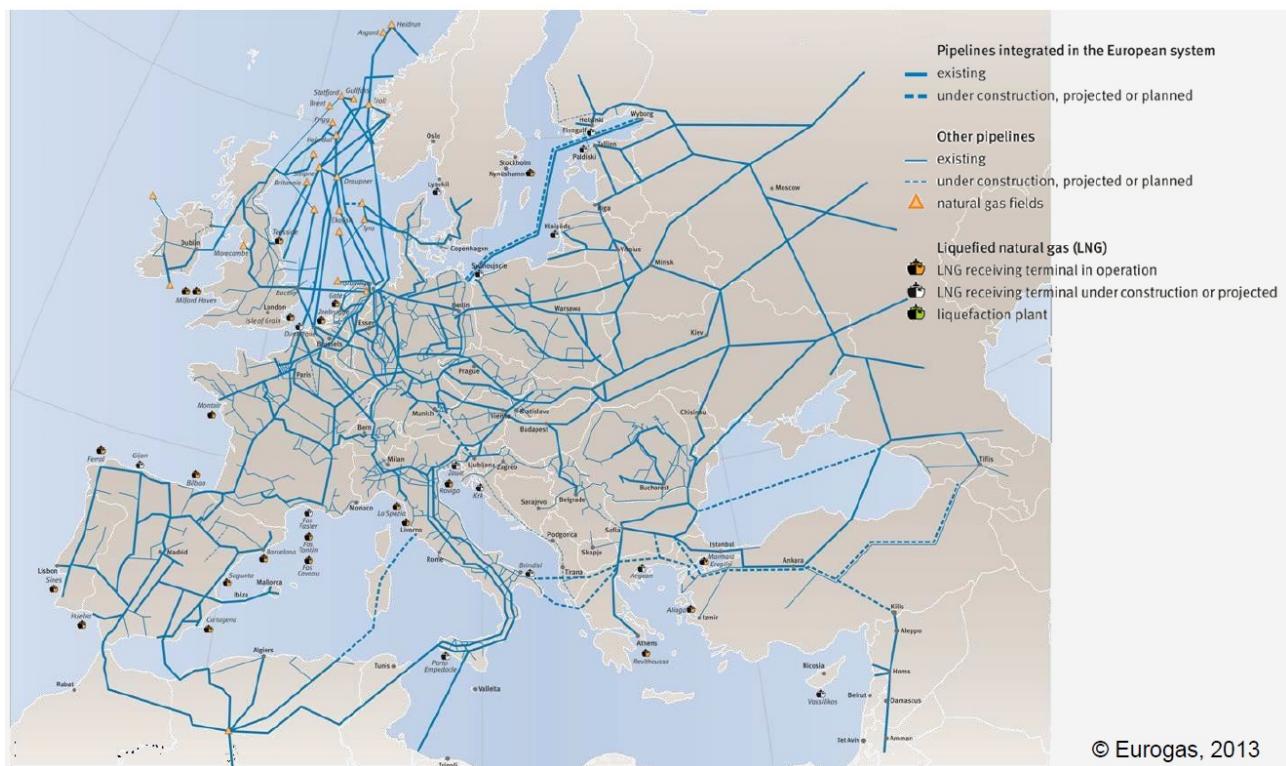


Quelle: Eigene Darstellung, (DVGW-EBI)

Das deutsche Gasnetz umfasst 2014 laut (BDEW (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft) 2015a) eine Gesamtlänge von 505.000 km. Davon sind 122.000 km dem Hochdrucknetz (üblicherweise $p > 1$ bar) und 216.000 km dem Mitteldrucknetz (üblicherweise 100 mbar $< p < 1$ bar) zuzuordnen. Der Rest gehört zum Niederdrucknetz (üblicherweise $p < 100$ mbar). Das Erdgas wird an Entry-Points in das Gasnetz eingespeist und an den Exit-Points ausgespeist. Die Entry-Points sind im Allgemeinen im Hochdrucknetz angesiedelt, nur Biogasanlagen speisen heutzutage in die Niederdrucknetze und Mitteldrucknetze ein. Allerdings ist die eingespeiste Menge 2014 von ca. 700 GWh (Biogaspartner) gering gegenüber der in Deutschland 2014 verbrauchten Erdgasmenge von ca. 823 TWh (BDEW (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft) 2014a).

Zukünftig kann sich die Situation jedoch maßgeblich ändern, sobald eine signifikante Menge an erneuerbaren Gasen dezentral erzeugt und eingespeist wird. Das Hochdrucknetz schließt direkt an die Netze der europäischen Nachbarn an (siehe Abbildung 4). Dies bedeutet, dass das deutsche Erdgasnetz nicht nur Deutschland mit Gas versorgt, sondern auch Gas von den Quellen in z. B. Russland und Norwegen in andere Länder transportiert. Somit weist das deutsche Gasnetz als zweite Funktion eine Durchleitungsfunktion auf. Diese Aufgabe ähnelt der des Hochspannungsnetzes im Strombereich. Im Hochdrucknetz soll eine hohe Energiedichte transportiert werden, um die spezifischen Infrastrukturkosten gering zu halten. Daher wird das Gas verdichtet transportiert und so der Durchmesser der eingesetzten Rohre unter Beachtung der Wandungsdicke minimiert.

Abbildung 4: Europäische Gasnetz



Quelle: (BDEW (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft) 2013)

Beim Gasfluss (Transport von Gas) entstehen Druckverluste. Diese ergeben sich durch die Zähigkeit des Gases (auch abhängig vom Druckzustand des Gases), der Rauigkeit der Rohrwandung und aus Einzelwiderständen in den Leitungen. Bei hochturbulenten Strömungen im Hochdruckbereich ist der Druckverlust in einer Rohrleitung proportional zur Dichte des Gases und zum Quadrat der Strömungsgeschwindigkeit. Um diesen Druckverlust auszugleichen und den sicheren Transport somit zu gewährleisten, werden in regelmäßigen Abständen (100 – 150 km) Transportverdichter eingesetzt.

In dem deutschen Gasnetz sind ferner an 40 Standorten Untertagespeicher (siehe Abbildung 5) mit einem Volumen von ca. 24 Mrd. m³ Arbeitsgas installiert (BDEW (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft) 2014b). Diese Speicher sind entweder Porespeicher oder Kavernenspeicher. Die Kavernenspeicher werden in Salzstöcken gebaut, in denen Hohlräume ausgeschwemmt werden. Die Porespeicher sind Speicher in Gesteinsschichten, die kleine Hohlräume aufweisen, wie sie z. B. in Sandsteinen zu finden sind. Teilweise werden hierfür ausgebeutete Erdöl- oder Erdgaslagerstätten genutzt.

Abbildung 5: Karte Untertagespeicher



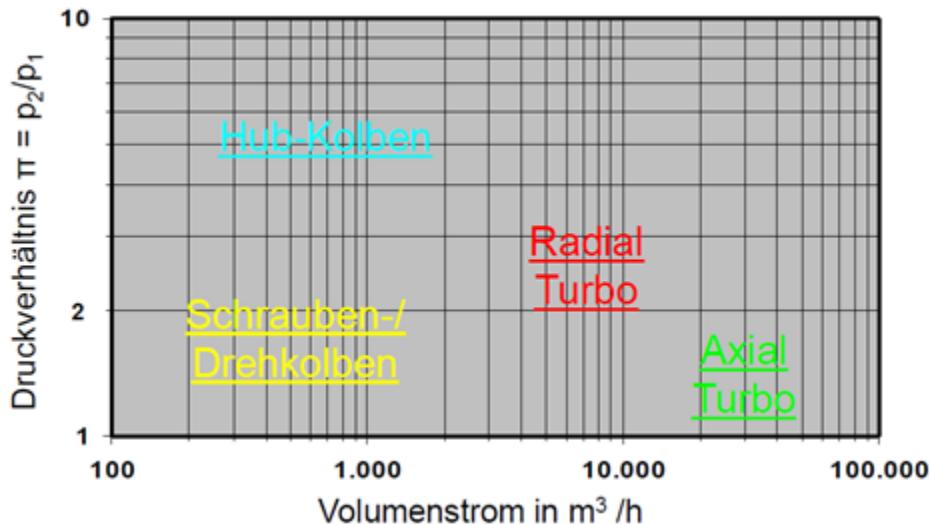
Quelle: (BDEW (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft) 2014b)

Die in den Speichern maximal erreichbaren Drücke sind durch die geodätische Höhe vorgegeben. Da Kavernen- und Porenspeicher in mehreren hundert Metern Tiefe liegen, sind die Drücke so hoch, dass eine Kompression zur Befüllung notwendig ist. Auch bei Speichern werden hierfür Verdichter eingesetzt.

2.2.1 Verdichter und Verdichterantriebe

Grundsätzlich wird zwischen zwei Bauarten von Verdichtern unterschieden. In Strömungsmaschinen strömt das Gas kontinuierlich durch den Verdichter. Beispiele sind der radiale und der axiale Turboverdichter. In einer Verdrängungsmaschine strömt das Gas periodisch in einen veränderlichen abgeschlossenen Arbeitsraum zu und ab. Typische Verdrängungsmaschinen sind der Drehkolbenverdichter, der Schraubenverdichter und der Hubkolbenverdichter. In Abbildung 6 sind die Einsatzbereiche dargestellt. Die Hubkolbenverdichter schaffen zwar hohe Druckverhältnisse, sind jedoch für kleinere Gasströme ausgelegt. Die Strömungsmaschinen zeigen ein gegensätzliches Verhalten.

Abbildung 6: Einsatzbereiche für Verdichtertypen (Dorsch 2015)



Quelle: (Dorsch 2015)

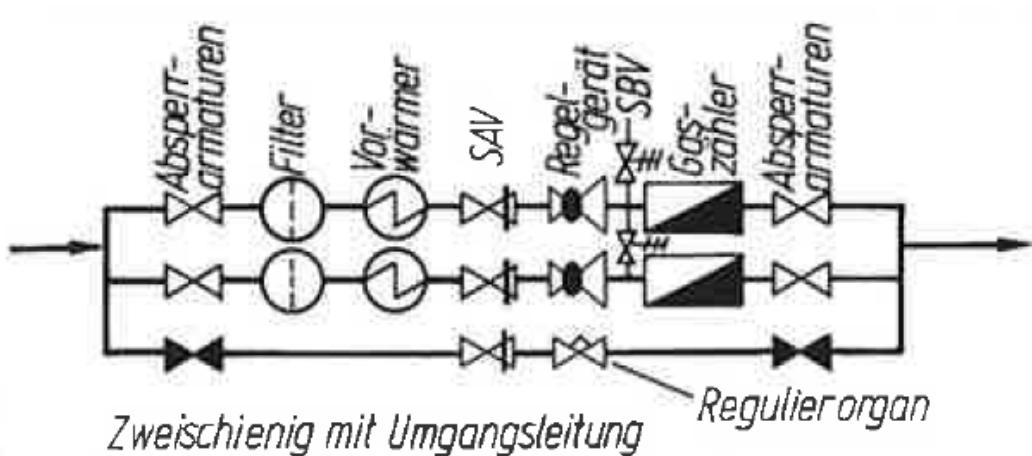
Verdichter werden über separate Antriebsmaschinen angetrieben. Dieser Antrieb kann entweder gasbasiert mit Hilfe eines Gasmotors oder einer Gasturbine erfolgen oder strombasiert mit einem Elektromotor. Bisher wurden üblicherweise gasbasierte Systeme installiert, da Gas vorhanden war und somit keine weitere Infrastruktur benötigt wurde. Auch war in der Vergangenheit das Gas meist günstiger als Strom.

2.2.2 Vorwärmung in Gasdruckregelanlagen

Wie oben beschrieben wird das Gas von Netzen mit hohem Druck zu Netzen mit niedrigem Druck transportiert. Dies erfolgt an Übergabepunkten mit Hilfe von Gasdruckregelanlagen. Deren Aufgabe ist es, einen konstanten, reduzierten Gasdruck zu gewährleisten, der unabhängig von den möglichen Einflussfaktoren Eingangsdruck und Abnahmeverolumenstrom sein sollte.

Der grundlegende Aufbau besteht aus einer Absperrarmatur, einem Gasfilter, dem Gasvorwärmer, einem Sicherheitsabsperrventil (SAV), dem eigentlichen Gasdruckregelgerät, einer Gaszählleinheit und einem Sicherheitsabblaseventil (SBV) in Kombination mit einer Abblaseleitung (s. Abbildung 7). Bei Eingangsdrücken über 16 bar wird in der Regel eine zweischienige Druckregelung betrieben, die aus einer Betriebsschiene und einer Reserveschiene besteht. Diese Anlagen sind meist in einem eigenen begehbarer Gebäude untergebracht.

Abbildung 7: Aufbau einer zweischienigen Gasdruckregel- und Messanlage



Quelle: (Cerbe 2008)

Bei der Entspannung von Erdgas im Gasdruckregelgerät kommt es zu einer Temperaturabsenkung des Gases nach dem Joule-Thomson-Effekt. Für Eingangsdrücke bis 70 bar sinkt die Temperatur zwischen 0,4 und 0,7 °C pro 1 bar abhängig von Druckdifferenz, Eingangstemperatur und Gaszusammensetzung (Arbeitsblatt G 499). Als Folge können Kondensatabscheidungen, Hydratbildungen und Vereisung der Außenseiten von Armaturen auftreten und so den Regelbetrieb der Anlage stören. Um dem entgegen zu wirken, wird das Erdgas vor dem Entspannen vorgewärmt, sodass Störungen sicher vermieden werden. Dies geschieht momentan hauptsächlich mit gasbetriebenen Rohrbündel-Wärmeübertragern, in denen Warmwasser in Gegenstromrichtung zum Gas geführt wird. Das Erhitzen des Warmwassers geschieht meist über gasbefeuerte Heizkessel. Die Gasaustrittstemperatur kann über folgende Größen geregelt werden: die Menge an vorgewärmten Gas wird kontrolliert, der Zustrom an Warmwasser wird geregelt oder die Wärmeerzeugung zur Erhitzung des Wärmeträgermediums (Warmwasser) wird direkt beeinflusst. Zu einem gewissen Anteil wird das Warmwasser aus dem Heizkessel auch zum Wärmen des Gebäudes der Gasdruckregelanlage verwendet.

Neben den gasbetriebenen Vorwärmern können auch elektrische Vorwärmern zum Erwärmen des Erdgases verwendet werden. Zum einen kann eine gasführende Rohrschlange in einen Aluminiumblock vergossen oder in ein Warmwasserbad getaucht werden. Beide Male wird das Wärmeträgermedium über ein zentrisch angeordnetes Heizelement erwärmt (Naendorf 2006). Zum anderen besteht die Möglichkeit elektrisch betriebene Strömungserhitzer einzusetzen. Sie bestehen aus einem explosionsgeschützten Heizkörper und einem als Druckbehälter ausgeführtem Strömungsrohr. Das aufzuwärmende Erdgas strömt um das mit mehreren Umlenkscheiben versehene Heizbündel und heizt das Gas direkt auf. Im Leistungsbereich bis ca. 250 kW werden kommerziell Gasvorwärmssysteme angeboten (Firma ELMESS-Thermosystemtechnik GmbH & Co. KG 2015). Weitere elektrische Vorwärmssysteme sind sogar bis 1,159 MW bzw. 5 MW skalierbar (Produkte der Fa. ExHeat).

Die Umsetzung dieser Maßnahme zur rein strombasierten oder bivalenten Nutzung von Betriebsmitteln im Gasnetz kann relativ schnell durchgeführt werden, da Kessel, Wärmeübertrager und Wasser als Wärmeträgermedium vorhanden sind. Der bauliche Aufwand ist als gering zu werten. Für diesen Umbau muss nur geprüft werden, ob ein ausreichender Stromanschluss vorhanden ist.

Weitere nur kurzzeitig eingesetzte Betriebsmittel (sogenannte Hilfsaggregate wie z.B. Notstrom und Hilfsaggregate an Turbinen) werden bei der Bestimmung des technischen Potenzials nicht berücksichtigt.

2.3 Technisches Potenzial

Als elektrifizierbare Betriebsmittel im Gasnetz werden die Antriebe der Verdichter im überregionalen und regionalen Transportnetz, die Verdichter an Untertageerdgasspeichern, die Vorwärmer in Gasdruckregelanlagen im Hochdrucknetz zwischen verschiedenen Druckstufen und die Vorwärmer in Gasdruckregelanlagen beim Ausspeisen aus Untertageerdgasspeichern identifiziert. Eine Übersicht über die funktionelle Position der elektrifizierbaren Betriebsmittel im öffentlichen Gasnetz ist in Abbildung 2 gegeben.

Ausschlaggebend für die Ableitung des technischen Potenzials ist die notwendige Nettoenergie für Verdichtung und Vorwärmung an Speichern und im Transportnetz. Sie gibt die physikalische Verdichtungs- und Vorwärmearbeit an, die auf das Gas wirken, ohne die unterschiedlichen Wirkungsgradverluste der gasbasierten und strombasierten Betriebsmittel zu berücksichtigen.

Im technischen Potenzial wird die Nettoenergie mit den Wirkungsgraden der derzeit schon mit Strom betriebenen Betriebsmittel verrechnet, sodass die aus technischer Sicht zusätzliche elektrisch integrierbare Energie angegeben wird. Das technische Potenzial beinhaltet auch die Arbeit bereits existierender stromgetriebenen Betriebsmittel.

Die Umrechnung der Energiemengen geschieht über pauschale Wirkungsgrade (Gasturbine: $\eta_{GT}=33\%$, Elektromotor: $\eta_{EM}=95\%$, gasbetriebener Heizkessel: $\eta_{GH}=91\%$, elektrische Gasvorwärmung: $\eta_{EH}=90\%$). Tatsächlich sind diese Wirkungsgrade vom Einzelgerät, der Betriebsart (Teillast-Volllast) und weiteren Größen wie z. B. der Umgebungstemperatur abhängig.

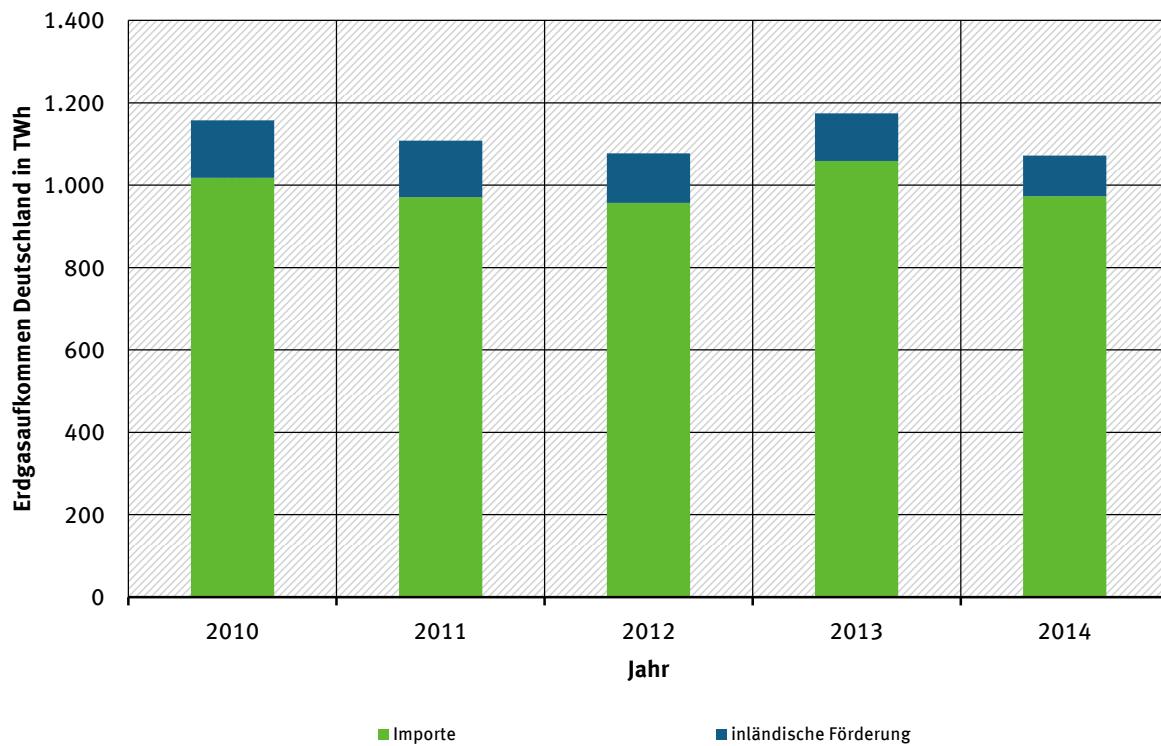
Zur Ermittlung des technischen Potenzials wurden neben öffentlich zugänglichen Daten auch Daten aus einer eigens durchgeführten Umfrage des DVGW zu dem Einsatz von Vorwärmung und Verdichtung verwendet. Hierzu wurden 16 Speicherbetreiber und 7 Fernleitungsnetzbetreiber angeschrieben, von denen 9 Speicherbetreiber und 2 Fernleitungsnetzbetreiber Daten zur Verfügung stellten.

Die Nettoenergie für Verdichtung und Vorwärmung und das daraus abgeleitete technische Potenzial setzen sich zusammen aus den Bereichen „Verdichtung im Ferntransport“, „Verdichtung im Speicherbetrieb“, „Vorwärmung im Transport/Verteilung“ und „Vorwärmung im Speicherbetrieb“. Die Nettoenergie und das technische Potenzial werden zunächst für das Basisjahr 2013 bestimmt.

2.3.1 Verdichtung im Ferntransport

Die Verdichtungsarbeit im Ferntransport ist abhängig von der transportierten Gasmenge im deutschen Gasnetz. Diese setzt sich aus dem deutschen Erdgasverbrauch und dem durchgeleiteten Erdgas zusammen. Es werden daher stündliche Einspeisemengen (physikalischer Gasfluss) der fünf größten deutschen Grenzübergangspunkte (Bochholz, Dornum, Greifswald, Mallnow, Waidhaus) (GASCADE Gastransport GmbH; OPAL Gastransport GmbH & Co. KG; Open Grid Europe GmbH) für das Jahr 2014 betrachtet. Zusätzlich trägt die inländische Erdgasförderung mit einem Anteil von 11 % zur transportierten Gasmenge in Deutschland bei (basierend auf (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) 2014), 2012). Da einige Daten zum Bearbeitungszeitpunkt für 2014 noch nicht vollständig verfügbar waren, wurde das Jahr 2013 als Basisjahr gewählt. Zur Umrechnung wurde das Jahresgasaufkommen 2013 und 2014 genutzt, die sich lediglich um 9% unterscheiden (siehe Abbildung 8).

Abbildung 8: Erdgasaufkommen* in Deutschland



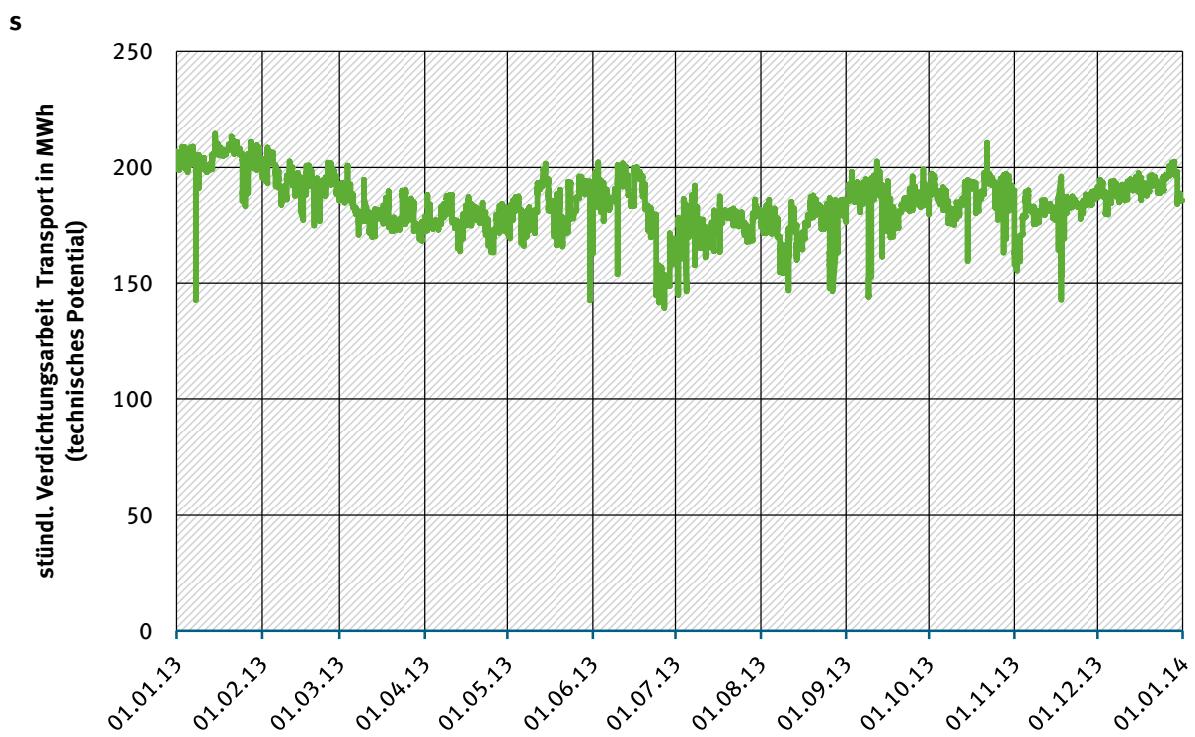
Quelle: Eigene Berechnungen (DVGW-EBI) auf BDEW, *das Erdgasaufkommen teilt sich auf Abnehmerseite in den deutschen Erdgasverbrauch und die Erdgasexporte in Nachbarländer auf.

Der relative Antriebsgasverbrauch der Verdichter steigt mit dem Verdichtungsverhältnis an den einzelnen Stationen und sinkt bei Erhöhung des thermischen Wirkungsgrades der Gasturbinen. Diese Größen wiederum schwanken zeitlich und räumlich mit der Auslastung des Verteil- und Transportsystems. Nachfolgend wird zur Vereinfachung ein Mittelwert für die spezifische Verdichtungsarbeit angenommen. Dieser speist sich aus einer spezifischen Verdichterleistung, einem spezifischen Energieverbrauch und eine Abschätzung der Betriebsstunden in einem Netzmodell.

Für das Erdgasversorgungssystem der alten Bundesländer gibt (Fasold und Wahle) einen relativen jährlichen Antriebsgasverbrauch von ca. 0,4 % des Erdgasaufkommens an (inklusive des Anteils für Speicherverdichter). Weitere Untersuchungen sehen den Energieaufwand für den Gastransport in Deutschland bei 0,37 % bis 0,56 % (Köppel et al. 2011). Durch Anpassen der Annahmen von (Fasold und Wahle) auf heutige Gasbeschaffenheiten und unter Exklusion der Speicherverdichter ergibt sich ein Verlustwert von ca. 0,4 % der jährlichen transportierten Erdgasmenge.

Bisher wird nur ein sehr geringer Anteil der Verdichtungsenergie strombasiert bereitgestellt (ca. 4 % laut Umfrage). Mit dem jährlichen relativen Arbeitsgasverbrauch von 0,4 % und einem mittleren Wirkungsgrad der Gasturbinen von 33 % ergibt sich eine Verdichtungsenergie von 1.536 GWh thermisch im Jahr 2013. Das technische Potenzial unter Berücksichtigung des Wirkungsgrades des Elektromotors liegt somit bei 1.616 GWh (davon sind bisher nur ca. 65 GWh ausgeschöpft). Der zeitliche Verlauf des Verdichtungspotenzials im Ferntransport ist über das Jahr nahezu konstant, da der verringerte Gasverbrauch im Sommer durch das Befüllen der Erdgasspeicher aufgewogen wird (siehe Abbildung 9).

Abbildung 9: Technisches Potenzial der Verdichtungsarbeit im Ferntransport in stündlicher Auflösung



Quelle: Eigene Berechnungen (DVGW-EBI) auf Grundlage der Einspeisung an fünf Grenzübergangspunkten

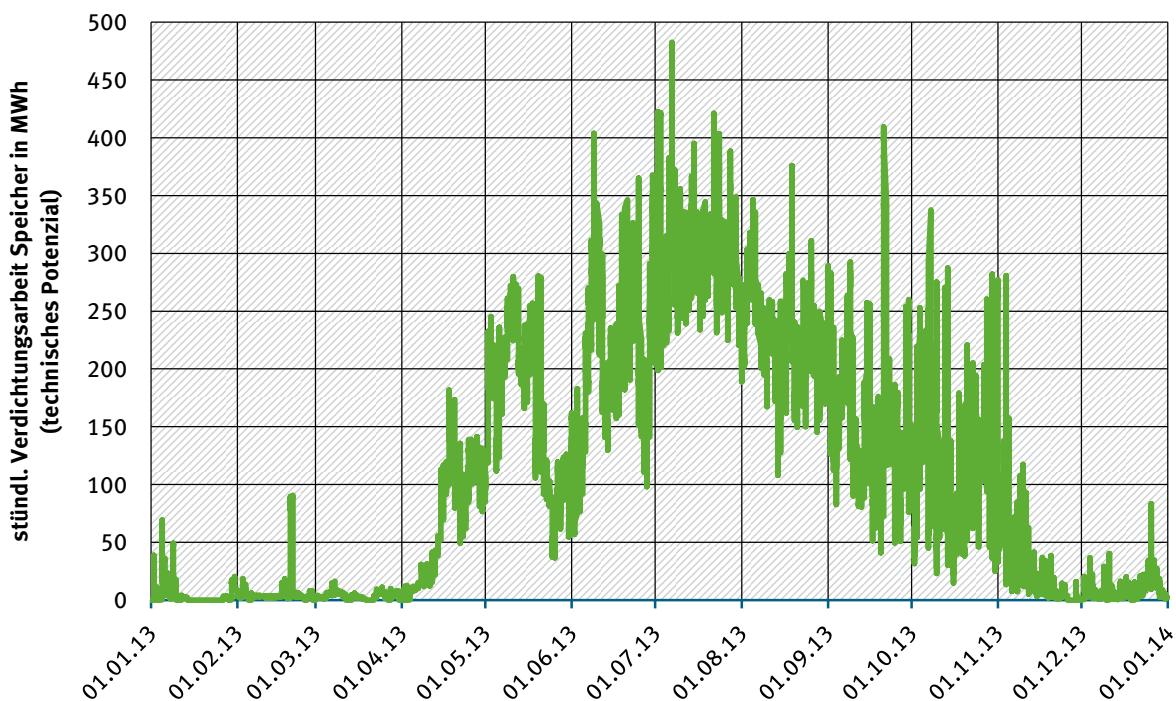
2.3.2 Verdichtung im Speicherbetrieb

Die aufzuwendende Verdichtungsarbeit im Speicherbetrieb korreliert mit der eingespeisten Gasmenge. Die täglich eingespeiste Gasmengen einiger deutscher Untertageerdgasspeicher ist öffentlich zugänglich (GIE - Gas Infrastructure Europe). Die aufgeführten Speicher repräsentieren 72 % des maximal nutzbaren Arbeitsgasvolumens in Deutschland im Jahr 2013. Zusätzlich sind für einzelne Speicher Stundenwerte der Einspeisemengen in bestimmten Zeiträumen öffentlich verfügbar (GIE - Gas Infrastructure Europe). Die Einspeisemengen von drei Erdgasspeichern (2 Kavernenspeicher, 1 Poren speicher) wurden vereinfachend in direkte Korrelation zu der eingesetzten Verdichtungsarbeit aus der Umfrage gesetzt und daraus eine mittlere spezifische Verdichtungsarbeit für alle Speicher bestimmt. Streng genommen ist diese einfache Proportionalität zwischen Verdichtungsarbeit und Einspeisemenge nicht gegeben, da die Verdichtungsarbeit auch vom aktuellen Füllstand bzw. dem aktuellen Druck im Speicher abhängt. Unter der Annahme, dass verschiedene Befüllungsstände des Speichers in etwa gleichverteilt vorliegen, mittelt sich dieser Effekt jedoch heraus. Die so ermittelte spezifische Verdichtungsarbeit beträgt 0,040 kWh/m³ (oder 40 MWh/Mio. m³).

Die stündlichen Verdichtungsarbeiten an 11 Speichern aus der Umfrage werden mit einem Faktor aus Einspeisevolumina auf die absolute Menge an Verdichtungsarbeit in Deutschland hochskaliert. Dieser Faktor setzt das tägliche Einspeichervolumen von Deutschland ins Verhältnis zu den Einspeichervolumina der 11 Speicher der Umfrage, die mit Hilfe des oben genannten Proportionalitätsfaktors (spezifische Verdichtungsarbeit) berechnet wurden.

Das technische Potenzial für die Verdichtung an deutschen Untertageerdgasspeichern beträgt somit ca. 941 GWh². Aus der Umfrage sind elektrischen Antriebsmaschinen mit einer Verdichtungsarbeit von ca. 228 GWh_{el} bekannt. Aus diesem absoluten Wert bildet sich also der minimale Anteil an elektrisch verdichtetem Gas. Demnach liegt der Anteil des bereits genutzten technischen Potenzials bei mindestens 24 %.

Abbildung 10: Technisches Potenzial der Verdichtungsarbeit an deutschen Untertageerdgasspeichern in stündlicher Auflösung für das Jahr 2013

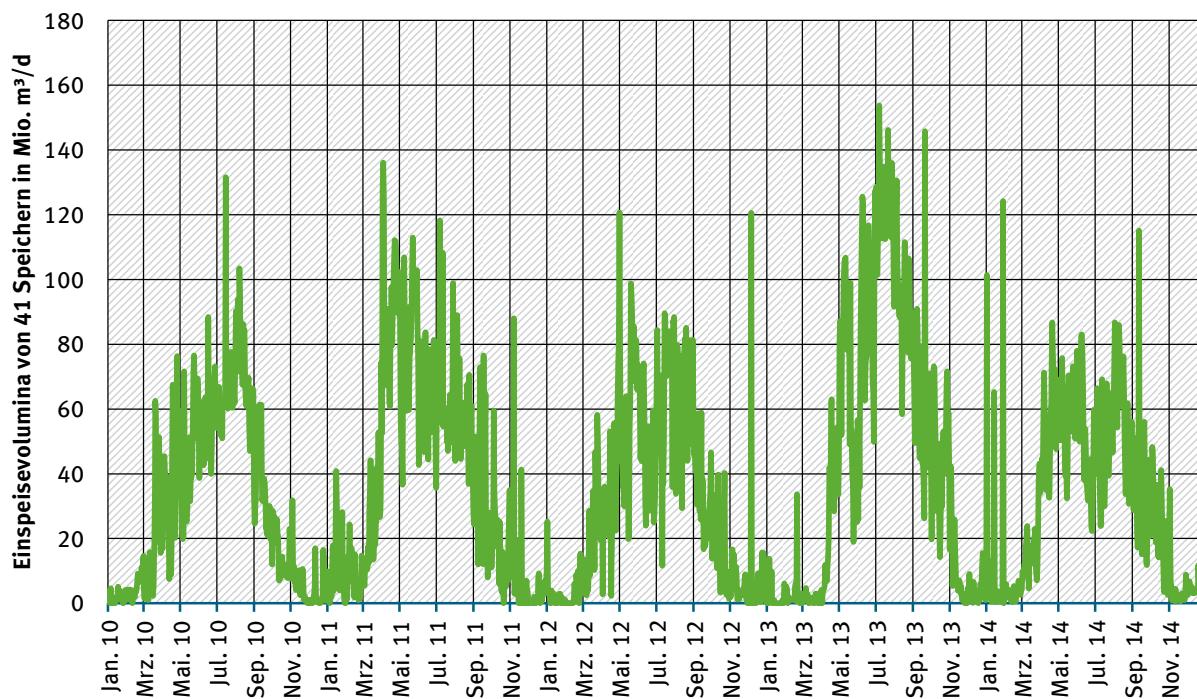


Quelle: Eigene Berechnungen (DVGW-EBI) auf Grundlage von (GIE - Gas Infrastructure Europe)

Die Verdichtungsarbeit unterliegt innerhalb eines Jahres typischen zeitlichen Schwankungen (siehe Abbildung 10). Während in den Wintermonaten die Speicher aufgrund der höheren Nachfrage entleert werden, werden in den Sommermonaten die Speicher mit Erdgas befüllt. Somit liegen die höchsten Potenziale für die Verdichtungsarbeit an Speichern in den Monaten Mai bis Oktober.

² bezogen auf das Jahr 2013

Abbildung 11: Tägliche Einspeisevolumina von 41 Erdgasspeichern von 2010 bis 2014



Quelle: (GIE - Gas Infrastructure Europe)

Der Vergleich der Einspeisevolumina aus verschiedenen Jahren (siehe Abbildung 11) zeigt, dass das Potenzial für die Verdichtung an Speichern innerhalb der Jahre 2010 bis 2014 von -13 % bis +26 % um den Mittelwert schwankt. Im Jahr 2013 ergibt sich ein größeres Potenzial (+ 26 % vom Mittelwert), da der Winter 2012/2013 außergewöhnlich kalt war.

2.3.3 Vorwärmung im Transport/Verteilung

Die Vorwärmung beim Gastransport und der Verteilung wird nötig, wenn Erdgas über Gasdruckregelanlagen in die nächstniedrigere Druckstufe entspannt wird. Die Ermittlung des Gesamtpotenzials der Vorwärmearbeit lehnt sich an die überschlägige Berechnung des Wärmebedarfs einer Erdgas-Vorwärmieranlage laut dem DVGW-Arbeitsblatt G499 an (Arbeitsblatt G 499).

Für die Berechnung des Gesamtpotenzials der Vorwärmeenergie wurde vereinfachend eine einmalige Druckentspannung von 80 bar auf 16 bar berechnet. Die Eingangstemperatur des Gases in die Gasdruckregelstation beträgt 8 °C, die Ausgangstemperatur des Gases nach dem Vorwärmer wird auf 6 °C festgelegt (angelehnt an (Arbeitsblatt G 499)). Der integrale Joule-Thompson-Koeffizient (ca. 0,45 K/bar) und die Wärmekapazität (ca. 2,75 kJ/kg/K) werden für das deutsche Erdgasgemisch von 2012 berechnet (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) 2014; Arbeitsblatt G 499). Es ergibt sich damit eine spezifische Vorwärmeenergie von 16,33 W/m³(NTP).

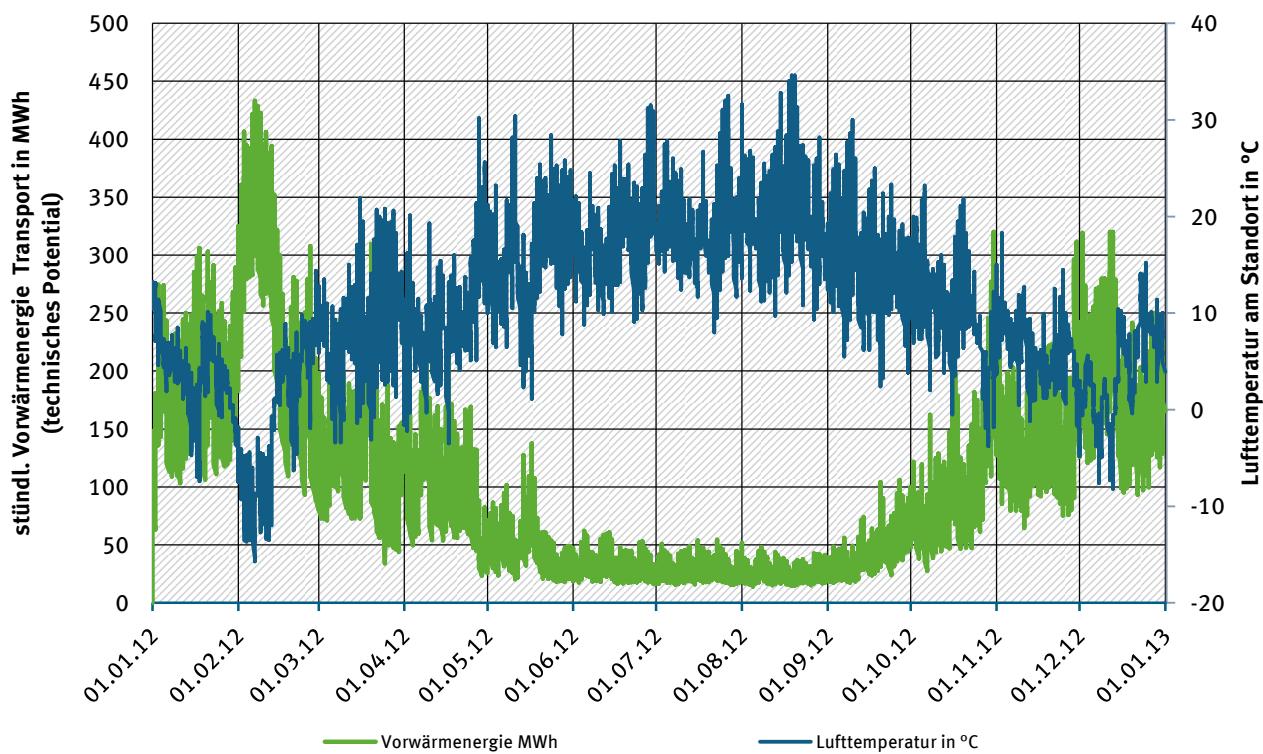
Im Jahr 2013 betrug der Erdgasverbrauch in Deutschland 941,5 Mrd. kWh (BDEW (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft) 2014a). Das entspricht einem mittleren stündlichen Fluss von 10,77 Mio. m³ (NTP)/h. Gaskraftwerke bzw. große Industriebetriebe besitzen meist einen direkten Anschluss an eine Hochdruckleitung. Für sie entfällt die Vorwärmung bei der Entspannung in nachgelagerte Netze niedrigeren Drucks. Ihre Gasabnahme wurde auf 30% des gesamten Erdgasabsatzes geschätzt (auf Basis von (BDEW (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft) 2015b)), wodurch sich andererseits der zu entspannende mittlere Fluss auf 6,80 Mio. m³(NTP)/h vermindert.

Mit dieser Hochrechnung ergibt sich eine maximale Nettoenergie für Vorwärmung von 970 GWh/a in 2013.

Das technische Potenzial beträgt 1.078 GWh in 2013 bei einem Wirkungsgrad der elektrischen Heizung von 90%. Von 393 angegebenen Gasvorwärmanlagen in der Umfrage werden nur 26 mit Strom betrieben. Es sind weder die Größen dieser Anlagen bekannt, noch die eingesetzten Wärmeenergien im Jahr 2013.

Die zeitliche Entwicklung der Vorwärmeenergie im Gastransport für Deutschland wird dem realen stündlichen Gasverbrauch einer beispielhaften Stadt im Jahr 2012 nachgebildet. Während in den kalten Wintermonaten (2012 insbesondere im Februar) das Potenzial an Nettoenergie für Gasvorwärmung steigt, wird in den Sommermonaten von Juni bis September nur eine Grundlast an Vorwärme benötigt. Einzelne kalte Tage führen zu den kleinskaligen Schwankungen, da der Wärmebedarf der Stadt direkt von der Lufttemperatur abhängt (siehe Abbildung 12).

Abbildung 12: Nettoenergie für Gasvorwärmung im Gastransport und Verteilung in stündlicher Auflösung



Quelle: Eigene Berechnungen (DVGW-EBI) mit zeitlichem Gasverbrauch eines beispielhaften Ortsnetzes im Jahr 2012

2.3.4 Vorwärmung im Speicherbetrieb

Gewöhnliche Untergrundspeicher bevorraten Erdgas bei Drücken in der Größenordnung 150 bar - 200 bar (abhängig von der Geologie und dem Speicherfüllstand). Bei der Ausspeisung des Gases in große Transportleitungen wird das Gas entspannt (typischerweise in Größenordnungen von 60 bar - 80 bar). Durch den auftretenden Joule-Thompson-Effekt kann auch hier eine Gasvorwärmung nötig sein. Allerdings liegen die Eingangstemperaturen des Erdgases in die Gasvorwärmung bei bis zu eini-

gen 10 °C, da die Bodentemperatur mit zunehmender Tiefe im Speicher zunimmt (siehe (LIAG- Leibniz-Institut für Angewandte Geologie)) (maximale Teufen deutscher Erdgasspeicher liegen bei etwa 2000 m (Untertage-Gasspeicherung in Deutschland)). Deshalb gibt es auch einige Speicher, die keine Vorwärmung beim Ausspeisen benötigen.

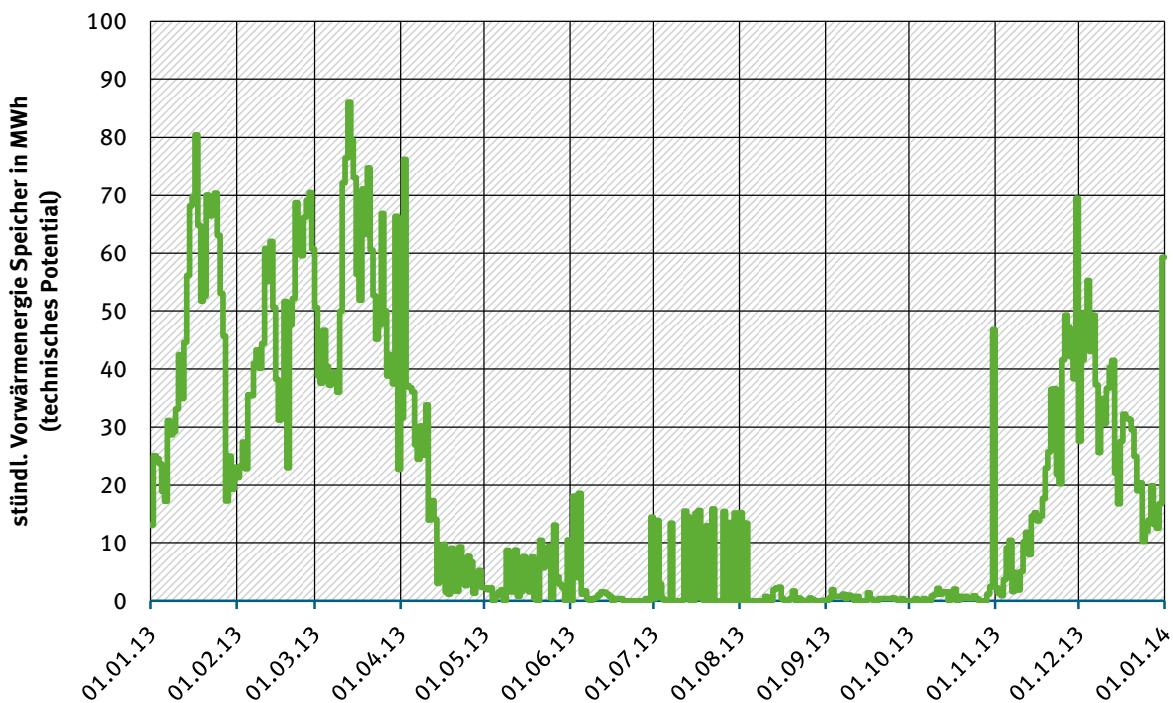
Eine verallgemeinerte Eingangstemperatur und ein Eingangsdruck für die Gasvorwärmung an Speichern in ganz Deutschland sind nur schwer abschätzbar, da insbesondere die Eingangstemperatur stark von der Geologie und den Gesteinseigenschaften abhängt³.

Das technische Potenzial der Nettoenergie für Gasvorwärmung am Speicher wird aus den Umfragedaten von 4 Speicherbetreibern abgeschätzt. Diese gaben in der Umfrage Vorwärmeenergien für 8 von ihnen betriebenen Speichern an (Poren- und Kavernenspeicher für die Jahre 2013 bzw. 2014), die ein Arbeitsgasvolumen von 14 % am gesamtdeutschen Arbeitsgasvolumen stellen. Bei vorausgesetzter ähnlicher Fahrweise der Speicher wurde die Nettoenergie der Gasvorwärmung an Speichern über das Arbeitsgasvolumen in erster Näherung hochgerechnet auf ca. 146 GWh, das technische Potenzial liegt somit bei 162 GWh in 2013.

Der Anteil der aktuell stromgetriebenen Vorwärmung liegt in der Umfrage bei ca. 1,3 %.

Einen Eindruck über die zeitliche Entwicklung des technischen Potenzials geben die zeitlichen Ausspeisemengen von 41 Speichern im Jahr 2013 (GIE - Gas Infrastructure Europe). In den Monaten November bis April ist ein höheres Potenzial an Vorwärmeenergie zu erwarten als in den übrigen Monaten (siehe Abbildung 13).

Abbildung 13: Technisches Potenzial der Vorwärmeenergie an Speichern in stündlicher Auflösung



Quelle: Eigene Berechnungen (DVGW-EBI) basierend auf Ausspeisemengen von 41 Speichern im Jahr 2013 (GIE

³ Die Berechnung nach G 499 zeigen jedoch, dass gerade die Eingangstemperatur einen großen Einfluss auf die benötigte Vorwärmeenergie hat bzw. eine Vorwärmung in manchen Situationen sogar überflüssig macht.

- Gas Infrastructure Europe). Da nur Tageswerte verfügbar waren, wurden diese konstant auf Stunden umgerechnet.

2.3.5 Zusammenfassung technische Potenziale Gasnetz

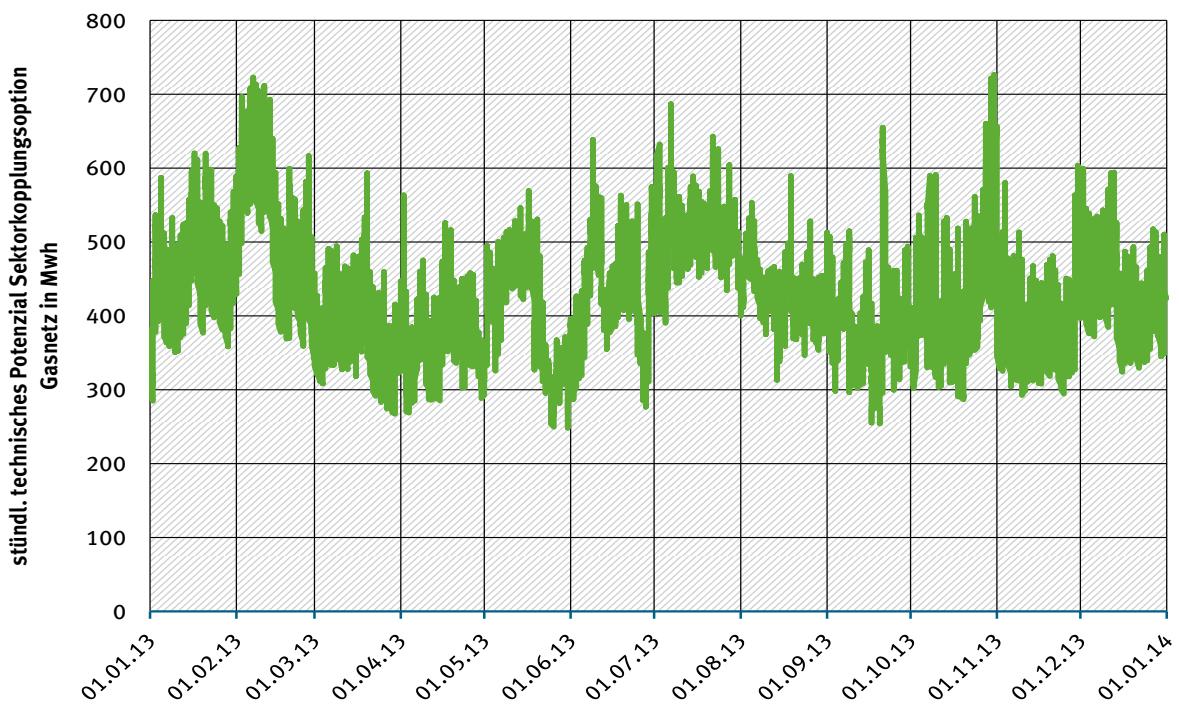
Die Jahreswerte der technischen Potenziale aus den Bereichen „Verdichtung im Ferntransport“, „Verdichtung im Speicherbetrieb“, „Vorwärmung im Transport/Verteilung“ und „Vorwärmung im Speicherbetrieb“ summieren sich zu einem technischen Potenzial von 3.797 GWh/a (3,8 TWh/a). Den größten Anteil mit ca. 43 % nimmt dabei die Verdichtung im Ferntransport ein. Die Vorwärmung im Speicherbetrieb ist dagegen mit ca. 4 % vernachlässigbar klein. Insgesamt fällt etwa 68 % des technischen Potenzials auf die Verdichtung und 32 % auf die Vorwärmung.

Tabelle 1: Zusammenstellung der technischen Jahrespotenziale

Betriebsmittel	Technisches Potenzial 2013 in GWh/a	Anteil an Summe des techn. Potenzials in %	Anteil bereits umgesetztes techn. Potenzial
Verdichtung im Ferntransport	ca. 1.616	43	ca. 4 %
Verdichtung im Speicherbetrieb	ca. 941	25	> 24 %
Vorwärmung im Ferntransport/Verteilung	ca. 1.078	28	k.A.; Schätzung < 10 %
Vorwärmung im Speicherbetrieb	ca. 162	4	ca. 1,3 %
Summe	ca. 3.797	100	

Die zeitliche Entwicklung der summierten technischen Potenziale zeigt, dass sich die unterschiedlichen jahreszeitlich bedingten Einzelpotenziale aus den verschiedenen Bereichen so addieren, dass saisonalen Schwankungen nicht mehr erkennbar sind (siehe Abbildung 14). Die absoluten Stundenwerte schwanken im Bereich zwischen 250 MWh und ca. 700 MWh. Die Nutzungsmöglichkeiten dieses Potenzials wird in Kapitel 3.5 behandelt.

Abbildung 14: Technisches Potenzial für Verdichtung und Vorwärmung im Gasnetz in stündlicher Auflösung



Quelle: Eigene Berechnungen, DVGW-EBI

2.4 Entwicklung des technischen Potenzials bis 2050

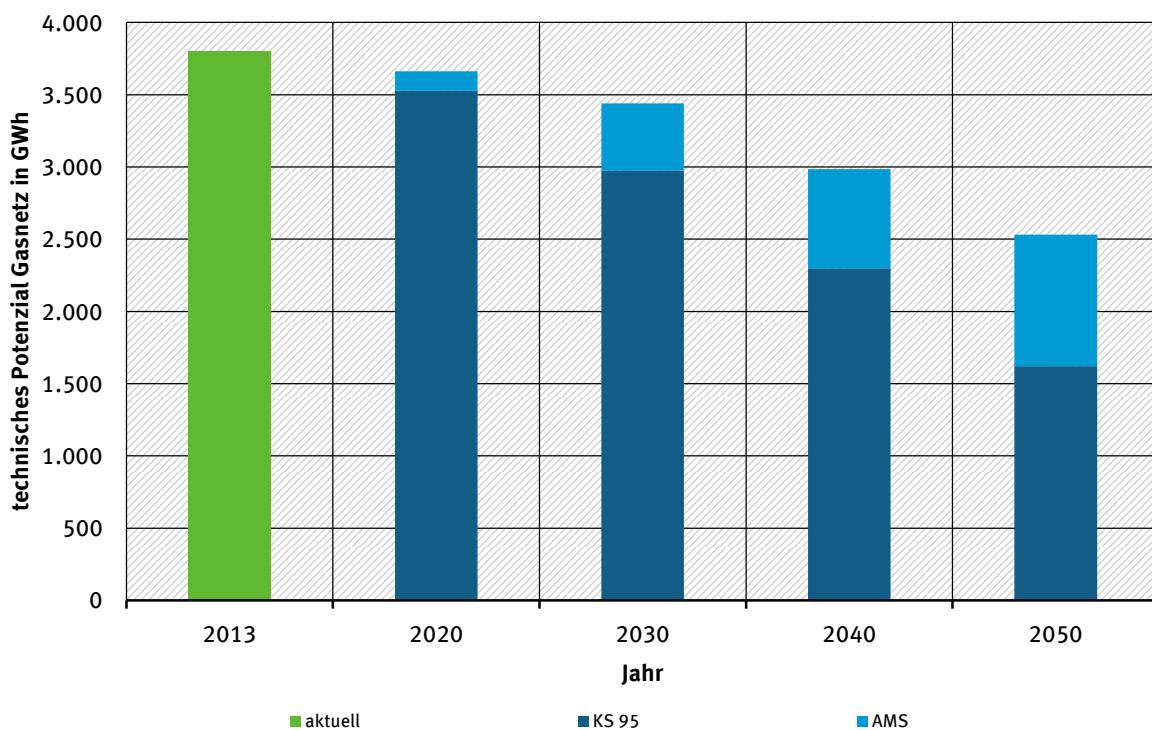
Die Entwicklung des technischen Potenzials bei der Elektrifizierung der Betriebsmittel im Gasnetz hängt maßgeblich vom Gasbedarf der Zukunft ab.

Die Entwicklung des Gasbedarfs in Deutschland bis 2050 wird in Szenarien unterschiedlich eingeschätzt, im Wesentlichen wird jedoch ein sinkender Bedarf dargestellt. Um die zukünftige Entwicklung abschätzen zu können, wird ein Szenario, welches einen Gasverbrauch in Deutschland mit Reduktion um 25 % bis 2050 betrachtet (AMS), und ein Szenario, in dem der Gasverbrauch bis 2050 auf 56 % des Wertes von 2010 zurückgeht (KS95), unterstellt. Neben den nationalen Gasbedarfen, worauf die genannten zwei Szenarien abzielen, ist die Entwicklung des Transitgasbedarfes relevant. Zur ergänzenden Entwicklung dieser nationalen Szenarien wurde der deutsche Primärenergiebedarf Erdgas bis 2050 aus (Repennig und Emele 2015) entnommen und eine weitestgehend konstant bleibende Gasmenge angenommen, die Deutschland als Transitland für seine Nachbarn durchleitet (basierend auf den Annahmen von (International Energy Agency 2015, FNB Gas 2015)).

Da für die zukünftig eingesetzten elektrischen Betriebsmittel keine nennenswerte Entwicklung und somit Wirkungsgradsteigerungen zu erwarten sind, wird keine quantitative Reduzierung des technischen Potenzials aufgrund Technologieverbesserungen angenommen.

Im Szenario KS95 (ergänzt um die Transitmengen) liegt bei einer Gastransportmenge von 1.089 TWh das technische Potenzial 2050 bei ca. 1,6 TWh, während im Szenario AMS bei einer Gastransportmenge von 1.492 TWh bis zu 2,5 TWh Energie im Gasnetz benötigt werden (siehe Abbildung 15). Das technische Potenzial hat aktuell seinen Höchstwert und verringert sich in Zukunft aufgrund der geringer werdenden Gastransportmenge.

Abbildung 15: Entwicklung des technischen Potenzials in zwei Szenarien (AMS, KS95) bis 2050



Quelle: Eigene Berechnungen (DVGW-EBI) auf Grundlage von (Repenning et al. 2014)

2.5 Einordnung des technischen Potenzials in das heutige Strommarktdesign

Für die Vermarktung der technischen Potenziale stehen generell verschiedene Optionen offen, die jedoch mit der Erfüllung spezifischer Präqualifikationen bzw. Eigenschaften einhergehen. Dementsprechend unterliegt die Nutzbarkeit des technischen Potenzials bereits Restriktionen.

Bislang werden die Gasmengen und Strommengen die der Netzbetreiber für den Betrieb des Netzes benötigt in einjährigen Bezugsverträgen zu einem festen Preis bezogen. Die Verträge werden vom Netzbetreiber öffentlich ausgeschrieben und jeder Händler (Gas oder Strom) kann nach einer positiven Präqualifikationsphase in das Anbieterverzeichnis aufgenommen werden und sein Gebot abgeben. Die Energiemengen bleiben flexibel und werden z. B. in Energiebändern und minimalen und maximalen Bezugsmengen pro Monat ausgeschrieben.

Zukünftig könnten die erforderlichen Energiemengen für Verdichtung und Vorwärmung von Gas an den Produkten des Strommarkts ausrichten, um so die Stabilität des Stromnetzes zu unterstützen und evtl. kostengünstigen Strom für den Betrieb des Gasnetzes zu beziehen.

2.5.1 Strommärkte und ihre Produkte

Die heutigen Vermarktungsoptionen und Kostenoptimierungspotenziale auf Stromseite liegen in folgenden Bereichen: Regelleistungsmarkt, Spotmarkt und Verordnung abschaltbarer Lasten. Die Instrumente der Netzspitzenreduktion und des Bilanzkreisausgleichs werden hier nicht untersucht.

An diesen Märkten werden folgende Produkte gehandelt: Primärregelleistung, Sekundärregelleistung und Minutenreserve im Rahmen der Regelleistung, Lastreduktion bzw. Erhöhung im Rahmen des

Day-Ahead- und Intra-Day-Handels am Spotmarkt (für 1h, 2h, 4h oder 8h) und die Abschaltung von Lasten in sogenannten Notaus-Produkten (Abschalten von Lasten in wenigen Sekunden (SOL) und weniger als 15 Minuten (SNL)) zum Erhalt der Netzstabilität und -sicherheit (siehe Abbildung 16).

Abbildung 16: Übersicht über Strommärkte und Produkte

Markt	Produkte	Merkmale (unvollständig)
Regelleistung		Last vollständig verfügbar in 30 s
	Primärregelleistung	5 min
	Sekundärregelleistung	15 min
	Minutenreserve	
Spotmarkt	Intra-Day Handel Day-Ahead-Handel	Gebots- und Nachfrage bis täglich 12 Uhr 15 Uhr in unterschiedlichen Blockgrößen
Verordnung abschaltbarer Lasten	Sofort abschaltbare Lasten (SOL) Schnell abschaltbare Lasten (SNL)	SOL: Abschaltung* < 1 s SNL: Abschaltung* < 15 min *mit unterschiedlichen Aktivierungsdauern Mindestleistung: 5 MW (ab 2017) Pooling mit unbegrenzter Anzahl

Quelle: (Eßler et al. 2016) und (Langrock et al. 2015)

Bei der reinen strombasierten Nutzung für die Betriebsmittel im Gasnetz ist eine Flexibilisierung nicht oder nur in sehr begrenzten Umfang möglich, da der sichere Betrieb des Netzes und ein ausreichender Gasfluss zum Kunden zu jedem Zeitpunkt gewährleistet sein muss. Vor diesem Hintergrund werden nachfolgend die Aspekte bei der bivalenten Nutzung von Betriebsmitteln im Gasnetz berücksichtigt. Dadurch könnte eine Flexibilität in der Sektorkopplungsoption Gasnetz erreicht werden.

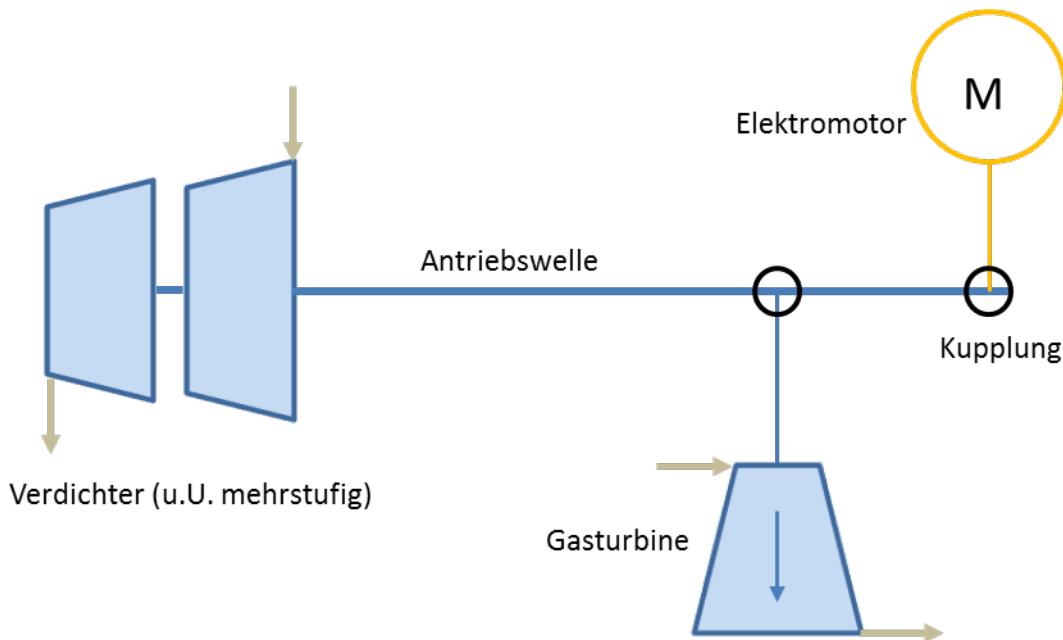
2.5.2 Restriktionen beim bivalenten Betrieb

Verdichtung Ferntransport/ Verdichtung Speicher

Sowohl im Ferntransport als auch bei der Einspeicherung von Gas in Untertagespeicher werden Verdichter mit Gasturbinen und Elektromotoren betrieben. Am Untertagespeicher kommen eher Kolbenverdichter zum Einsatz, da sie hohe Druckverhältnisse bzw. Ausgangsdrücke realisieren können. Nachteil ist, dass sie dabei nur kleine Durchsätze erreichen. Ein Kolbenverdichter kann meist direkt mit einem Elektromotor gekoppelt werden, da es eine gute Übereinstimmung der Nenndrehzahlen gibt (Homann und Hüwener 2017, S.520). Deshalb ist bereits heute die Anzahl an Elektromotoren bei der Verdichtung in Untertagespeicher höher als im Ferntransport. Grundsätzlich sind aber beide Antriebstechnologien an Verdichtern des Ferntransports (überwiegend Turboverdichter) und des Speicherbetriebs (eher Kolbenverdichter) realisierbar.

Bei einem bivalent betriebenen Verdichter kann auf der gleichen Arbeitswelle sowohl eine Gasturbine als auch ein Elektromotor eingekuppelt werden (siehe Abbildung 17). Die Betriebsweise des Verdichters erlaubt technisch den Wechsel der Antriebe in ausreichend schneller Zeit für einige Strommarktprodukte (Größenordnung: $\frac{1}{2}$ h).

Abbildung 17: Bivalenter Antrieb eines Verdichters über eine Antriebswelle



Quelle: Eigene Darstellung, DVGW-EBI

Die reine Anfahrzeit beträgt für einen Elektromotor jeweils etwa 5 bis 10 Minuten. Beträgt die Standzeit des Elektromotors einige Stunden (Größenordnung mehr als 10 – 12 h), so müssen vor dem Anfahren einige Kontrollen vorgenommen werden (wie das Prüfen der Thyristoren), was die Anfahrzeit auf etwa 10 – 15 Minuten verlängert. Die Abfahrzeit für den Elektromotor liegt bei max. 10 Minuten. Die Gasturbine (Turbine + Brennkammer + Abgaskamin) muss nach einer längeren Standzeit aus Sicherheitsgründen mehrmals mit Stickstoff gespült werden, um explosionsfähige Luft-Gas-Gemische zu verdünnen. Das Anfahren aus dem sogenannten kalten oder drucklosen Zustand dauert in etwa 25 – 30 min. Nach dem Betrieb der Gasturbine, kann diese in dem sogenannten bespannten Zustand etwa 10-12 Stunden gehalten werden. Innerhalb dieser Zeit kann die Turbine innerhalb von 10 – 20 min wieder in Betrieb gehen. Das Abfahren der Turbine dauert max. 10 Minuten (Open Grid Europe GmbH 06.07.14 und 04.08.14).

Durch ein intelligentes Betriebskonzept kann die Zeit des Antriebswechsels verkürzt werden. Sitzen Elektromotor und Gasturbine auf einer Antriebswelle, kann der Antriebswechsel „sequenziell“ und „on-fly“ erfolgen. In der sequentiellen Betriebsweise kommt der Verdichter kurzzeitig zum Stehen (1-2 Minuten), um das Ein- und Auskuppeln der Antriebe zu ermöglichen. Trotzdem können auch hier An- und Abfahrprozesse von Gasturbine und Elektromotor geringfügig überlagert werden. Die Betriebsweise „on-fly“ ermöglicht einen Antriebswechsel im Teillastbetrieb, sodass der Verdichter weiter betrieben werden kann. Die An- und Abfahrt der Antriebe überlagern sich sehr stark bei dieser Betriebsweise. Für kleinere Antriebe ist dieses Konzept ausgereift, bei großen Antrieben muss dieser Betrieb noch in der Praxis erprobt werden.

Weitaus wichtiger als die Wechselzeiten sind folgende Restriktionen für den bivalenten Betrieb, die neben einer technischen vor allem eine betriebswirtschaftliche Seite aufweisen. Diese müssen standort- und betriebsabhängig diskutiert werden:

- ▶ Verfügbarkeit eines ausreichenden Stromanschlusses: Im Falle einer Gasvorwärmung im Transportbereich kaum von Bedeutung, ein Verdichter an einer großen Gastransportleitung kann jedoch eine Nennleistung in der Größenordnung 25 MW aufweisen (siehe (GASCADE Gastransport GmbH)). Je nach Standort, kann neben dem Anschluss auch der Bau einer zusätzlichen Stromleitung nötig werden, um die geforderte Redundanz in der Energieversorgung des Verdichters sicher zu stellen. Diese Stromleitung sollte möglichst selbst aus einer anderen Trafostation herleiten, um auch Ausfälle im Stromnetz kompensieren zu können. Es ist eine betriebswirtschaftliche Rechnung und Entscheidung, ob die den vergünstigten Betriebskosten des Verdichters die Investitionen für den Stromanschluss rechtfertigen.
- ▶ Mehrkosten bei Investition und Instandhaltung: Der bivalente Betrieb eines Betriebsmittels im Gasnetz verursacht zunächst höhere Investitionen gegenüber einem Betrieb mit nur einer Energiequelle. Die Mehrkosten werden geringer, wenn geforderte Redundanzen im System genutzt werden können (z. B. bei zweischieligen Gasdruckregelanlagen oder Reserveverdichtern im Transportnetz). Auch muss für die unterschiedlichen Systeme ein größeres Wissen erarbeitet und verwaltet werden und mehr Organisation betrieben werden, was sich letztlich auch monetär niederschlägt, wenn es beispielsweise um Überprüfungen und Wartungen der Systeme geht. Zumindest bei den Investitionen besteht die Möglichkeit durch gezielte Förderung betriebswirtschaftliche Anreize zu setzen.
- ▶ Lebensdauerverkürzung und vorzeitiger Verschleiß: Der bivalente Betrieb führt zu einer zyklischen Betriebsweise der Maschinen mit z.T. unvorhersehbaren Standzeiten, häufigen und schnellen Starts und geringer Jahresauslastung der Maschinen. Diese zyklische Betriebsweise ist bei der Vorwärmung als unkritisch anzusehen, bei der Verdichtung ist aber insbesondere die Gasturbine bezüglich Lebensdauer und Verschleiß von dieser Fahrweise betroffen. Die Brennkammer der Gasturbine nimmt im Betrieb Temperaturen im Bereich von 500 °C- 700 °C an. (Open Grid Europe GmbH 06.07.14 und 04.08.14). Bei einem zyklischen Betrieb der Gasturbine sind insbesondere die Heißteile der Gasturbine durch die Temperaturschwankungen von einer vorzeitigen Alterung betroffen. Deshalb werden die Intervalle einer Heißteilinspektion nicht nach tatsächlicher Betriebslaufzeit festgelegt, sondern nach äquivalenten Betriebslaufzeiten. In der Berechnung der äquivalenten Betriebsstunden (EOH= Equivalent Operating Hours) werden die Anzahl der Starts und Schnellbelastungen mit einem individuellen Faktor gewichtet und die Auswirkungen schneller Temperaturänderungen und der Fahrweise (z. B. unterhalb der Grundlast) in EOH quantifiziert (siehe (ISO 3977-9)). Ein typischer Wert für die Intervalle einer Heißteilinspektion sind 25.000 EOH ((Lechner und Seume 2010), S.1075). Es ist ein betriebswirtschaftliches Optimierungsproblem eine sinnvolle Mindestlaufzeit der Turbinen zu bestimmen, sodass die Turbine im bivalenten Betrieb möglichst häufig im Einsatz ist, auf der anderen Seite die Wartungs- und Instandhaltungskosten nicht den Vorteil der bivalenten Fahrweise aufwiegen. Durch das Festlegen einer Mindestlaufzeit für die Gasturbinen reduziert sich jedoch auch das überschussgesteuerte wirtschaftliche Potenzial für den Einsatz erneuerbarer Energien im Gasnetz. Bei einer Mindestlaufzeit der Gasturbinen von 4 Stunden (was von Experten als durchaus realistisch eingeschätzt wird, (Open Grid Europe GmbH 06.07.14 und 04.08.14)) steigt die Betriebszeit der Gasturbine 2050 im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario um lediglich 64 zusätzliche Betriebsstunden auf 7.768 Betriebsstunden.

Vorwärmung Transport/ Vorwärmung Speicher

Zur Realisierung einer bivalenten Heizung ist ein mehrschieniger Aufbau einer Gasübernahmestation von Nöten, bei der auf einer Schiene der klassische Wasser-Wärmeübertrager mit Gaskesselbefeu-
rung betrieben wird, auf einer anderen die elektrischen Gaserhitzer.

Bei der direkten Erwärmung des Gases durch einen elektrisch betriebenen Strömungserhitzer liegen die An- und Abfahrzeiten im Bereich weniger Minuten (1-2 Minuten), wird ein Wärmeübertrager z. B. in Form eines Alublocks verwendet, kann beim Anfahren mit einer vollen Leistungsfähigkeit innerhalb von 10-15 Minuten gerechnet werden (ELMESS-Thermosystemtechnik GmbH & Co. KG 23.03.14). Die Temperatur des Blocks wird auch nach Abschalten der Heizvorrichtung eine Zeitlang bestehen bleiben. In der Referenztechnik stellt ein gasbefeueter Kessel Warmwasser zur Verfügung. Um dieses Wasser zu erwärmen werden je nach Temperaturdifferenz und Volumen einige Minuten benötigt, allerdings hält das Wasser durch seine Wärmespeicherfähigkeit die Temperatur über lange Zeit. Durch die Wärmespeicherfähigkeit des Wärmeübertragers hat ein Wechsel der Heiztechnologie keine Auswirkung auf die Leistungsfähigkeit der Vorwärmung.

2.5.3 Erschließbarkeit des technischen Potenzials

Verdichtung Ferntransport/ Verdichtung Speicher

Im Bereich der Verdichtung mit einem bivalenten System ist man durch einen kompletten Wechsel der Antriebstechnologie in etwa einer halben Stunde zeitlich limitiert. Bei „on-fly“-Konstellationen könnten einige Produkte der Strommärkte nutzbar sein.

Am Regelleistungsmarkt müssen Primär- und Sekundärleistungen in 30 Sekunden bzw. 5 Minuten verfügbar sein. Für diese Produkte ist der Wechsel des Verdichterantriebs nicht geeignet, da zu langsam. Die Anforderungen der Minutenreserve hingegen könnten in einigen Fällen möglich sein. Hier muss die angemeldete Last in 15 Minuten vollständig verfügbar sein, was bei „on-fly“-Konzepten zumindest im Teillastbetrieb des Elektromotors möglich sein müsste. Die werktägliche Ausschreibung von 4-Stunden-Blöcken kommt einem bivalenten Betrieb entgegen, bei dem für die Mindestlaufzeit der Gasturbine mindestens vier Stunden angesetzt werden.

Am Spotmarkt können Betreiber von Elektromotoren grundsätzlich nur als Last agieren, also auf der Nachfrageseite ihre Gebote an der Strommarkt-Börse abgeben. Die täglichen Auktionen der Produkte Intraday und Day-Ahead könnten eine Möglichkeit darstellen günstige Strommengen zu ersteigern, wenn der Gaspreis vergleichbar hoch ist. Eine Abschätzung der so abgerufenen elektrischen Energie-
menge zum Vorwärmen und Verdichten gibt das sogenannte „preisgesteuerte Substitutionspoten-
tial“ an, dass in Kapitel 3.6 ermittelt wird.

Die Verordnung abschaltbarer Lasten wurde 2012 erlassen und wurde 2016 novelliert, sodass der Zugang kleinerer Lasten (ab 5 MW) auch in Mittelspannungsnetzen ermöglicht wird. Auch der Aus-
schreibungszeitraum wurde auf 1 Woche verkürzt, sodass Phasen, in denen im Gasnetz nur der Elektro-
motor genutzt wird, möglich wären (Eßer et al. 2016). Die „Sofort abschaltbaren Lasten“ (SOL) kommen als Produkt bei der Gasverdichtung nicht in Frage, da die Lasten bereits in wenigen Sekunden vom Netz gehen müssen. Bei den „Schnell abschaltbaren Lasten“ (SNL) muss die Abschaltung in weniger als 15 Minuten erfolgen, was für den Elektromotor an sich möglich wäre. Bei einem sequenziellen Betriebssystem würde dann nach Stillstand des Elektromotors die Gasturbine anfahren (an-
dere Verdichter müssten dann die Verdichtung kurzzeitig übernehmen). Beim „on-fly“-Konzept ist

der Elektromotor noch eine Weile im Teillastbetrieb, sodass die zeitliche Limitierung der abschaltbaren Last im Einzelfall zu prüfen wäre.

Vorwärmung Transport/ Vorwärmung Speicher

Die Vorwärmung an den Übergabestationen ins Gasverteilnetz und an den Ausspeicherstellen der Speicher ist meist mehrschienig aufgebaut, sodass eine bivalente Ausführung gut möglich ist. Bei der elektrisch basierten Vorwärmung kann eine direkte Erwärmung des Gases erfolgen oder eine indirekte über einen Wärmeübertrager (Aluminiumblock). Der Vorteil eines Wärmeübertragers, der im gasbasierten Fall Wasser ist, wäre die thermische Trägheit des Systems. Bei einer plötzlichen Abschaltung der Vorwärmelanlage findet die Erwärmung des Gases noch einige Minuten auf dem vorgeesehenen Niveau statt.

Am Regelleistungsmarkt ist die Bedienung der Minutenreserve grundsätzlich denkbar. Allerdings beträgt die Gebotsgröße $\geq 5 \text{ MW}$, sodass evtl. eine Aggregation mit anderen Lasten stattfinden muss. Gerade das Vorwärmepotenzial bei der Entspannung des Gases in die Gasverteilnetze und regionale Netze setzt sich aufgrund der vielen Ausspeisepunkte durch viele kleinere Anlagen zusammen. Für die Vorwärmung bei den Gasspeichern wurde nur ein sehr geringes technisches Potential ermittelt.

Weiterhin ist die Teilnahme am Spotmarkt zur Ersteigerung günstiger Strommengen denkbar.

Die Schnell Abschaltbaren Lasten (SOL) könnten sowohl von direkten, als auch von indirekten elektrischen Strömungserhitzern realisiert werden. Auch hier ist eine Mindestleistung ab 5MW (seit 2017) nötig, wobei ein Pooling mit unbegrenzter Anzahl erlaubt ist.

Die hier getroffenen Einschätzungen zur Erschließbarkeit des technischen Potenzials wurden aus einer Sondierung der Randbedingungen von Strommarktprodukten aus (Eßer et al. 2016) und (Langrock et al. 2015) getroffen. Die Realisierbarkeit und der wirtschaftliche Nutzen müssen im Einzelfall geklärt werden. Eine Übersicht zur theoretischen Erschließbarkeit des technischen Potenzials gibt Tabelle 2 .

Tabelle 2: Erschließbarkeit des technischen Potentials "Elektrifizierung der Betriebsmittel im Gasnetz" an Strommärkten

Strommarkt und Produkt	Verdichtung Transport + Speicher	Vorwärmung Transport + Speicher	Trans- port + Speicher
Regelleistungsmarkt			
Primär- und Sekundärleistung	●	●	
Minutenreserve	●	●	
Spotmarkt			
Strommengen bei Intra-Day und Day-Ahead Auktionen ersteigern	●	●	
Verordnung abschaltbarer Lasten			
Sofort abschaltbare Lasten (SOL)	●	●	
Schnell abschaltbare Lasten (SNL)	●	●	

Legende:

- keine Nutzbarkeit mit heute verfügbarer Technik
- eingeschränkt nutzbar oder Nutzbarkeit im Einzelfall prüfen
- nutzbar nach aktuellem Kenntnisstand

2.6 Bivalenter Betrieb – überschussgesteuertes und preisgesteuertes Potential

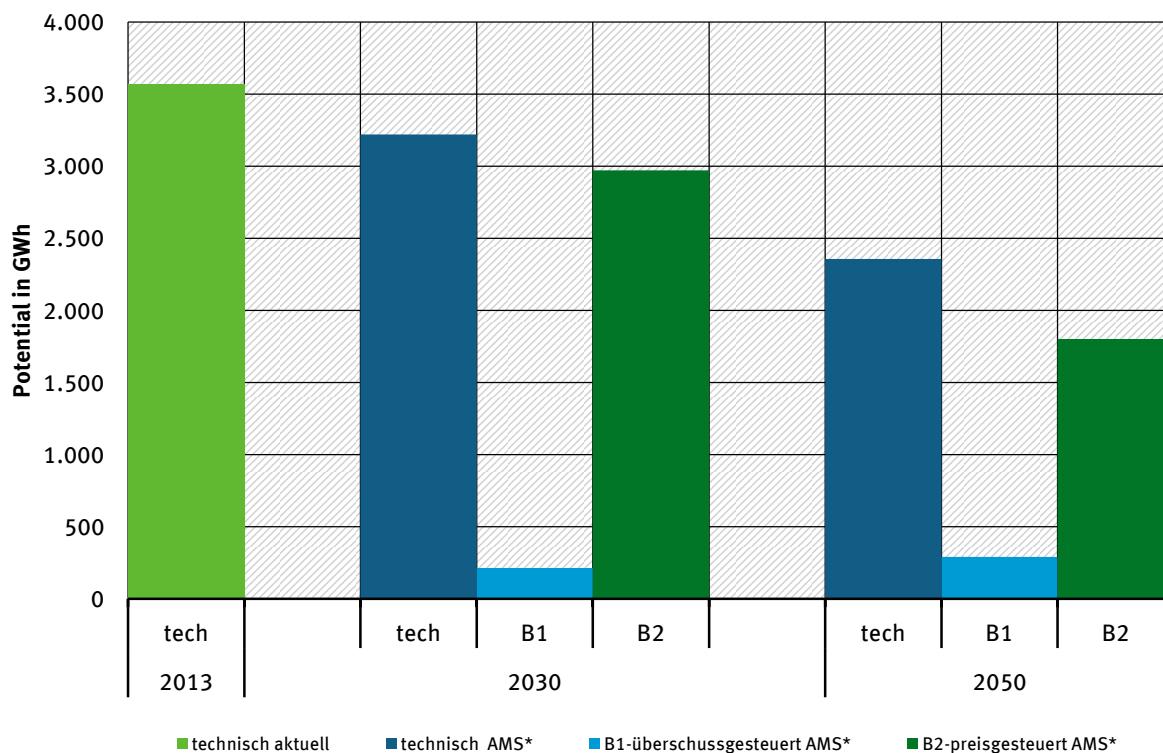
Im bivalenten Betrieb von Verdichtern und Vorwärmern kann es unterschiedliche Kriterien für den Einsatz von Strom geben. Im überschussgesteuerten Fall führt ein Überangebot im Stromnetz (in Form negativer Residuallast) dazu, dass das ermittelte technische Potenzial der SKO ausgenutzt wird.

Durch die zeitaufgelöste Gegenüberstellung des Bedarfs im Gasnetz und dem Angebot im Stromnetz ergibt sich ein zeitlich fluktuiierendes Substitutionspotenzial für ganz Deutschland.

Das Angebot des Stromnetzes wird aus der simulierten Residuallast bestimmt, die die Last im Stromnetz abzüglich der Einspeisung von Strom aus Wind offshore, Wind onshore und PV-Anlagen darstellt. Wenn die Residuallast negative Werte annimmt, werden diese als Überschüsse im Stromnetz gewertet, die dann dem Gasnetz zur Verfügung stehen.

Für das preisgesteuerte Potenzial wurde auf Basis des AMS ein Grenzpreis für den Strom festgelegt, unterhalb dessen die Betriebsmittel aus Kostengründen elektrisch betrieben werden. Vergleichspreise waren die stündlich prognostizierten Spotmarktpreise mit aufgerechnetem Netzentgeld von 20 €/MWh. Der Grenzpreis wird aus dem Wirkungsgrad bereinigten Gaspreis und dem CO₂-Zertifikatspreis ermittelt (als obere Abschätzung für Erdgas wird die CO₂-Emission von 195 g CO₂/kWh bis ins Jahr 2050 fortgeschrieben). Für das Jahr 2030 ergab sich entsprechend der Rahmenbedingungen des AMS ein Grenzstrompreis von 108 €/MWh, im Jahr 2050 ist der elektrische Betrieb des Gasnetzes ab einem Grenzstrompreis von 163 €/MWh kostengünstiger als Gas.

Abbildung 18: Technische, überschuss- und preisgesteuerte Potenziale für die Elektrifizierung von Betriebsmitteln im Gasnetz



Quelle: Eigene Berechnungen (DVGW-EBI) AMS* ist modifiziertes Szenario AMS unter Berücksichtigung europäischer Gastransitmengen durch Deutschland.

Das überschussgesteuerte Potenzial ist im Vergleich zum technischen Potenzial sehr gering. Im Jahr 2030 beträgt es im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario 213 GWh und steigt mit steigendem Anteil an fluktuernder Erzeugung bis 2050 auf 291 GWh. Das sind 6,6 % bzw. 12,3 % vom technischen Potenzial im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario in den Jahren 2030 bzw. 2050. Ein bivalenter Ausbau der Betriebsmittel im Gasnetz rein aus dem Überschussangebot des Stromnetzes scheint nur bedingt tragfähig bzw. nur bei sehr hohen Differenzkosten zwischen Gas und Strom in diesen Zeiten relevant.

Das preisgesteuerte Angebot kann hingegen das technisch mögliche Potenzial zu großen Teilen aus schöpfen. Im Falle der genannten Grenzpreise würde in einem bivalenten Betrieb nahezu alle zu verrichtende Arbeit mit den elektrischen Betriebsmitteln ausgeführt (im Jahr 2030 sind es 92%, im Jahr 2050 76%). Ein rein strombasiertes Szenario würde hier im Betrieb ähnliche Kosten verursachen jedoch geringere Investitionen.

Da die Mehrkosten (v.a. im Investition) für bivalente Systeme bislang nicht an den Gaskunden in Form von z. B. Netzentgelten weitergereicht werden dürfen, sind aus betriebswirtschaftlichen Gründen bislang so gut wie keine bivalenten Systeme im Einsatz.

2.7 Zusammenfassung des technischen Potenzials und Vergleich zu anderen Sektorkopplungsoptionen

Das technische Potenzial gibt an, wie viel elektrische Energie durch Anwenden der Sektorkopplungsoption in den betreffenden Anwendungsbereichen maximal eingebracht werden kann. Für das

Gasnetz ergibt sich unter den Rahmenbedingungen des AMS-Szenarios in 2050 ein technisches Potenzial von ca. 2,5 TWh, wobei der größte Anteil auf den Bereich Verdichtung im Ferntransport entfällt.

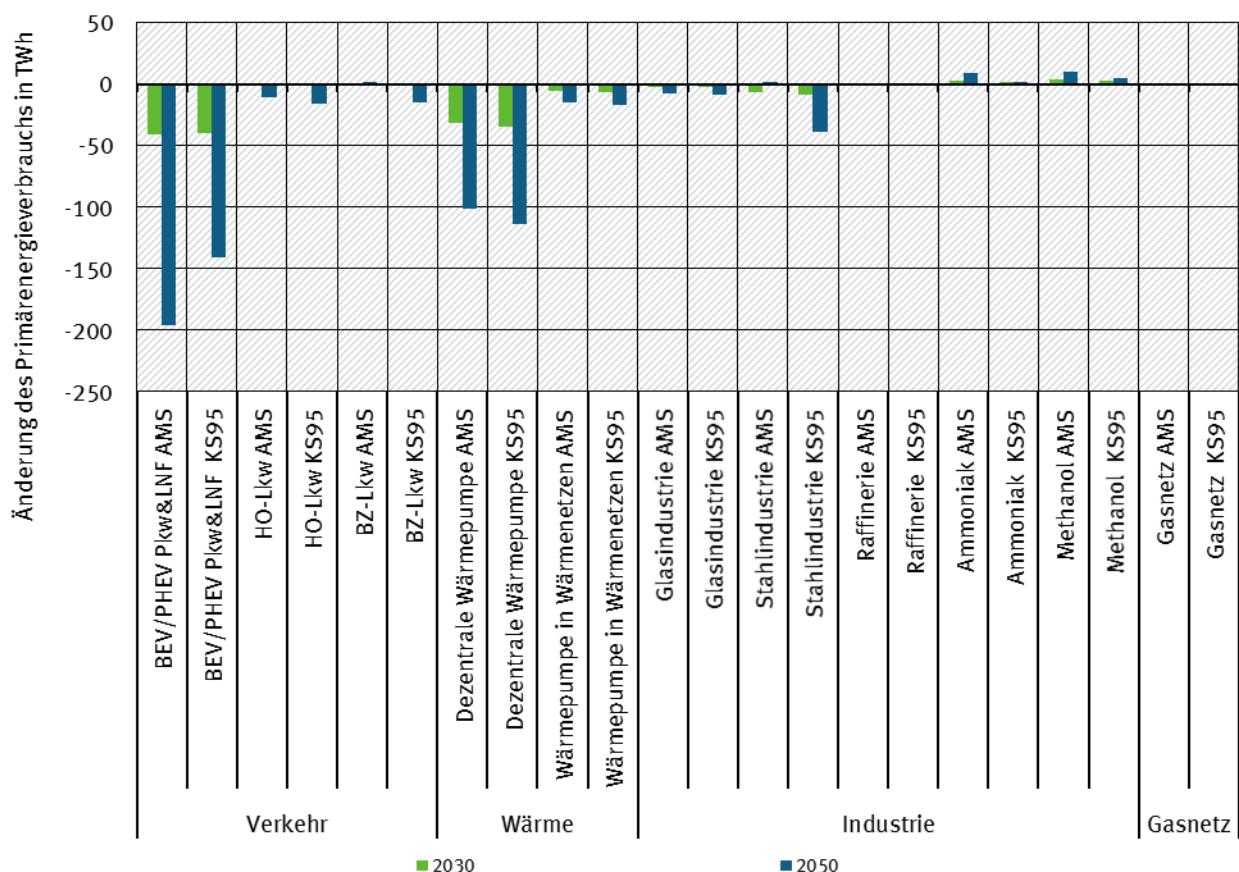
In der Hauptstudie wurden zudem die Sektoren Verkehr, Wärmeerzeugung und Teile der Industrie betrachtet. Es zeigt sich, dass absolut betrachtet das Gasnetz ein sehr kleines Potenzial aufweist, wenn man es mit Optionen in anderen Sektoren vergleicht (siehe die Darstellung ausgewählter Maßnahmen in Abbildung 19).

Das größte Potenzial weisen dezentrale Wärmepumpen, Pkw mit PtG und PtL- Kraftstoff und Pkw mit BEV und PHEV- Antrieb im AMS-Szenario auf. Hier werden technische Einsparpotenziale von ca. 300 TWh in 2050 erreicht.

Im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario sind die Einsparungen meist höher, weil im KS95-Szenario i.d.R. eine höhere Effizienz oder auch geringere Bestandzahlen im Verkehr bzw. Produkterzeugnisse in der Industrie unterstellt werden.

Es ist zu bedenken, dass es sich beim technischen Potenzial um eine Obergrenze handelt, dass bei Berücksichtigung der Wirtschaftlichkeit und andere Kriterien sinken wird.

Abbildung 19: Änderung des Primärenergieverbrauchs von ausgewählten SKO für ein optimistisch-realisiertbares Szenario (unter den Rahmenbedingungen des AMS sowie KS95)



Quelle: Eigene Berechnungen, Fraunhofer ISI

3 Berechnung der Primärenergieeinspar- und CO₂-Minderungspotenziale

Dieses Kapitel stellt Auszüge aus der Hauptstudie bezogen auf das Gasnetz dar.

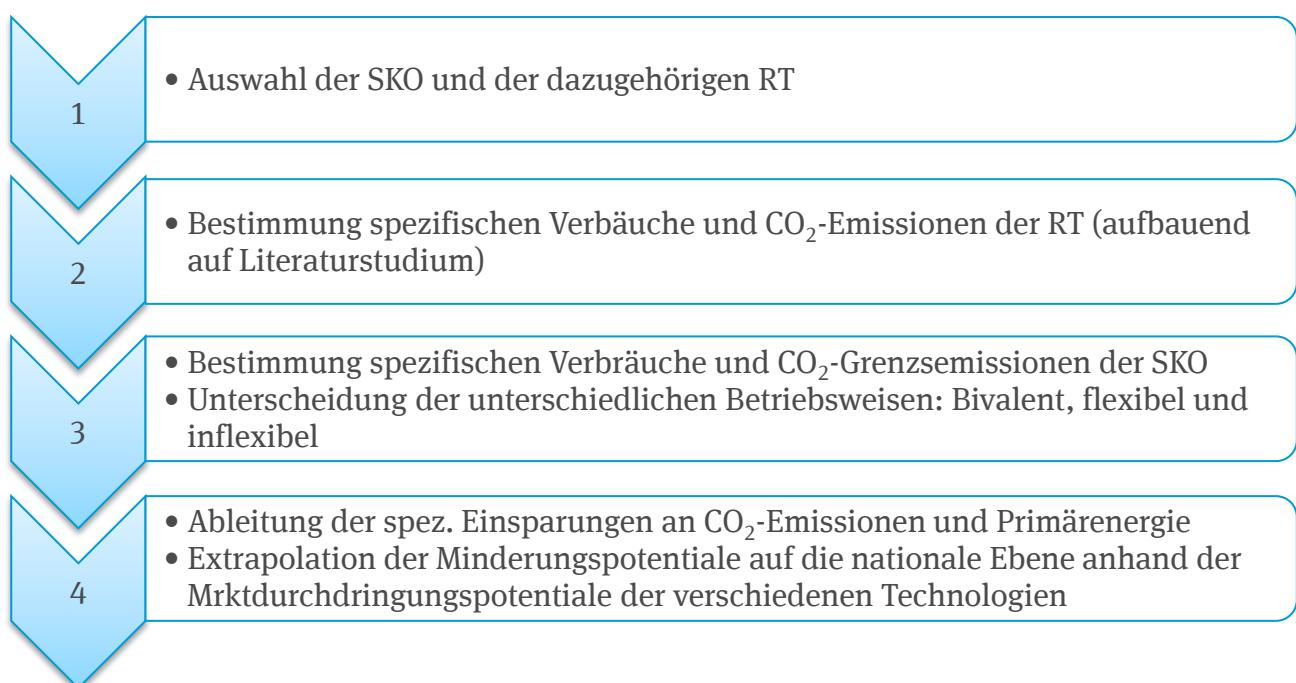
Ziel der Potenzialbestimmung ist es, die mit der Einführung von Sektorkopplungsoptionen (SKO) verbundenen Energieeinspar- und CO₂-Emissionsminderungspotenziale zu quantifizieren, um ihren Beitrag zur Erreichung der nationalen Klimaschutzziele evaluieren zu können.

Die Potenzialbestimmung erfolgt für das Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (AMS) mit den Annahmen zum technischen Potenzial aus Kapitel 3. Wie dort ausgeführt, geht es darum, eine obere Grenze zu ermitteln, was technisch möglich erscheint, ohne andere Aspekte wie Wirtschaftlichkeit, Akzeptanz etc. einzubeziehen.

In diesem Kapitel wird gezeigt, welche CO₂-Emissionen und Energieverbräuche sich im AMS ergeben und wie sich diese Werte ändern, wenn die dort eingesetzten fossilen Referenztechniken vollständig oder teilweise durch strombasierte Sektorkopplungsoptionen substituiert würden. Es wird berücksichtigt, dass die Stromproduktion im AMS ebenfalls anteilig durch fossile Energieträger erfolgt und somit auch die Stromnutzung mit dem Ausstoß von CO₂-Emissionen und der Nutzung fossiler Ressourcen einhergeht.

Die Berechnungsmethodik gliedert sich in vier aufeinander folgende Berechnungsschritte (siehe Abbildung 20). Eine ausführliche Beschreibung des Vorgehens befindet sich in der Hauptstudie (Wieteschel 2017).

Abbildung 20: Berechnungsschritte für die Bestimmung der Energieeinspar- und THG-Minderungspotenziale von SKO



Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

3.1 Auswahl der SKO und der dazugehörigen Referenztechniken

Die betrachteten Sektorkopplungsoptionen (SKO) und die dazugehörigen Referenztechniken (RT) sind in Kapitel 3 erläutert. Im Gasnetz werden die Antriebsmechanismen der Verdichter zum Gastransport und zur Gaseinspeicherung untersucht. Diese können durch Elektromotoren (Sektorkopplungsoption) oder Gasturbinen (Referenztechnik) realisiert werden. Darüber hinaus ist eine Vorwärmung vor der Gasentspannung ins nachgelagerte Gasnetz oder aus dem Untertagegasspeicher gasbasiert oder strombasiert möglich. Die Elektrische Gasvorwärmer (Sektorkopplungsoption) wird hier mit dem gasbefeuerten Wasserheizkessel (Referenztechnik) verglichen.

Tabelle 3: Übersicht über die Referenztechniken und die entsprechenden Sektorkopplungsoptionen

Differenzierung	Referenztechnik (RT)	Sektorkopplungsoption (SKO)
Betriebsmittel im Gasnetz	Gasbetriebene Verdichter (im Transportnetz und bei Erdgasspeichern) (Erdgas)	Elektromotor als Antrieb des Verdichters
	Gasbefeuerte Heizkessel zur Vorwärmung in Gasdruckregelanlagen (im Transportnetz und bei Erdgaspeichern) (Erdgas)	Elektrische Vorwärmer (Strömungsheizer oder indirekte Erwärmung über Aluminiumblock)

3.2 Bestimmung der spezifischen Verbräuche und Emissionen der Referenztechniken

Um einen Vergleich hinsichtlich Energieverbrauch und CO₂-Emissionen zwischen der Sektorkopplungsoption und der dazugehörigen Referenztechnik vornehmen zu können, müssen zunächst die spezifischen Werte der Referenztechnik bestimmt werden. Diese Daten werden aufbauend auf Literaturstudien, die um eigene Analysen ergänzt werden, erhoben.

Es wurden mittlere Wirkungsgrade von $\eta = 33\%$ für die Gasturbine und $\eta = 91\%$ für den gasbefeuerten Heizkessel angenommen. Die kumulierten Energieeinsätze bei Nutzung der Referenztechnologien betragen 8.044 GWh für 2030 und 6.173 GWh für 2050. Die spezifischen Emissionen für das Gas betrugen konstant 195 g (CO₂)/kWh Nutzenergie. Es wird in dieser Betrachtung entsprechend der Annahmen im AMS also nicht von einer Defossilisierung des Gases in der Zukunft ausgegangen.

3.3 Bestimmung der spezifischen Verbräuche und Emissionen der Sektorkopplungsoptionen

Zur Berechnung der spezifischen Verbrauchs- und Emissionswerte für die SKO werden die Betriebsweisen der SKO genauer differenziert und unterschieden (siehe Hauptbericht Kapitel 6.3).

Für das Gasnetz wird eine inflexible Betriebsweise angenommen. Die SKO ersetzt in diesem Fall die RT vollständig. Der Einsatz der SKO erfolgt bedarfsgesteuert, d.h. wenn der Betrieb des Gasnetzes eine Verdichtung oder Vorwärmung erfordert, so wird diese auch zeitnah umgesetzt.

Die Methodik zur Berechnung der spezifischen Energieverbräuche und CO₂-Emissionen der SKO variiert in Abhängigkeit der jeweiligen nachfolgend beschriebenen Herangehensweisen. Dabei basieren

die Berechnungen auf den Simulationsergebnissen eines Fundamentalmodells (eine genauere Beschreibung erfolgt im Hauptbericht Kapitel 6.2). Innerhalb dieses Modells werden zwei Ansätze zur Berechnung der spezifischen CO₂-Emissionen von Strom genutzt. Bei fossilen Energieträgern kann die Emissionswirkung eindeutig anhand der chemischen Eigenschaften bestimmt werden. Wenn eine kWh Elektrizität eingekauft wird, werden zwei Ansätze verfolgt, um auf die Quelle bzw. Emissionen zu schließen.

Dazu wird zunächst aufgeschlüsselt, welche Kraftwerkstypen in der jeweiligen Stunde zu welchen Kosten Strom produzieren. Anhand des eingesetzten Primärenergieträgers (bei konventionellen Kraftwerken v. a. Gas oder Kohle) können die CO₂-Emissionen und Primärenergieverbräuche für die Kraftwerke berechnet werden. Anhand dieser Werte können mit zwei üblichen Ansätzen die CO₂-Emissionen bzw. Primärenergieverbräuche berechnet werden: es werden entweder Durchschnittswerte über den gesamten Strommix der jeweiligen Stunde übernommen (statistische Definition) oder Grenzwerte, die von dem Grenzkraftwerk abgeleitet werden, das unter den aktiven Kraftwerken die höchsten variablen Kosten aufweist (Marktmechanismus). Eine ausführlichere Diskussion dieser beiden Ansätze erfolgt in Hauptbericht (Wietschel 2017). Hier werden die Ergebnisse beider Ansätze ausgewiesen als Durchschnittswerte oder Grenzwerte.

In dem Modell wird der Day-Ahead-Markt abgebildet, an dem Stromangebot und -nachfrage zusammen treffen. Unter Berücksichtigung der Annahmen des AMS zum Kraftwerkspark, der erneuerbaren Stromerzeugung und der Stromnachfrage werden die stündliche Residuallast, die Spotmarktpreise, Primärenergieverbräuche und CO₂-Emissionen für die zukünftigen Jahre ermittelt. Als Eingangsdaten dienen Energieträger- und CO₂-Preise, techno-ökonomische Parameter der Kraftwerke und Pumpspeicher sowie die stündlichen Verläufe der Stromerzeugung erneuerbarer Energieträger und der Stromnachfrage für die zu simulierenden Jahre. Im Modell wird anhand der variablen Kosten der Erzeuger unter Berücksichtigung von Anfahrkosten und Mindeststillstandszeiten die Merit Order ermittelt. Als Ergebnis werden die Kraftwerkseinsätze und die damit verbundenen stündlichen Spotmarktpreise und CO₂-Emissionen ausgegeben.

Bei der inflexiblen Betriebsweise der SKO wird ein ganzjähriger Lastverlauf aufbauend auf charakteristischen Lastprofilen aus dem Gasnetz berechnet. Anschließend werden der mittlere spezifische Verbrauch sowie die mittleren CO₂-Emissionen unter Verwendung der aus dem Fundamentalmodell resultierenden Verbrauchs- und Emissionswerte ermittelt.

3.4 Ableitung der Primärenergie - Treibhausgasänderungen

Aufbauend auf den in Schritt 4.2 und 4.3 ermittelten spezifischen Primärenergieverbräuchen und CO₂-Emissionen für die RT und die SKO werden die spezifischen Änderungen der SKO mittels Subtraktion abgeleitet. Anschließend erfolgt die Ableitung der absoluten Potenzialmengen, indem die spezifischen Änderungen der SKO anhand der zuvor ermittelten technischen Potenziale hochgerechnet werden. Es ergeben sich die in Tabelle 4 aufgelisteten Änderungspotentiale unter den Rahmenbedingungen des AMS.

3.4.1 Minderungspotenzial für Betriebsmittel im Gasnetz

Bei der Substitution von Betriebsmitteln im Gasnetz werden gasbasierte durch strombasierte Verdichter und Vorwärmern ersetzt. Dabei erfolgt eine vollständige Substitution von Verdichtern, die im Transportnetz und bei Erdgasspeichern eingesetzt werden, sowie von Vorwärmern, die in Gasdruckregelanlagen im Transportnetz und bei der Ausspeicherung der Gasspeicher Verwendung finden. Der Einsatz dieser Betriebsmittel hängt vom Gasfluss ab, sodass keine flexible, preisgesteuerte Regelung

möglich ist. Stattdessen erfolgt der Einsatz anhand eines charakteristischen Einsatzprofils. Es ergibt sich dadurch eine Erhöhung der CO₂-Emissionen, da die strombasierten Verdichter und Vorwärmer nicht gezielt in Stunden mit einem hohen Stromangebot aus erneuerbaren Energien eingesetzt werden. Der Strombezug erfolgt daher auch häufig in Stunden, in denen konventionelle Energieträger zur Strombereitstellung nötig sind. Die damit verbundenen CO₂-Emissionen übersteigen die der RT, die mit 195 g CO₂/kWh bezogen auf Verdichtungsarbeit einen vergleichsweise geringen Emissionsfaktor aufweist. Selbst der bessere Wirkungsgrad der SKO kann dies nicht kompensieren. Vorteilhaft ist jedoch der Einsatz der SKO hinsichtlich der Primärenergienutzung, insbesondere wenn die durchschnittlichen Primärenergieverbräuche betrachtet werden. In diesem Fall wird ein Minderungspotenzial in Höhe von 54 % (2030) bzw. 60 % (2050) erreicht, was auf die deutlich höhere Effizienz der SKO zurückzuführen ist.

Tabelle 4: Änderungspotenziale – Betriebsmittel im Gasnetz unter den Rahmenbedingungen des AMS

Betriebsmittel im Gasnetz	Referenztechnik: Gasbetriebene Verdichter und Vorwärmer		Einsatz der SKO: elektrische Verdichter und Vorwärmer	
	2030	2050	2030	2050
Primärenergieeinsatz in TWh	7,8	5,7		
Änderung (Durchschnitt) in TWh			-4,2 (-54 %)	-3,4 (-60 %)
Änderung (Grenzwerte) in TWh			-0,9 (-12 %)	-0,8 (-15 %)
CO ₂ -Emissionen in Mio. t CO ₂	0,6	0,4		
Änderung (Durchschnitt) in Mio. t CO ₂			0,6 (111 %)	0,3 (70 %)
Änderung (Grenzwerte) in Mio. t CO ₂			1,4 (231 %)	0,8 (176 %)

Berechnungsmethodik im Hauptbericht, neben den absoluten Minderungspotenzialen sind auch die Minderungen relativ zu den Größen der Referenztechnik in Klammern angegeben.

Sofern in der Stromversorgung höhere Anteile erneuerbarer Energien als im hier betrachteten AMS oder die Stromversorgung gar vollständig auf erneuerbaren Energien basiert und in der Gasversorgung noch anteilig fossile Gase enthalten sind, wird neben der Primärenergieeinsparung beim Einsatz der SKO auch eine zusätzliche CO₂-Einsparung zu verzeichnen sein. Bei einer vollständigen Defossilisierung der Energieversorgung, also Strom- und Gasversorgung, weist die SKO immer noch Verluste beim Primärenergieeinsatz auf im Vergleich zur regenerativ versorgten Referenztechnik.

3.4.2 Vergleich CO₂ - Emissionen und Primärenergieeinsatz zu anderen SKO

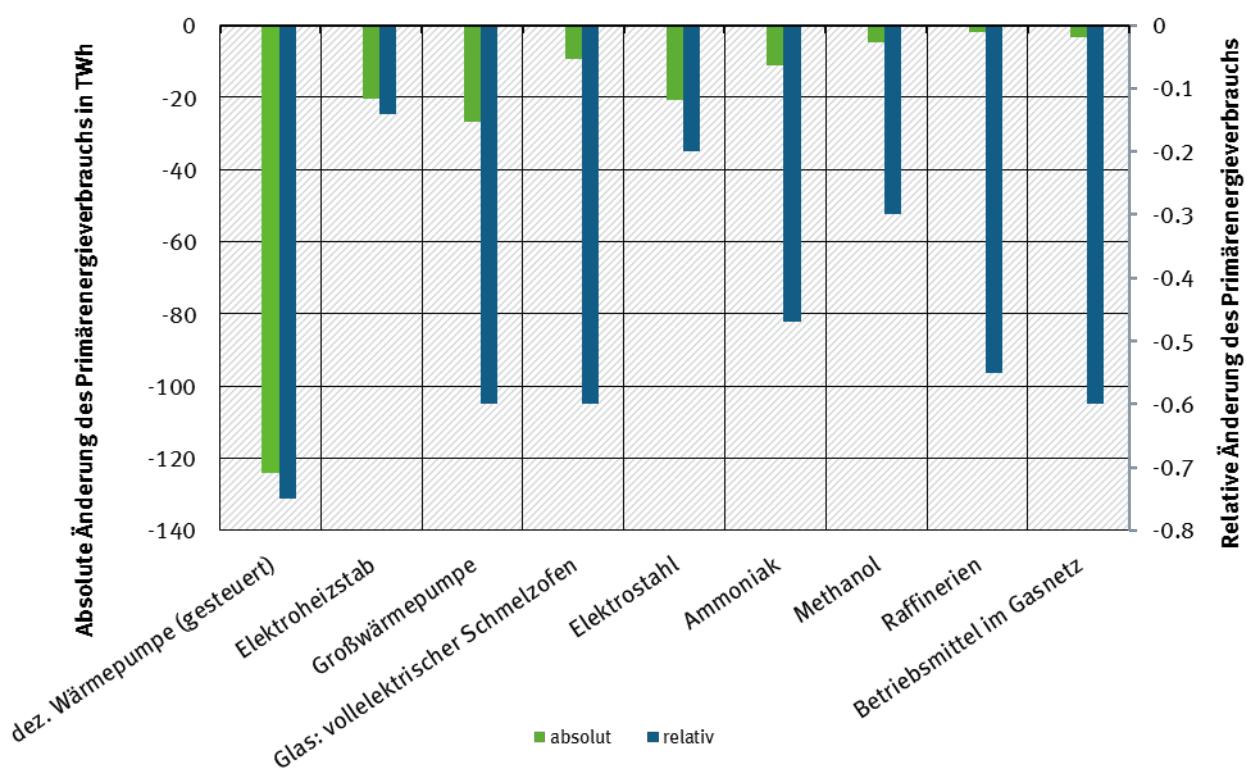
Um die Minderungspotenziale des Gasnetzes mit denen anderer Anwendungsfelder zu vergleichen, sind diese in Abbildung 21 und Abbildung 22 graphisch gegenübergestellt.

Bei der Interpretation der Abbildungen ist darauf zu achten, dass sowohl das absolute als auch das relative Minderungspotential ausgewiesen ist, da die Anwendungen nicht den gleichen Endenergiebedarf aufweisen und somit nicht direkt vergleichbar sind. Die absoluten Potentiale zeigen somit die Mengenänderung an und die relativen Potentiale geben wider, wie viel Prozent sich der Verbrauch bzw. der CO₂-Emissionen gegenüber der RT ändert.

Das Gasnetz weist bei inflexibler Betriebsweise der SKO absolut gesehen ein kleines Minderungspotential von ca. 3,4 TWh beim Primärenergieverbrauch im Jahr 2050 auf (siehe Abbildung 21). In anderen Anwendungsbereichen können z.T. wesentlich größere Minderungspotenziale für den Primärenergiebedarf ausgewiesen werden. Der Wasserstoff-Pkw erreicht absolut ca. 240 TWh⁴ in 2050 (Wietschel 2017).

Relativ gesehen führt der Einsatz der SKO im Gasnetz allerdings zu einer Einsparung von 60%.

Abbildung 21: Änderung des Primärenergieverbrauchs in der Wärmebereitstellung, Industrie und im Gasnetz im Jahr 2050 (Berechnung basiert auf Durchschnittswerten) (basierend auf AMS-Rahmendaten)



Quelle: Eigene Berechnungen, Fraunhofer ISI und DVGW-EBI

Die Änderungen der CO₂-Emissionen zeigt Abbildung 22. Das Gasnetz erreicht durch die inflexible Fahrweise Mehremissionen, da auch dann Strom bezogen wird, wenn dieser hohe CO₂-Werte aufgrund des Einsatzes fossiler Kraftwerke bei der Stromproduktion aufweist. Es werden laut AMS-Szenario zusätzliche CO₂-Mengen in Höhe von 0,3 Mio. t im Jahr 2050 emittiert⁵. Auch der Einsatz anderer Sektorkopplungsoptionen haben aus gleichem Grund negative Wirkung. Sehr extrem fällt das absolute und relative Potenzial der Methanolproduktion aus. Grund hierfür ist, dass trotz Verlagerungsmöglichkeiten bei der Stromnachfrage ein konstanter Prozess mit Wasserstoff bedient werden muss, so dass auch in Stunden mit hohen CO₂-Emissionen Strom bezogen werden muss. Zudem wird

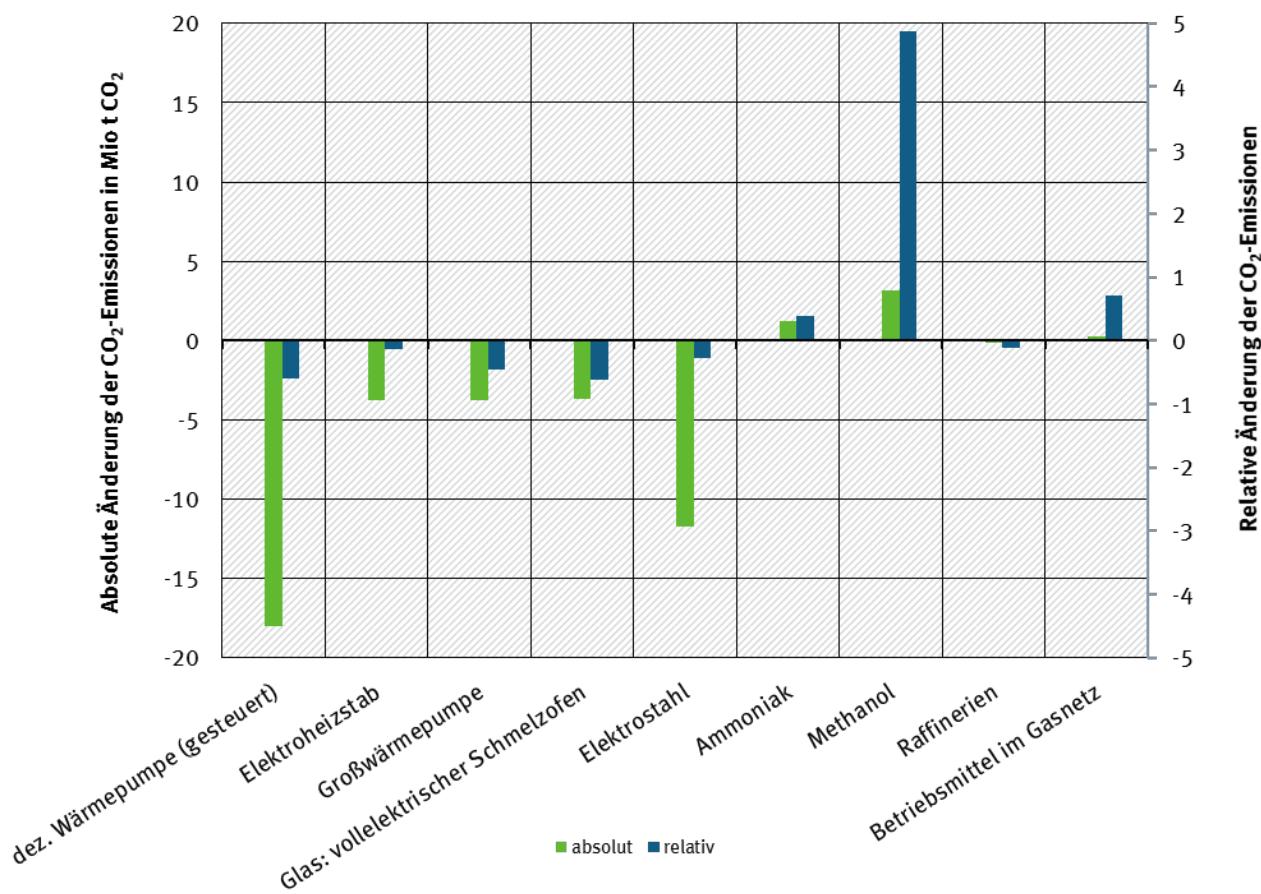
⁴ Berechnung basiert auf Durchschnittswerten.

⁵ Rechnung basiert auf Durchschnittswerten.

das CO₂ aus der Luft gewonnen, so dass die strombasierte Methanolherstellung einen sehr energieintensiven Prozess darstellt.

Andere Sektorkopplungsoptionen zeigen eine deutlich positive Wirkung bzw. CO₂-Einsparung, beispielsweise gesteuerte Wärmepumpe ein Einsparpotential von ca. 18 Mio. t CO₂ oder Pkw mit Wasserstoff als Kraftstoff kann im Jahr 2050 absolut ca. 50 Mio. t CO₂⁶ einsparen (siehe Hauptstudie (Wieteschel 2017)).

Abbildung 22: Änderungen der CO₂-Emissionen in der Wärmebereitstellung, Industrie und im Gasnetz im Jahr 2050 (Berechnung basiert auf Durchschnittswerten)
(Einsparung -, Verschlechterung +) (basierend auf AMS-Rahmendaten)



Quelle: Eigene Berechnungen, Fraunhofer ISI und DVGW-EBI

⁶ Berechnung basiert auf Durchschnittswerten.

4 Ökonomische Bewertung der Sektorkopplungsoption

4.1 Einleitung

Ein verstärkter Einsatz erneuerbaren Stroms innerhalb der Sektoren Industrie, private Haushalten und Verkehr als Ersatz für fossile Anwendungen, wird Folgen für Wirtschaft und Gesellschaft nach sich ziehen. Diese manifestieren sich zum einen im Investitionsbedarf für neue Anlagen sowie für die Umrüstung und ggf. die Entsorgung bestehender Anlagen und zum anderen in sich ändernden Betriebskostenstrukturen. Neben diesen monetär fassbaren volks- und betriebswirtschaftlichen Umstellungen bietet eine verstärkte Sektorenkopplung jedoch auch das Potenzial, die gesellschaftlichen Lasten durch die negativen Umweltauswirkungen von Industrie, Privathaushalten und Mobilität über die Effizienzpotenziale der heute verwendeten Energiequellen hinaus zu senken.

Diese beiden Wirkungen, d. h. die ökonomische (volkswirtschaftliche) und ökologische Effizienz der vorgeschlagenen Maßnahmen zur Sektorenkopplung werden in diesem Abschnitt näher beleuchtet.

Zunächst wird eine komplette Elektrifizierung aller Transportverdichter bis 2050 volkswirtschaftlich bewertet. Die Analysen erfolgen für das Jahr 2030 und 2050 und basieren auf dem AMS-Szenario. Ziel ist es, die Kosten des Einsatzes der Sektorenkopplungsoption mit einem Referenzszenario (weiter Verwendung von Gasturbinen) zu vergleichen, um mögliche Kosteneinsparungen zu prüfen.

Daran schließt sich die Bewertung der Umweltkosten an (siehe Abschnitt 5.3). Umweltkosten versuchen die Wirkung eines Prozesses auf Klima und Natur monetär zu bewerten. Charakteristisch für Umweltkosten ist die Tatsache, dass nicht die Verursacher diese Kosten tragen, sondern Individuen (oder auch die Gesellschaft als Ganzes), die in keiner direkten oder indirekten Marktbeziehung zu den Verursachern stehen. In der hiesigen Betrachtung werden die emittierten Klimagase und Luftschadstoffe berücksichtigt.

4.2 Volkswirtschaftliche Bewertung der Elektrifizierung der Betriebsmittel im Gasnetz

Die hier vorliegende Studie geht von der Grundfrage aus, wie das Energiesystem unter den Rahmenbedingungen des AMS optimal ausgestaltet sein sollte, um die energie- und klimapolitischen Ziele aus einer volkswirtschaftlichen Perspektive am sinnvollsten zu erreichen. Dabei geht es in erster Linie um die kostenbasierte Bewertung von Maßnahmen der Sektorenkopplung. Da direkte und indirekte Steuern, Abgaben und Subventionen nur einen Transfer von Finanzmitteln zwischen Haushalten und Unternehmen sowie dem Staat darstellen, werden sie nicht als volkswirtschaftliche Kosten betrachtet. Dies ist eine übliche Vorgehensweise bei derartigen Fragestellungen, siehe z. B. Ostertag et al. (2000).

Wichtig ist festzuhalten, dass mit der Vorgehensweise nur eine sehr grobe Abschätzung der Systemkosten möglich ist⁷. Weiterhin weicht die akteurspezifische wirtschaftliche Sichtweise (betriebswirtschaftliche Sicht der Unternehmen und der privaten Haushalte) davon ab. Ebenso werden mögliche Ausbaumaßnahmen im Stromnetz aufgrund der vermehrten Einbringung von Strom in den Gassektor nicht betrachtet.

⁷ Für eine tiefer führende Erläuterung der Methodik siehe (Wietschel 2017).

Bedeutsam ist weiterhin, dass die isolierte Betrachtung von verschiedenen Maßnahmen nicht hinreichend sein kann. Durch Wechselwirkungen zwischen den Einzelmaßnahmen kann das Minderungspotenzial geringer sein als die Summe der Einzelpotenziale.

Für eine gesamtwirtschaftliche Betrachtung der Sektorkopplungsoption „Elektrifizierung der Betriebsmittel im Gasnetz“ werden zunächst zwei Berechnungsfälle definiert. Dabei wird die minimale Flexibilität des Gasnetzes vernachlässigt und das Gasnetz als nicht flexible Sektorkopplungsoption betrachtet.

Tabelle 5: Übersicht Berechnungsfälle der Kostenanalyse

Berechnungsfall	Betriebsart	wirtschaftliche Motivation
R (Referenz)	gasbasiert	bedarfsgesteuert (Gasnetz)
S	strombasiert	bedarfsgesteuert (Gasnetz)

Es werden spezifische Kosten für die Verdichtung beim Gastransport berechnet. Bezugsgröße ist dabei die transportierte Energiemenge im Gasnetz. Die Kosten setzen sich zusammen aus der Annuität der zugebauten bzw. ersetzen Maschinen, den sonstigen Kosten, die Inspektion und Wartung und Kosten für Großrevisionen umfassen, und den Energiekosten. Die Energiekosten gliedern sich in Kosten für Strom, Gas und CO₂-Zertifikate für Gas (sind beim Strompreis bereits eingepreist).

Es wurden die spezifischen Kosten eines gasbasierten Szenarios und eines strombasierten Szenarios verglichen. Damit wurden nicht zwei Technologien miteinander verglichen, sondern bereits ein Transformationspfad hin zu einer rein strombasierten Verdichtung betrachtet. Für die Energiekosten macht das wenig Unterschied, da im Stromszenario 2030 bereits 95% der Verdichtung mit dem Elektromotor erfolgt. Die Annuitäten und Wartungs- bzw. Revisionskosten berücksichtigen jedoch die Umwandlung des Systems (Startjahr 2010) mit 25-jährigem Abschreibungszeitraum für Gasturbine und Elektromotor.

4.2.1 Eingangsparameter

Die Bezugsgröße für die spezifischen Kosten ist die transportierte Energiemenge im Gasnetz (Verbrauch in Deutschland und Durchleitung), die sich von ca. 2.000 TWh/a im Jahr 2015 auf ca. 1.500 TWh/a im Jahr 2050 reduziert. Grundlage für diese Annahme sind die aktuellen und prognostizierten verfügbaren technischen Kapazitäten des Netzentwicklungsplans (Fernleitungsnetzbetreiber Gas 2015) und Abschätzungen zu ein rückläufigen Gasbedarfs in Deutschland (AMS-Szenario) bis 2050 und einer nahezu konstanten Transitgasmenge (siehe auch 3.3).

Sowohl das gas- als auch das strombasierte Szenario starten mit einer installierten Verdichterleistung von 2.450 MW im Jahr 2015 (angelehnt an (FNB Gas 2015)), die sich aufgrund der sinkenden innerdeutschen Gasnachfrage auf ca. 2.150 MW im Jahr 2050 reduziert.

Aktuell wird von einem reinen Gasturbinenbestand mit einer Wellenleistung von ca. 2.450 MW (FNB Gas 2015) ausgegangen. Dem Anlagenbestand wurde eine Altersstruktur hinterlegt, die ein maximales Alter der Anlagen von 25 Jahren annimmt (siehe Tabelle 6). Folgende Austauschszenarien wurden definiert:

- ▶ **R:** Der Anteil an Gasturbinen im Anlagenbestand bleibt bis zum Jahr 2050 bei 100 %. Nach 25 Jahren gilt eine Turbine als abgeschrieben und kann ersetzt werden. Die Antriebstechnologie ändert sich dadurch aber nicht. Der Austausch von Turbinen aus Klimaschutzgründen bleibt hier unberücksichtigt, obwohl tatsächlich auch die verschärften Grenzwerte für Schadstoffemissionen (z.B. NO_x) ein Grund für den Austausch von Gasturbinen sein können.

- **S:** Der Leistungsbeitrag der Gasturbinen wird sukzessive durch die Leistung zugebauter Elektromotoren ersetzt. Der Zeitpunkt eines Austausches ist erreicht, wenn die Gasturbinen nach 25 Jahren abgeschrieben sind. Im Jahr 2030 wird bereits 95% der Leistung durch Elektromotoren gestellt.

Tabelle 6: Abschätzung der Altersstruktur der deutschen Gasturbinen im Gasferntransport

Stufe	Alter GT in Bezug auf 2010	Anteil installierter Leistung (bez. auf 2010)*
1	0 bis 4 Jahre	0,05
2	5 bis 9 Jahre	0,2
3	10 bis 14 Jahre	0,4
4	15 bis 19 Jahre	0,25
5	20 bis 24 Jahre	0,1

*) angelehnt an (Lechtenböhmer et al. 2005) und dem Alter der deutschen Ferngasleitungen

Der Austausch von Verdichtern oder Kompressoren im Zuge von Erneuerungen kann prinzipiell schnell erfolgen, bedarf aber meist eines Kompletttauschs der gesamten Einheit. Um die Kosten möglichst gering zu halten, empfiehlt es sich die Abschreibezeiten einzuhalten. Für solche Einrichtungen werden üblicherweise wirtschaftliche Abschreibezeiten von mehr als 25 Jahren angesetzt (Müller-Syring und Henel 2014).

Die Betriebskosten wurden über eine mittlere, dauerhaft genutzte Betriebsleistung berechnet. Dabei wurde 45 % der Verdichterleistung als Redundanz angenommen, 35% der Leistung lief mit 15 %-Jahresauslastung und lediglich 20% der installierten Leistung befand sich im Dauerbetrieb (angelehnt an (Marcogaz 2012). Bei Wartung und Revision wurde die 3,5-fache Betriebsleistung berücksichtigt, die zum Anfahren der Maschinen vorgehalten wird.

Der Investitions- und die Revisionskosten der Gasturbinen und der Elektromotoren wurde zunächst in vier Leistungskategorien ermittelt und dann ein leistungsspezifischer Wert umgewandelt. Dabei sind die Investitionskosten des Elektromotors alleine günstiger als eine vergleichbare Gasturbine. Berücksichtigt man jedoch die nötige Infrastruktur in der Verdichterstation (Transformatoren und Schaltfeld) so sind die Elektromotoren spezifisch zur Gasturbine etwa gleichwertig (Investitionskosten von ca. 1,5 Mio. €/MW). Im rein strombasierten Szenario wurde zudem der Bau einer weiteren Stromanbindung (Trafostation mit 40 MW- Trafo + 2 km Leitung (sind 6% der Gesamtkosten der Trafostation)) berücksichtigt, wenn die ganze Verdichterstation nur noch mit Elektromotoren arbeitet. Diese Redundanz ist nötig, damit die Versorgungssicherheit der Verdichterstation gewährleistet ist. Die Kosten der zusätzlichen Stromanbindung belaufen sich insgesamt auf ca. 3 Mio. Euro pro Transformatorenstation (Alfons Sillaber 2016), sind spezifisch auf die Verdichterleistung jedoch gering.

Für laufende Wartungen wurden für die Gasturbine ein Anteil von 5% der Investitionskosten angesetzt beim Elektromotor beträgt der Kostenanteil für jährliche Wartungen 3% vom Invest. Zusätzlich zu den regelmäßigen Inspektionen und daraus folgenden Wartungen, werden laufzeitabhängige große Revisionen durchgeführt, bei denen alle Bauteile untersucht und ggf. wieder instand gesetzt oder ausgetauscht werden. Die Kosten für die Revision von Elektromotor und Gasturbine ließen sich nur sehr grob beziffern. Grundsätzlich wurde für den Elektromotor eine längere Betriebszeit von ca.

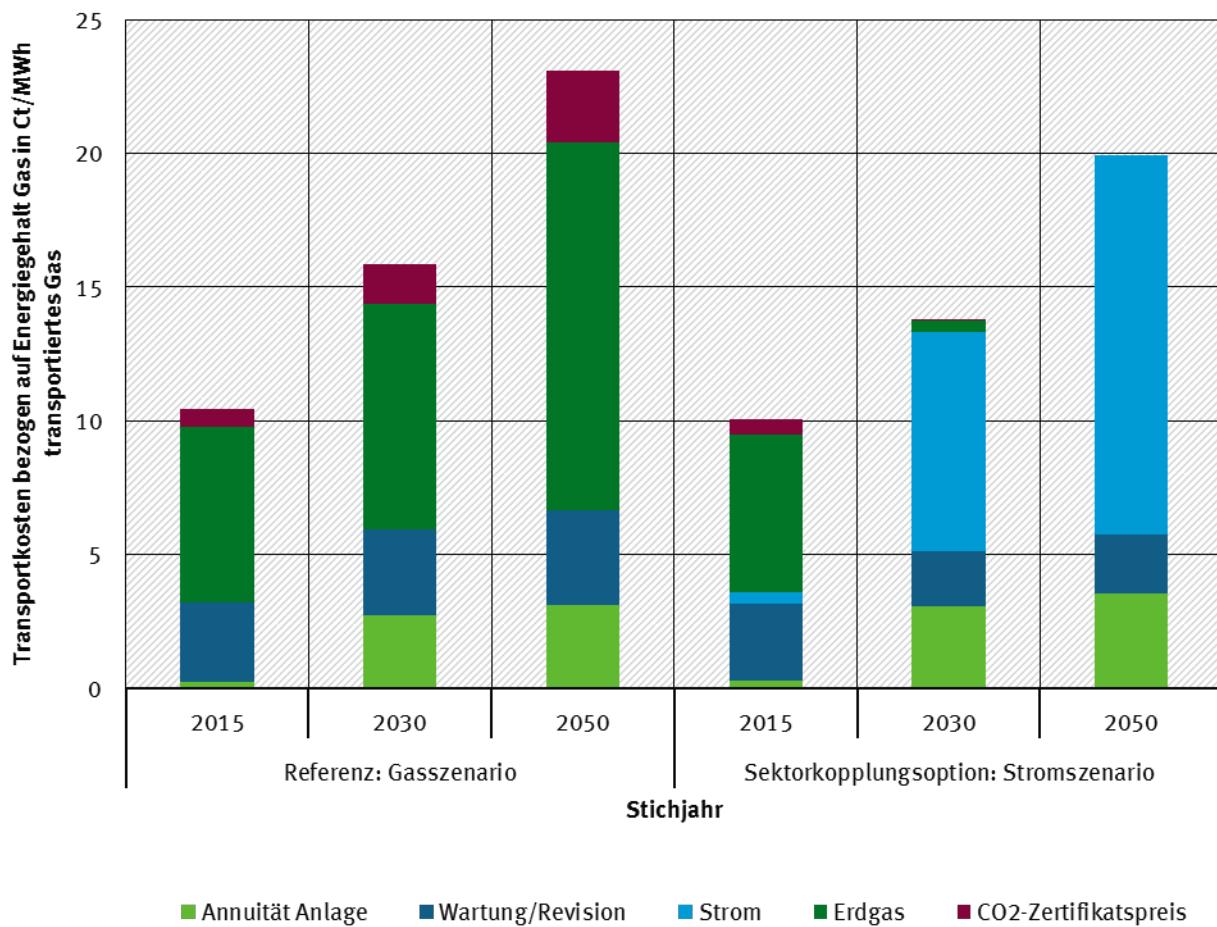
50.000 EOH (EOH = equivalent operating hours) angesetzt, der Gasturbine wurden aufgrund der höheren thermischen Belastung Revisionsintervalle von 25.000 EOH unterstellt.

Die Revisionskosten bei der Gasturbine liegen zwischen ca. 100.000 Euro (Heißgasteilinspektion) und ca. 2 Mio. Euro (gesamter Austausch der Turbinenschaufeln) je Maßnahme. Welche Maßnahmen in einer Revision durchgeführt werden ist zustandsabhängig, wodurch das Abschätzen der Kosten sehr erschwert wird. Letztlich wurde eine spezifische Revision von ca. 30.000 €/MW für den Elektromotor und spezifische Revisionskosten von ca. 72.000 €/MW angenommen.

Die Energiepreise für Strom und Gas, sowie die CO₂-Zertifikatspreise wurden für das R- und S-Szenario dem allgemeinen Szenariorahmen des AMS-Szenarios entnommen (siehe Tabelle 22).

4.2.2 Ergebnisse volkswirtschaftliche Kosten

Abbildung 23: Spezifische Transportkosten in Ct./MWh (transportiertes Gas) unter den Rahmenbedingungen des AMS inklusive Durchleitung



Quelle: Eigene Berechnungen, DVGW-EBI

Für die Verdichtung im Ferntransportnetz wurden die spezifischen Transportkosten für transportiertes Gas in einem Gasszenario und einem Stromszenario berechnet (siehe Eingangsparameter). In beiden Szenarien steigen die spezifischen Kosten von aktuell etwa 10 Ct/MWh auf ca. 23 Ct/MWh (Gasszenario) beziehungsweise ca. 20 Ct/MWh (Stromszenario) im Jahr 2050. Diese Verdopplung der

Kosten lässt sich vor allem auf die steigenden Endenergiepreise zurückführen bei sinkender zu transportierenden Energiemenge im Gasnetz. Insgesamt liegen die Transportkosten in der Größenordnung Hundertstel vom Primärenergiepreis von Erdgas (Primärenergiepreis Erdgas: 5 Ct/kWh in 2050).

Der Vergleich von Gasszenario und Stromszenario zeigt, dass der Transport des Gases im strombasierten Szenario in Summe günstiger als im Gasszenario ist. Im Jahr 2050 beträgt die Einsparung der Gesamtkosten etwa 16 %.

Bei dieser Berechnung wurde ein Elektromotor erst dann eingeführt, wenn die davor genutzte Gasturbine mit einer Laufzeit von 25 Jahren abgeschrieben war. Wenn die Transformation der Antriebstechnologien schneller vollzogen würde, würde auch die Annuität der neuen Elektromotoren durch den zu begleichenden Restwert der Turbine steigen.

Für 2050 konkurriert im AMS der günstigere Gaspreis von 5 Ct/kWh mit dem Strompreis von ca. 14 Ct/kWh (2050; Netzentgeld 2 Ct/kWh, ohne Steuern und Abgaben), da hier die Turbine nur mit einem Drittel der Energiekosten arbeitet, der Wirkungsgrad der Gasturbine aber ca. Faktor 3 schlechter ist als der des Elektromotors. Zusätzlich fallen beim Gaspreis die steigenden CO₂-Zertifikatspreise an. Für die Berechnung wurde weiterhin Erdgas als hauptsächlicher Anteil im zukünftigen Gas gesetzt. Wird von einer weitgehenden Defossilisierung im Gas der Zukunft ausgegangen, würden die Kosten für CO₂-Zertifikate deutlich sinken. Bei der Berechnung der Kosten für das erneuerbare Gas sollten neben den reinen Gestehungskosten auch vermiedene Infrastrukturkosten sowohl auf Gas- als auch auf Stromseite berücksichtigt werden. Das zukünftige Gasgemisch liegt höchstwahrscheinlich preislich dennoch über den heutigen Gaspreisen. Eine Vergleichsrechnung mit einem höheren Gaspreis (5,0 Ct/kWh in 2030 und 8,0 Ct/kWh in 2050) lässt die Transportkosten 2050 im Gasszenario auf etwa 31 Ct/kWh steigen (siehe Abbildung 32 im Anhang).

In der vorliegenden volkswirtschaftlichen Betrachtung wurde der Strom ohne EEG-Zulage betrachtet, die die Gasnetzbetreiber zurzeit jedoch zahlen müssten (Größenordnung 6,8 Ct/kWh nach (Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt 2016)). In den angenommenen Strompreisen wurde ein konstantes Netzentgeld von 2 Ct/kWh eingerechnet. Wie sich die Netzentgelte tatsächlich entwickeln werden ist offen (siehe z.B. Forderungen in (DENA (Deutsche Energie-Agentur GmbH))). Bei einem Strom-Netzentgeld von 6 Ct/kWh wird 2050 Parität zwischen dem Gasszenario und dem Stromszenario unter den Rahmenbedingungen des AMS erreicht.

Der Betrieb der Verdichterstationen muss zu jeder Zeit gewährleistet sein, sodass das Stromnetz diesen inflexiblen Mehrbedarf auf jeden Fall decken müsste. Die Versorgungssicherheit wurde durch den Zubau eines weiteren redundanten Transformators im Stromszenario beachtet. Unberücksichtigt bleibt jedoch der stromnetzseitige Ausbau z.B. von Speichern, den das Stromszenario mit sich bringen würde.

Der Vergleich eines gasbasierten zu einem strombasierten Szenario zeigt vor allem, dass die Entwicklung zukünftiger Energiepreise (inklusive CO₂-Zertifikatspreise und möglicher Netzentgelte) die Kostenentwicklung im Gastransport dominiert. Zukünftig kann mit steigenden Kosten für den Gastransport gerechnet werden (ca. Faktor 2 bis 2050). Unter den aktuellen Annahmen stehen beide Technologien (Gasturbine und Elektromotor) in direkter Konkurrenz, da die Betriebskosten in etwa vergleichbar sind, wenn die Energiekosten der Gasturbine pro Energieeinheit zwar nur etwa ein Drittel von den Stromkosten des Elektromotors ausmachen, aber der Primärenergieeinsatz dafür etwa dreimal größer ist. Der Elektromotor bietet technisch etwas geringere Wartungs- und Revisionskosten. Für die gasbasierten Betriebsmittel spricht weiterhin, das direkte Vorhandensein des Energieträgers Gas. Beim Bau neuer Verdichteranlagen ist die Entscheidung für den gas- oder strombasierten Antrieb aufgrund der Langlebigkeit der Anlagen auf gute Prognosen der Energiepreise angewiesen.

4.3 Umweltkosten

Dieses Unterkapitel stellt Auszüge aus der Hauptstudie bezogen auf das Gasnetz dar.

4.3.1 Methodik

Umweltkosten versuchen die Wirkung eines Prozesses auf Klima und Natur monetär zu bewerten. Charakteristisch für Umweltkosten ist die Tatsache, dass nicht die Verursacher diese Kosten tragen, sondern Individuen (oder auch die Gesellschaft als Ganzes), die in keiner direkten oder indirekten Marktbeziehung zu den Verursachern stehen. Folgende Kostenkategorien werden bei der Berechnung der Umweltkosten berücksichtigt:

- ▶ *Luftschadstoffe*: Auch der Schadstoffeintrag in die Atemluft erfolgt oft direkt aus dem angewandten Kraftstoff und der verwendeten Technologie zur Energieerzeugung. Feinstaubpartikel (PM) tragen beim Eindringen ins Lungengewebe erheblich zum Risiko für Lungenkrebs und zu Atemwegserkrankung bei.
- ▶ *Klimawirkungen*: die Auswirkungen wechselnder Primärenergiequellen und Kraftstoffe auf den Ausstoß klimaschädlicher Treibhausgase (THG) ist unmittelbar. Treibhausgase der betrachteten Technologien und Szenarien tragen zu der globalen Erwärmung bei.

In der vorliegenden Studie werden die Folgekosten der Luftverschmutzung durch den Schadenskostenansatz bewertet (siehe Hauptstudie Kapitel 8.3 (Wietschel 2017)). Hier kann auf etablierten Dosis-Wirkungs-Beziehungen aufgesetzt werden, welche die Gesundheitsfolgen verschiedener Schadstoffe auf den Menschen bewerten.

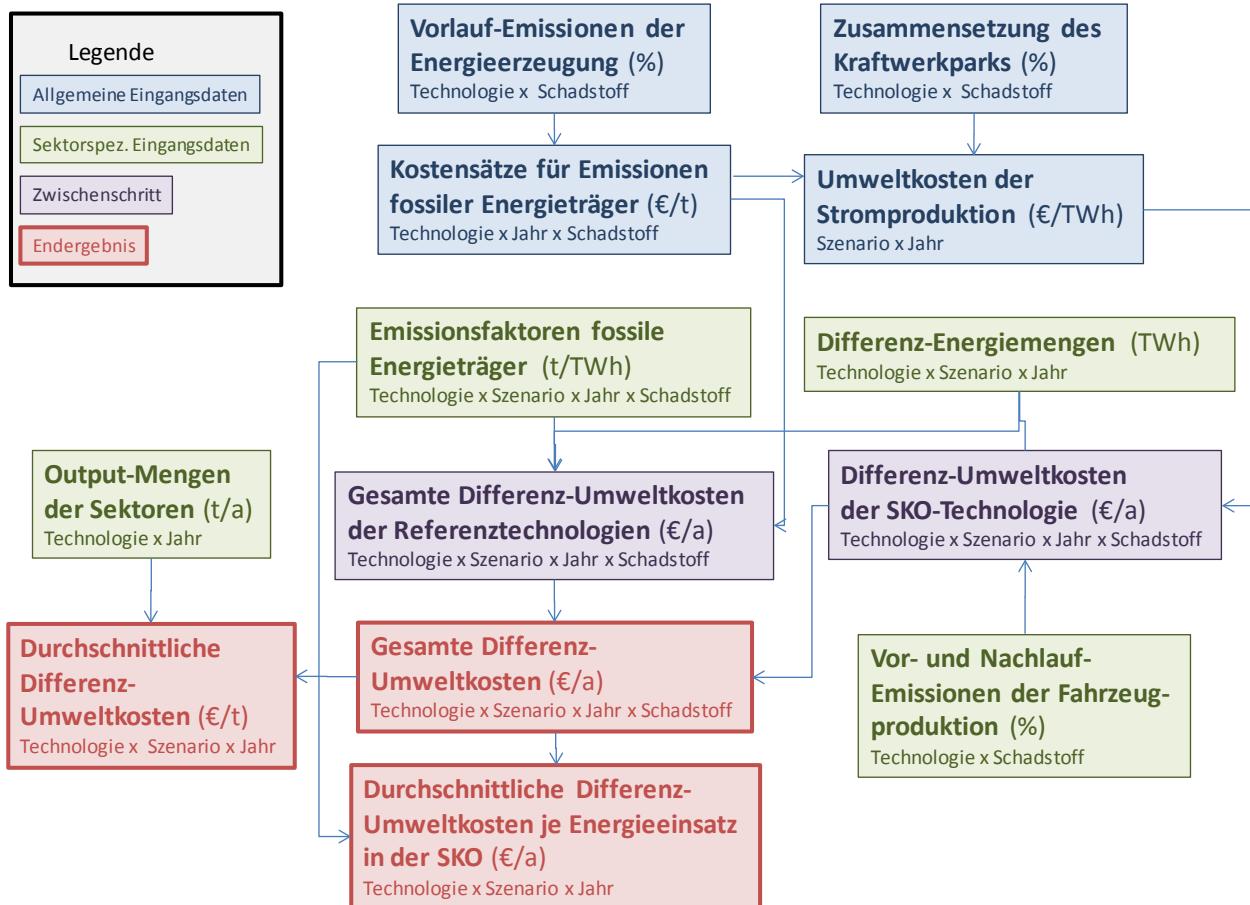
Eine Abschätzung der Schadenskosten durch den Ausstoß von Treibhausgasen ist demgegenüber schwieriger. Denn eine Vielzahl von Effekten auf die menschliche Gesundheit, die Landwirtschaft und Ökosysteme mit zahlreichen Wechselwirkungen und möglichen Anpassungsstrategien bedingen eine breite Streuung solcher Abschätzungen. Ferner müssen durch den langen Verbleib von Treibhausgasen in der Atmosphäre (bis zu 90 Jahren für CO₂) Zeiträume von vielen Jahrzehnten berücksichtigt werden. Schließlich handelt es sich bei den Effekten des Klimawandels um globale Phänomene, welche Gesellschaften mit sehr unterschiedlichen Einkommensniveaus sowie finanziellen und technologischen Möglichkeiten treffen. Entsprechend wird für die Bewertung der Klimawirkungen der Sektorkopplungsoptionen entsprechend den Vorgaben der Methodenkonvention 2.0 (Schwermer 2012, Anhang B) eine Kombination aus Schadens- und Vermeidungskosten herangezogen.

Die Bewertung der umweltrelevanten Kosten durch den Einsatz von Sektorkopplungsoptionen basiert im Wesentlichen auf den Empfehlungen der Methodenkonvention 2.0 zur Schätzung von Umweltkosten des UBA (Schwermer 2012). Abbildung 24 gibt einen zusammenfassenden Überblick über das methodische Vorgehen im Hinblick auf die Eingangsdaten, Analyseschritte und Ergebniskategorien.

Grundsätzlich folgt die Ermittlung der Umweltkosten der Sektorenkopplung der Logik:

- ▶ Mengengerüst des Energieeinsatzes
- ▶ Mengengerüst der Emissionsmengen
- ▶ Wertansatz der Emissionsarten
- ▶ Gesamtkosten
- ▶ Durchschnittskosten

Abbildung 24: Schema zur Berechnung der Umweltkosten



Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

4.3.2 Allgemeine Eingangsdaten

4.3.2.1 Klimaschäden

Die Kostensätze für Klimaschäden unterscheiden sich je nach methodischem Konzept stark. Aus diesem Grund werden allgemein Bandbreiten mit unteren und oberen Werten angegeben. Die in Tabelle 7 dargestellten Einheitswerte in Euro je emittierter Tonne CO₂-Äquivalenten sind der Methodenkonvention 2.0 (UBA 2013) entnommen. Die Tabelle zeigt die Umweltkosten durch die Emissionen des Klimagases Kohlendioxid (CO₂). Die Daten basieren auf einer Auswertung der neuesten Forschungsergebnisse (vgl. UBA, IER 2012) und variieren je nach Betrachtungszeitpunkt. Heutige Emissionen (kurzfristige Betrachtung) unterliegen demnach einem niedrigeren Kostensatz als zukünftige Emissionen (mittel- und langfristig).

Emissionen anderer Klimagase werden entsprechend ihres Treibhauspotenzials (Global Warming Potential GWP) im Vergleich zu CO₂ mit einem zusätzlichen Faktor multipliziert. Für Methan (CH₄) beträgt das Treibhauspotenzial 25, für Lachgas (N₂O) sogar 298. Das bedeutet, dass der Kostensatz für die Emission einer Tonne CH₄ 25 Mal höher liegt als bei CO₂. (d. h. mittlerer Kostensatz CH₄: 2.000 EUR₂₀₁₀/t) (vgl. Schwermer 2012).

Tabelle 7: Einheitswerte für die Bewertung von Treibhausgasemissionen durch Verkehr und Energieerzeugung

Varianten aufgrund Diskontraten und Equity Weighting	Kurzfristig (2010)	Mittelfristig (2030)	Langfristig (2050)
Unterer Wert	40	70	130
Mittlerer Wert	80	145	260
Oberer Wert	120	215	390

Quelle: UBA (2013): Methodenkonvention 2.0 zur Schätzung externer Umweltkosten, basierend auf Kuik et al. (2009).

Gewählt werden die mittleren Kostenwerte mit einer Interpolation für das Jahr 2015 i.H.v. 96 €/t CO₂-Äquivalent.

Emissionsfaktoren

Die spezifischen THG-Emissionen der Kraft- und Brennstoffe bei deren Verbrennung sind direkt an die Kraft- und Brennstoffmenge gekoppelt. Die Emissionsfaktoren je Kraftstoffeinheit ändern sich auch nicht über die Zeit. Anlagenspezifisch können jedoch Wirkungsgrade, womit sich die Emissionsfaktoren je umgesetzter Leistungseinheit (Fahrzeugkilometer, Wärmeeinheit, etc.) durchaus über die Zeit ändern. Diese werden Sektor- und Technologiespezifisch berücksichtigt.

Vor- und Nachlaufemissionen

Neben der direkten Verbrennung von Kraft- und Brennstoffen entstehen Klimagasemissionen durch deren Erzeugung, Verarbeitung und Transport. Bei Klimagasen spielt der Ort der Emission keine Rolle. Je nach Kraft- oder Brennstoff bewegen sich die Zusatzemissionen im Vergleich zur Emission bei deren direktem Einsatz zwischen 13 % bei Diesel und 24 % bei Erdgas und LNG (vgl. Tabelle 8). Diese Hebesätze werden den THG-Emissionskosten der Referenztechniken direkt zugeschlagen.

Tabelle 8: Vorlaufemissionen der Kraft- und Brennstoffherstellung

Sektor	Brennstoff	Aufschlag auf direkte THG-Emissionen
Gasnetz	Erdgas	1,22

Quelle: Laufende Arbeiten der Methodenkonvention 3.0 des Umweltbundesamtes (unveröffentlicht)

4.3.2.2 Luftschatadstoffe

Maßnahmen, die zu einer Reduktion der Emission von Luftschatadstoffen führen, können direkt über Kostensätze pro Tonne vermiedenem Schadstoff bewertet werden. Dazu sind verschiedene Zusatzinformationen notwendig, wie beispielsweise Emissionsfaktoren der entsprechenden Fahrzeuge wie auch komplexere Analysen zu den eventuell zusätzlich anfallenden Emissionen im öffentlichen Verkehr.

Die Kostensätze durch Luftverschmutzung enthalten Gesundheitskosten, Gebäudeschäden (Materialschäden), Ernteschäden und Biodiversitätsverluste. Besonders relevant in den Bereichen Verkehr

und Energie sind die Emissionen von Feinstaubpartikeln ($PM_{2,5}$ und PM_{10} bzw. PM_{coarse} ⁸), Stickoxiden (NO_x) sowie flüchtigen Kohlenwasserstoffen (NMVOC).

Im Gegensatz zu Klimawirkungen ist die Wirkung von Luftschatdstoffen zeitlich begrenzt und hängt vom Raumbezug ab. Entsprechend sind die Ergebnisse in Tabelle 9 für die Sektoren Verkehr, Haushalte und Industrie, sowie nachrichtlich für die Sektoren Stromerzeugung (s.u.) und speziell für die Methanolgewinnung dargestellt. Im Gegensatz zu THG-Emissionen wird bei Luftschatdstoffen keine zeitliche Progression der Wertansätze unterstellt.

Tabelle 9: Kostensätze Luftverschmutzung in Deutschland (€₂₀₁₀/t Schadstoff)

Emissionsort	Sektor	NOx	PM2,5	PM10
Lokal / mobil	Verkehr *	15400	122800	11000
	Haushalte	15400	58500	41800
	Industrie	12300	58500	41800
	Gasnetz	12300	58500	41800
Regional	Stromerzeugung	12300	30600	21800
	Methanolgewinnung	12300	30600	21800

* bei Partikelemissionen Gewichtung Innerorts 0,33, außerorts 0,67;

Quelle: Eigene Darstellung mit Werten aus UBA (2013)

4.3.2.3 Spezifische Eingangsparameter für die Betrachtungen im Gasnetz

Energieeinsatz

Die bedeutendsten Energieeinsparpotenziale bei der Elektrifizierung des Gasnetzes ergeben sich durch die Verdichtung im Ferntransport und bei Gasspeichern. Die eingesparte Energiemenge im Bereich der Vorwärmung beträgt 2030 nur etwa 12 % des gesamten Potenzials (AMS-Szenario). Ebenso auffällig ist die vergleichsweise geringe Strommenge die benötigt wird, um die Gasmenge zu ersetzen. Dies liegt vor allem an den Wirkungsgraden der Technologien. Während bei der Vorwärmung der Gaskessel und die elektrische Heizung in etwa den gleichen Wirkungsgrad haben, ist bei der Verdichtung der Wirkungsgrad der Gasturbine mit 33% etwa dreimal schlechter als der des Elektromotors ($\eta = 95\%$).

⁸ $PM_{2,5}$ = Feinstaub mit Partikelgröße kleiner als 2,5 µm (kann in Lungenalveolen eindringen); PM_{coarse} = grober Feinstaub zwischen 2,5 und 10 µm; $PM_{coarse} + PM_{2,5} = PM_{10}$.

Tabelle 10: Absolute Energieeinsparungen Gas sowie Strom durch SKO im Gasnetz (-: Einsparung; +: Mehrverbrauch)

Technologiegruppe	Technologie	AMS 2030	AMS 2050	KS95 2030	KS95 2050
Verdichtung Ferntrans- port in TWh	Gas	-4,5	-3,5	-4,0	-2,6
	Strom	1,6	1,2	1,4	0,9
Verdichtung Speicher in TWh	Gas	-2,6	-2,1	-2,3	-1,5
	Strom	0,9	0,7	0,8	0,5
Vorwärmung Gastrans- port in TWh	Gas	-0,8	-0,5	-0,6	-0,1
	Strom	0,8	0,5	0,6	0,1
Vorwärmung Speicher in TWh	Gas	-0,2	-0,1	-0,1	-0,1
	Strom	0,2	0,1	0,1	0,1

Quelle: Berechnungen aus der Hauptstudie

Emissionsfaktoren

Die Emissionsfaktoren für den Einsatz von Erdgas zum Betrieb des Gasnetzes werden im Wesentlichen als konstant bis 2050 und über die Szenarien AMS und KS95 angenommen. Partikelemissionen ($PM_{2,5}$ und PM_{10}) spielen bei der Gasnutzung keine wesentliche Rolle und werden entsprechend nicht betrachtet. Über alle Szenarien und Jahre wurden folgende Emissionsfaktoren für den Betrieb des Gasnetzes mit Erdgas angenommen:

Tabelle 11: Emissionsfaktoren Gasnetz für fossile Brennstoffe

Technologiegruppe	Technologie	Treibhaus- gase (THG) in t/TWh	Stickoxide (NOx) in t/TWh	Feinstaub ($PM_{2,5}/10$) in t/TWh
Verdichtung Ferntransport und Spei- cher	Gas	201301	199	0
Vorwärmung Ferntransport und Spei- cher	Gas	201301	100	0

4.3.3 Ergebnisse

4.3.3.1 Gesamte Differenzkosten der Umweltbelastung

Die Einsparpotenziale an den Umweltkosten von Klimaerwärmung und Luftverschmutzung bei Integration der SKO bewegen sich zwischen 50 Mio. € im AMS bis 2030, und 255 Mio. € im KS95 bis 2050. Entsprechend des Potenzials der Energieeinsparung werden diese Potenziale dominiert durch die Verdichtung beim Transport (61 %) und Speicherung (36 %). Die Vorwärmung für den Transport

und die Speicherung (jeweils 2 %) sind für die Umweltbilanz der Elektrifizierung des Gasnetzes nur von untergeordneter Bedeutung.

Tabelle 12: Gesamtbilanz Umweltkosten Gasnetz nach Wirkbereichen (-: eingesparte Umweltkosten; +: zusätzliche Umweltkosten)

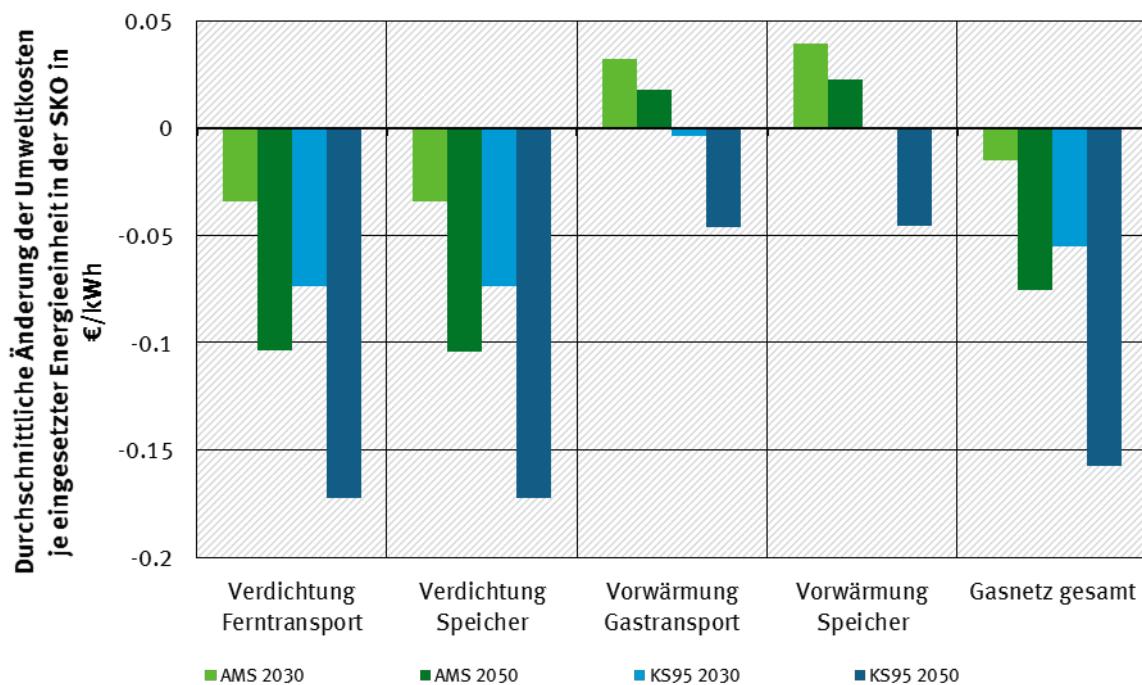
Technologie	Wirkbereich	AMS 2030	AMS 2050	KS95 2030	KS95 2050
Verdichtung Ferntransport in Mio. €	Klimagase	-56,8	-128,1	-100,6	-153,1
	Luftschadstoffe	3,7	0,4	-1,6	-2,9
	Gesamtänderung	-53,1	-127,7	-102,2	-156,0
Verdichtung Speicher in Mio. €	Klimagase	-33,2	-74,7	-58,5	-89,1
	Luftschadstoffe	2,1	0,2	-0,9	-1,7
	Gesamtänderung	-31,0	-74,5	-59,5	-90,8
Vorwärmung Transport in Mio. €	Klimagase	25,6	7,5	-3,2	-4,7
	Luftschadstoffe	1,3	0,8	0,7	0,2
	Gesamtänderung	26,9	8,3	-2,5	-4,5
Vorwärmung Speicher in Mio. €	Klimagase	4,8	2,0	-0,7	-4,4
	Luftschadstoffe	1,3	0,8	0,7	0,2
	Gesamtänderung	6,1	2,7	-0,0	-4,2
Gasnetz gesamt in Mio. €		-51,2	-191,1	-164,2	-255,5

Quelle: Berechnung aus der Hauptstudie, Einsparungen sind positive, Mehrausgaben sind negative Werte

4.3.3.2 Durchschnittliche Umweltkosten des Energieeinsatzes

Bezogen auf die in der Sektorenkopplung eingesetzte Energiemenge (strombasierte Anwendungen) weisen die großen Komponenten der Gasnetz-Elektrifizierung positive Umweltkennwerte auf. Die Umwelteffizienz der Verdichtung für Transport und Speicherung ist in jedem Szenario positiv, steigt jedoch bis 2050 unter den Bedingungen des KS95 deutlich an. Das heißt für die Verdichtung werden bei Anwendung des Elektromotors im Jahr 2050 (AMS-Szenario) pro kWh eingesetzter Energie (Strom) etwa 10 Ct. an Kosten eingespart, die sonst der Allgemeinheit durch Eintrag von Luftschadstoffen und THG-Emissionen in die Atmosphäre angefallen wären. Für die Prozessschritte Vorwärmung zeigen sich, außer im Fall KS95 in 2050 negative bis maximal neutrale Umweltkosten-Effizienzen. Folgerichtig entstehen hier bei der Anwendung der Sektorkopplungsoption (Elektroheizung) zusätzliche Umweltkosten, sodass aus dieser Bewertung heraus ein Verbleib der Gastechnik zur Vorwärmung anzuraten wäre.

Abbildung 25: Änderung der Umweltkosten je Energieeinheit im Gasnetz (eingesparte Umweltkosten +, zusätzliche Umweltkosten -)

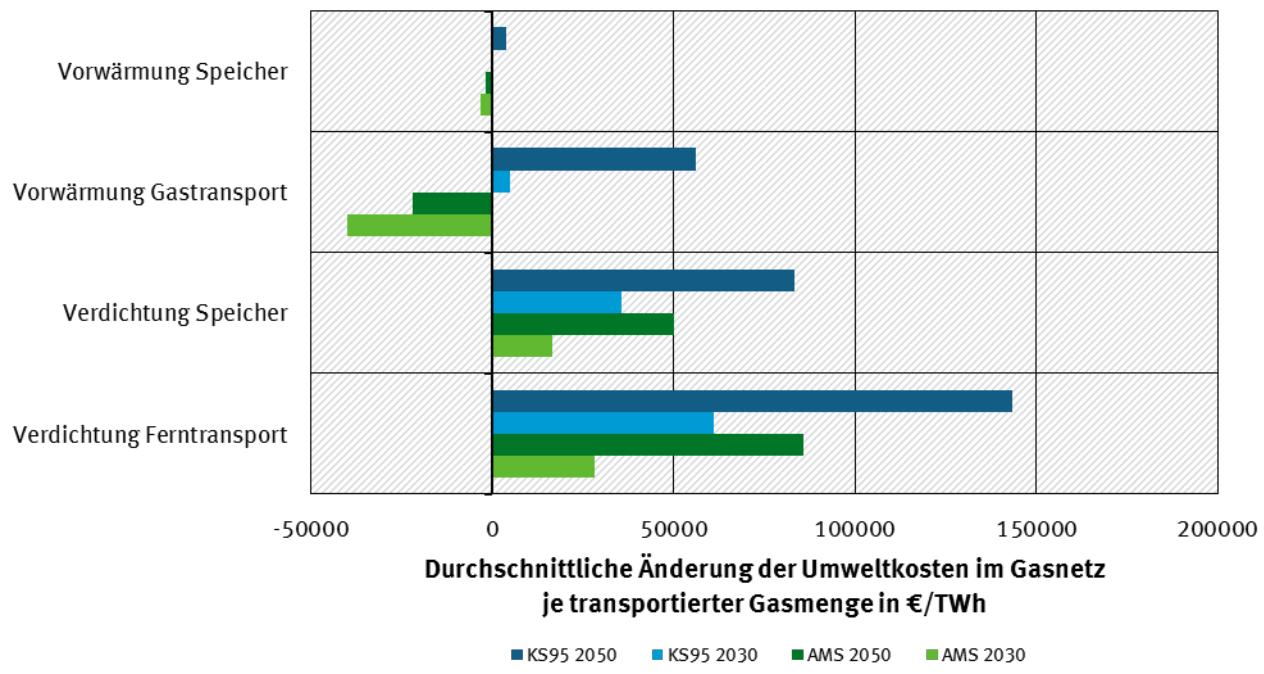


Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI und DVGW-EBI

4.3.3.3 Durchschnittliche Umweltkosten der Outputs

Mit Ausnahme der Vorwärmung für die Speicherung folgt der Quotient aus Umweltkosten-Einsparungen und transportierter Gasmenge den durchschnittlichen Umweltkosten je Energieeinheit. Bei der Vorwärmung im Gastransport wurde als Bezugsgröße nur der Mengenstrom betrachtet, der auch in die unteren Netzebenen entspannt wurde (abhängig vom deutschen Gasverbrauch). Die Vorwärmung für die Speicherung stellt sich in allen Szenarien als sehr gering im Vergleich zu den übrigen Prozessschritten dar.

Abbildung 26: Änderung der Umweltkosten je Produktionsmenge im Gasnetz (eingesparte Umweltkosten +, zusätzliche Umweltkosten -)



Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI und DVGW-EBI

5 Transformationspfade

5.1 Einleitung

In diesem Kapitel wird dargestellt, welche Transformationsprozesse für die Umsetzung der Sektorkopplungsoption „Elektrifizierung der Betriebsmittel im Gasnetz“ nötig sind. Dabei wird eine maximale Transformation betrachtet, d.h. man geht von einer kompletten Transformation in strombasierte bzw. bivalente Systeme bis 2050 aus. Es entfällt die Abwägung, ob eine andere Sektorkopplungsoption mit weniger (monetären, regulatorischen etc.) Einsatz eine ähnliche Wirkung in Bezug auf THG-Emission und eingesetzter Primärenergie hätte.

5.2 Energie- und Klimaschutzziele in Deutschland

Um den Beitrag der Sektorkopplungsoptionen zur Erreichung der aktuellen energie- und klimapolitischen Ziele darstellen zu können, werden die Ziele hier zusammenfassend dargestellt. In Tabelle 13 sind die Ziele der Energiewende in Deutschland aufgeführt und in Tabelle 14 die sektoralen Treibhausgasziele aus dem Klimaschutzplan 2016.

Tabelle 13: Ziele der Energiewende und Indikatoren (Quelle BMWi (2016))

	2015	2020	2030	2050
Treibhausgasemissionen				
Treibhausgasemissionen ggü. 1990 (1990: 1251 Mio. t CO ₂ eq))	-27,2% (911 Mio. CO ₂ eq)	mind. - 40%	mind. -55%	-80 bis-95%
Erneuerbare Energien				
Anteil am Bruttoendenergiever- brauch	14,9%	18%	30%	60%
Anteil am Bruttostromverbrauch	31,6%	mind. 35%	mind. 50%	mind. 80%
Effizienz und Verbrauch				
Primärenergieverbrauch (ggü. 2008)	-7,6%	-20%		-50%
Endenergieproduktivität (2008-2050)	1,3% pro Jahr (2008-2015)	2,1% pro Jahr (2008-2050)		
Bruttostromverbrauch (ggü. 2008)	-4,0%	-10%		-25%
Primärenergiebedarf Gebäude (ggü. 2008)	-15,9%			-80%
Wärmebedarf Gebäude (ggü. 2008)	-11,1%	-20%		
Endenergiebedarf Verkehr (ggü. 2005)	1,3%	-10%		-40%

Tabelle 14: Sektorale THG-Minderungsziele in Deutschland nach dem Klimaschutzplan (Quelle:
BMUB (2016))

	Energiewirtschaft	Gebäude	Verkehr	Industrie	Landwirtschaft

1990 (in Mio. t CO2-Äq.)	466	209	163	283	88
2014 (in Mio. t CO2-Äq.)	358	119	160	181	72
2030 (in Mio. t CO2-Äq.)	175 – 183	70 – 72	95 – 98	143	140 – 58 – 61
2030 (Minderung in % ggü. 1990)	62 – 61 %	67 – 66 %	42 – 40 %	51 – 49 %	34 – 31 %

5.3 Transformationspfad Gasnetz

5.3.1 Entwicklung in den letzten Jahren und aktueller Stand der Marktdiffusion

5.3.1.1 Verdichtung im Speicher- und Transportbetrieb

Bisher ist wenig Literatur darüber zu finden, durch welche Technologie Verdichter im Speicher- und Transportbetrieb angetrieben werden. Durch die Auslegungsbedingungen der Verdichter ergibt sich jedoch eine generelle Tendenz, Elektromotoren im Speicherbetrieb und Gasturbinen im Transportbetrieb einzusetzen. Der hohe Gasvolumenstrom beim Gastransport und die relativ geringen Druckdifferenzen, die zur Überwindung der Reibung realisiert werden, legen die Nutzung einer Strömungsmaschine wie z.B. ein Turboverdichter nahe. Die Drehzahlen dieses Verdichters passen meist ohne ein zusätzliches Getriebe zu den Drehzahlen einer Gasturbine, weshalb diese Anlagenkombination bevorzugt gewählt wird. Im Speicherbetrieb hingegen werden eher Kolbenverdichter zum Realisieren größerer Druckverhältnisse gewählt, die wiederum mit einem Elektromotor am besten korrespondieren. Dennoch ist unter Nutzung eines Zwischengetriebes der Turboverdichter mit einem Elektromotor koppelbar.

Die Umfrage bei 9 Speicherbetreibern ergab, dass in diesen Unternehmen bereits 77 % der Antriebsmaschinen elektrisch betrieben werden. Im Transportbetrieb waren von den 125 Verdichterantrieben lediglich 10 % elektrisch ausgelegt. Deshalb wird im Folgenden der Transformationspfad mit Hauptaugenmerk auf dem Transportbetrieb entworfen. Anzumerken ist, dass die Elektrifizierung der Betriebsmittel nur dann ökologisch sinnvoll ist, wenn der Anteil an EE-Strom ausreichend hoch ist. Geraade jedoch ein hoher EE-Stromanteil bedingt einen höheren Bedarf an Flexibilitäten im Stromnetz, die durch bivalente Betriebsmittel erreicht werden könnten. Ferner ist anzumerken, dass bei einer volkswirtschaftlichen Betrachtung die bei bivalenten anfallenden höheren Investitionen und Betriebskosten durch Minderkosten im z.B. Netzausbau oder durch Vermeidung von Ausgleichsmaßnahmen kompensiert werden könnten. Eine Umrüstung bei Bedarf auf bivalente Betriebsmittel ist jederzeit möglich.

5.3.1.2 Vorwärmung im Speicher- und Transportbetrieb

Traditionell werden Vorwärmungen im Speicherbetrieb und im Gastransport über Gasheizkessel realisiert, die Warmwasser bereitstellen. Die elektrische Vorwärmung ist bisher nur in Einzelfällen realisiert (von 393 angegebenen Gasvorwärmelanlagen in der Umfrage werden nur 26 mit Strom betrieben). Dies hat vornehmlich drei Gründe:

- Gas ist immer verfügbar, wenn die Vorwärmung im Einsatz ist, da ein Teil der transportierten Gasmenge abgezweigt wird. Ein ausreichender Stromanschluss für die Vorwärmung muss hingegen beim Bau der Anlage berücksichtigt werden und verursacht zusätzliche Kosten.

- Die thermischen Wirkungsgrade beider Technologien sind miteinander vergleichbar (ca. 90%), sodass der Primärenergieeinsatz in etwa gleich ist.
- Bislang war das Gas häufig günstiger als Strom.

Im Gasnetz befinden sich ca. 5122 Gasdruckregelanlagen und Gasdruckregel- und Messanlagen, die einen maximalen Betriebsdruck größer 16 bar haben (DVGW e.V. und Referat Infrastruktur 21.08.2017) und somit potenziell über eine Gasvorwärmung verfügen.

5.3.2 Entwicklung von Marktpenetrationsszenarien zur Erreichung von Klimaschutzz Zielen

5.3.2.1 Verdichtung im Speicher- und Transportbetrieb

Es wird eine vollständige Ersetzung von Gasturbinen durch Elektromotoren betrachtet, während der Fall des bivalent angetriebenen Verdichters nicht Element der Transformation ist. Hauptgrund hierfür sind die zu erwartenden hohen Faktorkosten durch Investitionen von doppelter Infrastruktur bei einem relativ kleinen schöpfbaren Potential (siehe Kapitel 3.6).

Bei der zukünftigen Marktdurchdringung kann ein ambitioniertes Austauschprogramm angesetzt werden. Die Technologie des Elektromotors ist nahezu ausgereift, sodass bei entsprechenden Marktanreizen der Einsatz (evtl. auch unter Verwendung eines Zwischengetriebes) sofort möglich ist. Ein ambitioniertes Vorgehen ist vor allem deshalb wünschenswert, weil die Anlagen in der Regel Abschreibezeiten von mindestens 25 Jahren haben und somit eine zögerliche Marktpenetration zu sehr langen Verbleiben von Gasturbinen im gesamtdeutschen Antriebspark führen würde. Ein vorzeitiger Tausch der Technologie wäre unter Berücksichtigung wirtschaftlicher Gesichtspunkte wenig sinnvoll.

Für den Markthochlauf wurde angesetzt, dass 2030 bereits 80% der transportierten Gasmenge in Deutschland elektrisch verdichtet werden. Bis zum Jahre 2050 ist dann der komplette Umstieg auf elektrische Antriebe vollzogen. Dieses Szenario ist kompatibel mit den altersbedingten Austauschräten der Verdichter, wie sie in Kapitel 5.2 untersucht wurden.

Tabelle 15: Realisierbares Marktpenetrationsszenario für die Verdichtung im Gasnetz

	Anteil transpor-tierte Gasmenge 2015	Anteil transpor-tierte Gasmenge 2030	Anteil transpor-tierte Gasmenge 2050
Verdichtung Ferntrans-port Gasturbine	1,0	0,2	0,0
Verdichtung Ferntrans-port Elektromotor	0,0	0,8	1,0
Verdichtung Speicher Gasturbine	0,75	0,2	0,0
Verdichtung Speicher Elektromotor	0,25	0,8	1,0

5.3.2.2 Vorwärmung im Speicher- und Transportbetrieb

Auch für die elektrische Vorwärmung ist die Technologie in ausreichender Qualität bereits heute vorhanden. Die maximale Austauschrate wird auch hier über die Altersstruktur bisheriger Anlagen ge-

stellt. Im gewählten Marktpenetrationsszenario (siehe Tabelle 16) wird ein etwas langsamerer Marktlauf postuliert als bei der Verdichtung, da die Vorteile der neuen Technologie für die Energieunternehmen nicht so klar erkennbar sind und allgemein erst spät im Transformationspfad hin zu einer vollständigen erneuerbaren Energieversorgung wirken.

Die Ersetzung von Gasvorwärmungen macht Sinn, wenn es um den netzdienlichen Einsatz von EE-Strom geht, was geringere Energiekosten und eine verbesserte CO₂-Bilanz für die Unternehmen zur Folge hätte. Dafür wäre jedoch eine bivalente Ausführung der Vorwärmung nötig. Diese ist aufgrund des häufig mehrschienigen Aufbaus der Gasdruckregelanlagen grundsätzlich möglich, allerdings zu einer höheren Investition.

Tabelle 16: realisierbares Marktpenetrationsszenario für Vorwärmung im Gasnetz

	Anteil transpor-tierte Gasmenge 2015	Anteil transpor-tierte Gasmenge 2030	Anteil transpor-tierte Gasmenge 2050
Vorwärmung Gastransport Gasheizkessel	1,0	0,4	0,0
Vorwärmung Gastransport E-Heizung	0,0	0,6	1,0
Vorwärmung Speicher Gasheizkessel	1,0	0,4	0,0
Vorwärmung Speicher E-Heizung	0,0	0,6	1,0

5.3.3 Beitrag zu energie- und klimapolitischen Zielen

Durch Einsatz der elektrischen Betriebsmittel im Gasnetz lassen sich Treibhausgasemissionen reduzieren. Bei Betrachtung der THG-Minderungen mit Vorkette in der Stromerzeugung ist lediglich im Jahr 2030 im AMS Szenario eine negative Wirkung festzustellen, d.h. hier werden 0,75 Mio. t CO_{2,eq} durch Einsatz der SKO zusätzlich emittiert. Es muss jedoch berücksichtigt werden, dass die positive Bilanz durch den Einsatz der elektrischen Betriebsmittel im Bereich der Verdichtung bei Transport und Speicherung erzielt wird, während die Vorwärmung leichte zusätzliche Emissionen bei Einsatz der SKO mit sich bringt. Rechnet man die THG-Emissionen der Stromerzeugung aus der Bilanz so ist

die Einsparung an Treibhausgasen noch größer. Im KS95-Szenario 2030 vergrößert sich die THG-Minderung um ca. 30% zu 0,73 Mio. t CO_{2,eq}. Im besten Fall (KS95-Szenario, 2050, 100% SKO) beträgt die THG-Minderung durch Einsatz der SKO 1,03 Mio. t CO_{2,eq}. Die hier erfolgten Berechnungen gehen von einem weiterhin fossilen Gas bis ins Jahr 2050 aus. Wird eine zunehmende Dekarbonisierung des Gases, z.B. durch Einspeisung von Gas aus PtG-Anlagen oder Biogas-Anlagen berücksichtigt, so wären die hier errechneten THG-Minderungen als Maximalwerte zu verstehen.

Neben der positiven THG-Minderung können durch Einsatz der SKO auch Energieeinsparungen im Gasnetz erzielt werden. Doch auch hier lohnt sich ein differenzierter Blick: Während bei der Verdichtung im Gastransport und bei der Speicherung Energieeinsparungen um die 3,5 TWh erzielt werden, benötigt die Vorwärmung leichte Mehreinsätze von Endenergie und Primärenergie. Dies liegt hauptsächlich an den angenommenen Wirkungsgraden, die für die Gasanwendung (Gaskessel) leicht über der elektrischen SKO (E-Heizung) liegen.

Tabelle 17: Änderungen beim Energieeinsatz und den Treibhausgasemissionen im Gasnetz (optimistisch realisierbares Szenario)

	THG-Minderung AMS (KS95) in Mio. t CO_{2,eq}	THG-Minderung minus THG-Stromerzeugung AMS (KS95) in Mio. t CO_{2,eq}	Endenergie- einsparung AMS (KS95) in TWh	Primärenergie- einsparung AMS (KS95) in TWh
Verdichtung				
2030	+0,11 (-0,60)	-0,36 (-0,73)	-3,69 (-3,31)	-3,23 (-3,24)
2050	-0,54 (-0,89)	-0,69 (-0,89)	-3,65 (-2,69)	-3,68 (-3,09)
Vorwärmung				
2030	+0,64 (+0,09)	+0,32 (0,00)	+0,01 (+0,1)	+0,59 (+0,27)
2050	+0,21 (-0,14)	+0,10 (-0,14)	+0,02 (+0,1)	+0,28 (-0,06)
Gasnetz gesamt				
2030	+0,75 (-0,52)	-0,04 (-0,73)	-3,68 (-3,29)	-2,64 (-2,97)
2050	-0,33 (-1,03)	-0,59 (-1,03)	-3,64 (-2,68)	-3,40 (-3,15)

Anmerkung: Negative Werte stehen für einen Minderverbrauch

Der Beitrag des Gasnetzes zu den absoluten THG-Zielen in Deutschland (siehe Tabelle 13 und Tabelle 14) ist als sehr gering einzuschätzen. Selbst zu den gesetzten Klimazielen der Energiewirtschaft kann das Gasnetz weit weniger als 1 % beitragen (siehe Tabelle 18). Tatsächlich wird ein positiver Beitrag zu den THG-Minderungen im Sektor Energiewirtschaft nur für das KS95-Szenario erreicht. Für das AMS-Szenario kommt es sogar zu einem negativen Beitrag, also einer Mehremission an Treibhausgasen bis 2030.

Tabelle 18: Beitrag des Gasnetzes zu den Klimazielen (THG-Minderung)

	Beitrag zur absoluten THG-Minderung ggü. 1990 anteilig, ohne Abzug THG-Emissionen Stromerzeugung AMS (KS95)	Beitrag zur absoluten THG-Minderung ggü. 1990 anteilig, abzüglich THG-Stromerzeugung AMS (KS95)	Beitrag zur sektoralen THG-Minderung ggü. 2014 anteilig, ohne Abzug THG-Emissionen Stromerzeugung AMS (KS95)
Verdichtung			
2030	-0,1% (0,1%)	0,0% (0,1%)	-0,1% (0,3%)
2050	0,0% (0,1%)	0,1% (0,1%)	- 1)
Vorwärmung			
2030	-0,1% (0, %)	0,0% (0,0%)	-0,4% (0,0%)
2050	0,0% (0, %)	0,0% (0,0%)	- 1)
Gasnetz gesamt			
2030	-0,1% (0,1%)	0,0% (0,1%)	-0,4% (0,3%)
2050	0,0% (0,1%)	0,1% (0,1%)	- 1)

1) keine sektoralen Ziele für 2050

2) Anmerkung: Negative Werte stehen für einen Minderverbrauch

Auch bei der Einsparung von Primärenergie (abzüglich Stromerzeugung) gegenüber dem Absolutwert von 2008 leistet das Gasnetz nur einen geringen Beitrag um die 0,1 %. Der Bruttostromverbrauch hingegen steigt bei Einsatz der SKO und trägt zur Erhöhung des Bruttostromverbrauchs gegenüber 2014 bei. Im AMS-Szenario liegt der Beitrag sowohl für 2030 als auch für 2050 bei 0,6%, wobei Verdichtung und Vorwärmung jeweils etwa zur Hälfte beitragen. Im KS95-Szenario sind die Beiträge etwas niedriger mit 0,5 % (2030) und 0,4 % (2050).

Eine Lastverlagerung ist bei der Gasverdichtung im Transport kaum möglich, da vertraglich zugesagte Kapazitäten bedient werden müssen. Auch beim Vorwärmen des Gases gibt es kaum Flexibilitäten.

Tabelle 19: Beitrag des Gasnetzes zur Einsparung von Energie und zur Lastverlagerung

	Einsparung an Primärenergieverbrauch ggü. 2008 anteilig, abzüglich Stromerzeugung AMS (KS95)	Beitrag zur Erhöhung des Bruttostromverbrauchs ggü. 2014 AMS (KS95)	Beitrag zur Lastverlagerung (qualitativ, --;-;0;+;++)
Verdichtung			-
2030	0,1% (0,1%)	0,3% (0,3%)	
2050	0,1% (0,1%)	0,3% (0,2%)	
Vorwärmung			-
2030	0,0% (0,0%)	0,2% (0,2%)	
2050	0,0% (0,0%)	0,3% (0,1%)	
Gasnetz gesamt			-
2030	0,1% (0,1%)	0,6% (0,5%)	
2050	0,1% (0,1%)	0,6% (0,4%)	

THG-Einsparung 2030 gegenüber 1990: 688 Mio. t CO2 (AMS und KS95)

THG-Einsparung 2030 gegenüber 1990: 1001 Mio. t CO2 (AMS), 1188 Mio. t CO2 (KS95)

Die Einführung von Elektromotoren bei der Verdichtung im Gastransport führt im KS95-Szenario zu leichten Mehrkosten, da der Strompreis dann deutlich über dem Gaspreis liegt. Im AMS-Szenario hingegen ergeben sich sogar volkswirtschaftlich Einsparungen von ca. 47 Mio. €/a.

Die absoluten Umweltkosteneinsparungen steigen für das Gesamtnetz von 16 Mio. € im Jahr 2030 auf 126 Mio. € im Jahr 2050 (AMS-Szenario). Die Einsparung an Methan kompensiert also die Kosten für den Mehreinsatz an elektrischer Energie. Lediglich im Bereich der Vorwärmung können im AMS-Szenario durch Einsatz der SKO Umweltmehrkosten im relativ geringen Maße auftreten.

Tabelle 20: Änderung der System- und Umweltkosten im Gasnetz bei Einsatz der SKO (optimistisch realisierbares Szenario)

	absolute volkswirtschaftliche Mehrkosten in Mio. €/a AMS (KS95)	absolute Umweltmehrkos-ten in Mio. €/a AMS (KS95)
Verdichtung1)		
2030	+31 (-2)	+38 (+122)
2050	+47 (-79)	+143 (+214)
Vorwärmung		
2030		-22 (+5)
2050		-16 (+8)
Gasnetz gesamt		
2030		+16 (+127)
2050		+126 (+222)

1) absolute volkswirtschaftliche Mehrkosten nur für den Gastransport; 2) Mehrkosten sind positiv, Einsparungen/ vermiedene Kosten sind negativ.

5.3.4 Entwicklung Transformationspfad und Roadmap

Die Transformation des Gasnetzes findet unter den Vorzeichen einer relativ ausgereiften Technologie und einem relativ schnell wachsenden Marktanteil an elektrischen Betriebsmitteln statt.

Elektromotoren als Verdichterantrieb stehen bereits heute zur Verfügung. Ihr Vorteil sind die etwas günstigeren Investitions- und Wartungskosten, vor allem aber der saubere Betrieb ohne lokale Abgasemissionen und die schnellen An- und Abfahrzeiten mit geringem Verschleiß. Lediglich die Anbindung an die Stromversorgung steigert die Investitionskosten stark.

Die Kopplung der Motoren mit Kolbenverdichtern ist aufgrund der ähnlichen Drehzahlen leichter, die Kopplung mit Strömungsverdichtern kann aber über ein Zwischengetriebe realisiert werden. Eventuell ergibt sich hier noch Entwicklungspotential.

Darauf aufbauend könnten die Fahrweisen von bivalenten Antriebssystemen verbessert werden, z.B. die Möglichkeit im Teillastbetrieb beider Systeme den Antrieb zu wechseln, sodass der Verdichter nicht zum Stehen kommt („on-fly“) (siehe Kapitel 3.5.2). Auch wenn im vorliegenden Bericht der komplette Umstieg auf strombasierte Betriebsmittel forciert wird, kann an einzelnen Standorten der Betrieb eines bivalenten Verdichters (übergangsweise) sinnvoll sein.

Die elektrische Vorwärmung befindet sich momentan noch in der Markt vorbereitungsphase. Da bisher nur in Einzelfällen elektrisch vorgewärmt wird, müssten zunächst in Feldversuchen Fahrweise und Wartungszyklen erprobt werden. Dabei wird sich auch zeigen, welche Technologie wie weit skaliertbar ist. Die Strömungserhitzer haben hier evtl. Vorteile vor den Vorwärmern in Blockbauweise.

Momentan gibt es ca. 230 Verdichter im Transportnetz, die sich auf ca. 70 Stationen verteilen und 50 Untertageerdgasspeicher, die durch einen oder mehrere Verdichter gefüllt werden. In den nächsten Jahrzehnten ist mit einem Rückgang des Gasabsatzes in Deutschland zu rechnen, trotzdem werden die meisten Anlagen noch über längere Zeit fortbestehen. Auch für eine geringere Gasmenge muss eine ausreichende Infrastruktur vorhanden sein und die Transportleitungen sind essenziell nicht nur für die nachgelagerten regionalen Verteilnetze und Großkunden in Deutschland, sondern auch für die Nachbarländer, die ihr Gas über die deutschen Ferngasleistungen beziehen.

Da der Elektromotor als Technologie bereits heute zur Verfügung steht, ist bei entsprechender Anreizsetzung ein rascher Markthochlauf möglich. Ebenso verhält es sich mit den elektrischen Vorwärmern. Da der Vorteil der elektrischen Vorwärmung vornehmlich die THG-Minderung ist, ist ein etwas langsamerer Markthochlauf sinnvoll, da zu späteren Zeitpunkten die THG-Emissionen des Stromes im Mittel niedriger sind.

Den Übergang von gasbasierten zu strombasierten Betriebsmitteln im Gasnetz kann die Politik durch Förderung kombiniert mit Restriktionen in verschiedenen Bereichen vorantreiben.

Gasturbinen werden weniger lukrativ, wenn die Emissionswerte für CO₂ und Luftschaadstoffe (Feinstaub und NO_x) weiter verschärft werden. Reinigungsanlagen müssten dann zusätzlich angeschafft werden oder der Umstieg auf den emissionsarmen Elektromotor beim nächsten Erneuerungszyklus vorgenommen werden. Die CO₂-Emissionen fallen stärker ins Gewicht, wenn sie angemessen besteuert werden. Die European Union Emission Trading System (EU ETS) ist ein Weg dorthin; allerdings müssten die CO₂-Zertifikatspreise signifikant steigen, um wirklich einen Anreiz zum Technologiewechsel zu geben.

Neben diesen Instrumenten könnten Elektromotoren und Heizungen direkt oder indirekt fördern, z.B. durch Beteiligung an den meist sehr hohen Kosten zur Stromanbindung. Durch die Netzentgelte haben Energieunternehmen heute schon die Möglichkeit, ihre Infrastrukturkosten auf den Verbraucher umzulegen. Aufwendigere und kostenintensivere Lösungen, wie beispielsweise eine bivalente Auslelung eines Verdichters dürfen momentan aber nicht gewählt werden.

In der volkswirtschaftlichen Kostenanalyse (Kapitel 5.2) wurde deutlich, dass die Energiekosten der wesentliche Gesichtspunkt bei der Auswahl der Technologie sind. Die Betriebsmittel im Gasnetz sind oft 20 Jahre und mehr im Einsatz, sodass eine möglichst kostengünstige Energieform verlässlich und über lange Zeit zur Verfügung stehen muss. Nichts hindert die Investition in neue strombasierte Technologien so, wie die ungewisse Aussicht bezüglich der zukünftig genutzten Energiequellen und der daraus resultierenden Bepreisung. Hier kann der Gesetzgeber durch verlässliche Politik auch über Legislaturperioden hinaus Vertrauen schaffen. Zudem könnten Maßnahmen erdacht werden, um den Brutto-Strompreis für Energieunternehmen zu senken, z. B. durch Befreiung der Unternehmen von der EEG-Umlage.

Abbildung 27: Roadmap Gasnetz für die Elektrifizierung von Betriebsmitteln

Gasnetz	2017	2020	2030	2050
	Markthochlauf	Massenmarkt		Ausbau Massenmarkt
F&E Verdichtung Vorwärmung	Verbesserung der Zwischengetriebe zwischen Elektromotor und Transportverdichter			
	Erprobung und technische Verfeinerung der Fahrweise von bivalenten Verdichtern mit GT und EM auf einer Welle			
Markt Verdichtung Vorwärmung	Feldversuche und Demoanlagen von elektrischen Vorwärmern (Strömungserhitzer oder Blockbauweise) in GDRA			
	ca. 70 Transportnetz-Stationen mit ca. 230 Verdichtern + ca. 50 Speicher mit ein bis mehreren Verdichtern	80 % transportiertes Gas mit E-Motor		100 % transportiertes Gas mit E-Motor
Technologie Antriebstechnologie Verdichter Heizsystem Vorwärmer	5120 GDR/GDRA mit Drücken über 16 bar + ca. 50 Speicher (meist mit Vorwärmung)	60 % transportiertes Gas mit E-Heizung		100 % transportiertes Gas mit E-Heizung
	Elektromotor gekoppelt mit Kolbenverdichter	Elektromotor gekoppelt mit Strömungsverdichtern		
Politik Marktanreize Infrastruktur Strom	Strömungserhitzer und Vorwärmer in Blockbauweise	evtl. größere Anlagen		
	Ambitionierte Grenzwerte für CO ₂ und Feinstaub/NO _x Bepreisung CO ₂ entsprechend Klima- und Umweltwirkung	Grenzwertverschärfung <i>Alternativ: Verbot/Einschränkungen von gasbasierten Systemen</i>		
	Direkte oder Indirekte Förderung von E-Motoren bzw. deren Infrastruktur (Trafo, Schaltfeld, Leitungen) Umlegung der Investitionen (bivalenter) Strukturen auf das Netzentgeld erlauben			
	vergünstigter Strom z.B. Befreiung der Netzbetreiber von der EEG-Umlage oder Anreize zum Umrüsten			

Quelle: Eigene Darstellung, DVGW-EBI

5.4 Zusammenfassende Bewertung der Sektorkopplungsoption

Im vorliegenden Bericht wurden das technische Potenzial und die Auswirkungen der Integration erneuerbarer Energien im Gasnetz durch die Elektrifizierung von Betriebsmitteln untersucht. Der Beitrag dieser Sektorkopplungsoption zu energie- und klimapolitischen Zielen der Bundesregierung wurde durch das Bestimmen von THG-Emissionen, der Umweltkosten und volkswirtschaftlichen Kosten ermittelt und bewertet.

Als Sektorkopplungsoptionen werden die strombasierte Gasverdichtung und die strombasierte Gasvorwärmung der jeweiligen gasbasierten Technologie gegenübergestellt. Die Entwicklung der energie- und klimapolitischen Rahmenbedingungen wird gemäß dem „Aktuelle-Maßnahmen-Szenario“ (AMS) und des ambitionierten „Klimaschutzszenario 95“ (KS95) entwickelt (siehe Kapitel 2).

Die Elektrifizierung von Betriebsmitteln im Gasnetz weist ein **technisches Potential** von ca. 1,6 TWh (KS95) bis ca. 2,5 TWh (AMS) in 2050 auf. Dieser zusätzliche Strombedarf ist relativ gering im Vergleich zu anderen Sektorkopplungsoptionen (SKO) wie z.B. dem Mobilitäts- oder Wärmesektor mit über 200 TWh (Wietschel 2017).

Die **THG-Emissionen** des zur Substitution genutzten Stroms wurden hier gemäß den Szenarien AMS und KS95 bestimmt. Im AMS wird in 2050 bei der Nutzung von einer GWh Strom Emissionen von ca. 283,4 t CO₂-Äquivalent freigesetzt. Im KS95 sind es zur gleichen Zeit nur 16,6 t CO₂-Äquivalent. Die THG-Emissionen des Gases orientieren sich an denen von fossilem Erdgas. Tatsächlich könnte

hier eine Dekarbonisierung des Gases (durch PtG-Gase und Biogas) eine ähnliche CO₂-Bilanz entsprechend regenerativen Stroms bewirken (siehe unten). Im AMS als auch im KS95 **kommt es bis 2050 zu einer Minderung der THG-Emissionen beim Einsatz strombasierter Betriebsmittel**, auch wenn die THG-Emissionen der Stromerzeugung (mit Anteilen an fossilen Energieträgern) mit berücksichtigt werden. Maximal ist hier eine THG-Minderung von 1,03 Mio. t CO_{2,eq} in 2050 möglich (KS95). **Die Elektrifizierung der Betriebsmittel trägt wenig zu den absoluten sektoralen und globalen THG-Minderungszielen bei.**

Der Primär- und Endenergiebedarf sinkt beim Einsatz von Elektromotoren zur Gasverdichtung (Einsparungen um die 3,5 TWh in beiden Szenarien) und ist systemisch vorteilhaft. Bei der Vorwärmung hingegen ist der Primär- und Endenergieeinsatz der gasbasierten Referenztechnik (Gasheizkesel) minimal geringer als bei der SKO.

Aus volkswirtschaftlicher Sicht ist im Jahr 2050 die strombasierte Verdichtung der gasbasierten vorzuziehen. Die Energiepreise für Strom und Gas sind bei der Kostenanalyse der hauptsächliche Treiber. Die spezifischen Kosten für den Gastransport liegen in der Sektorkopplungsoption bei ca. 20 Ct/MWh transportiertem Gas. Die Betrachtung berücksichtigt keine eventuell zusätzlich notwendigen Infrastrukturaneignungen im Stromnetz (siehe unten). Die Vorteile bzgl. der Versorgungssicherheit beim Gasbetrieb aufgrund des in den Transportleitungen vorliegenden Brennstoffes wurden ebenfalls nicht eingepreist.

Bei der strombasierten Verdichtung von Gas können Umweltkosten bis zu 214 Mio. € in 2050 (KS95-Szenario) **eingespart werden**. Die strombasierte Vorwärmung hingegen weist zumindest im AMS-Szenario geringe Mehrkosten (maximal 22 Mio. €) auf.

Die Technologien der strombasierten Verdichtung und Vorwärmung sind größtenteils ausgereift, so dass bei entsprechenden politischen Anreizen ein rascher Markthochlauf möglich ist. Vorausgesetzt wird dabei, dass die strombasierten Anlagen zu den gewünschten Zeitpunkten produzier- und lieferbar sind.

Die Elektrifizierung der Betriebsmittel im Gasnetz funktioniert nur unter der Bedingung einer ständigen Verfügbarkeit von Strom. Die Infrastruktur des Stromnetzes müsste europaweit kritisch überprüft werden, ob sie die Versorgungssicherheit für die Betriebsmittel im Gasnetz garantieren kann. Es könnten Infrastrukturkosten auf Seiten des Stromnetzes entstehen, die bei volkswirtschaftlicher Betrachtung die Elektrifizierung der Betriebsmittel im Gasnetz in Frage stellen könnten. Dieser Aspekt fand in dem Bilanzraum dieser Studie jedoch keine Berücksichtigung.

Die Minderung von THG-Emissionen ist ein zentraler Punkt der Klimaschutzziele der Bundesregierung. In der vorliegenden Studie wurden die THG-Emissionen des eingesetzten Stromes den THG-Emissionen von Gas gegenübergestellt, das hauptsächlich aus Erdgas besteht. Für das Erreichen der Klimaschutzziele wäre es vorteilhaft, wenn auch Gas aus erneuerbarem Strom fossile Gasmengen ersetzen würde.

Literaturverzeichnis

Alfons Sillaber (2016): Leitfaden zur Verteilnetzplanung und Systemgestaltung. Entwicklung dezentraler Elektrizitätssysteme: Springer Vieweg.

BDEW (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft) (Hg.) (2013): Das europäische Gasnetz 2013. Online verfügbar unter [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/das-europaeische-erdgasnetz-de/\\$file/Europ%C3%A4isches%20Erdgasnetz%202013%2017Jul2014_o_jaehrlich_Ki.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/das-europaeische-erdgasnetz-de/$file/Europ%C3%A4isches%20Erdgasnetz%202013%2017Jul2014_o_jaehrlich_Ki.pdf), zuletzt geprüft am 25.04.2015.

BDEW (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft) (Hg.) (2014a): Erdgasverbrauch in Deutschland 2000 bis 2014. Online verfügbar unter [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/9F0B3AEB36061207C1257AFA0051FB27/\\$file/Erdgasverbrauch%20Entwicklung%202000_2014_online_o_jaehrlich_Ki_20012015.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/9F0B3AEB36061207C1257AFA0051FB27/$file/Erdgasverbrauch%20Entwicklung%202000_2014_online_o_jaehrlich_Ki_20012015.pdf), zuletzt geprüft am 25.04.2015.

BDEW (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft) (Hg.) (2014b): Gasspeicher in Deutschland. Standorte der deutschen Untertage-Erdgasspeicher. Online verfügbar unter [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/E6A1F26A9C05E6CFC125796B0047B9BC/\\$file/Erdgasspeicherkarte%20D%202014%2029Apr2014_o_jaehrlich_Ki.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/E6A1F26A9C05E6CFC125796B0047B9BC/$file/Erdgasspeicherkarte%20D%202014%2029Apr2014_o_jaehrlich_Ki.pdf), zuletzt geprüft am 25.04.2015.

BDEW (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft) (Hg.) (2015a): Gasnetzentwicklung in Deutschland seit 1996. Online verfügbar unter [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/20B74458D73839D1C12579C9004D61C0/\\$file/Gasnetzentwicklung%20in%20Deutschland%201996_2014_o_jaehrlich_Ki_13042015.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/20B74458D73839D1C12579C9004D61C0/$file/Gasnetzentwicklung%20in%20Deutschland%201996_2014_o_jaehrlich_Ki_13042015.pdf), zuletzt geprüft am 25.04.2015.

BDEW (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft) (Hg.) (2015b): Industrie größter Erdgasabnehmer. Erdgasabsatz in Deutschland nach Verbrauchergruppen- Zehnjahresvergleich. Online verfügbar unter [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/2A5CE8EFE21EFB3AC12579C9004896C6/\\$file/Erdgasabsatz%20nach%20Verbrauchergruppen%20Vergleich%202004_2014_o_jaehrlich_Ki_10042015.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/2A5CE8EFE21EFB3AC12579C9004896C6/$file/Erdgasabsatz%20nach%20Verbrauchergruppen%20Vergleich%202004_2014_o_jaehrlich_Ki_10042015.pdf), zuletzt geprüft am 07.09.15.

Biogaspartner (Hg.): Einspeiseatlas. eingespeiste Biogasmenge 2014. Online verfügbar unter <http://www.biogaspartner.de/einspeiseatlas.html>, zuletzt geprüft am 25.04.2015.

Bundesnetzagentur; Bundeskartellamt (2016): Monitoringbericht 2016. Bundesnetzagentur. Bonn.

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) (Hg.) (2014): Erdgasbezugsquellen. Deutschlands Erdgas-aufkommen nach Herkunfts ländern 2000 bis 2013*. Online verfügbar unter [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/4DCFB9FB04769A8C1257CB40035C42F/\\$file/Erdgasbezugsquellen%202000%20bis%202013%2006Feb2014_o_jaehrlich_Ki.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/4DCFB9FB04769A8C1257CB40035C42F/$file/Erdgasbezugsquellen%202000%20bis%202013%2006Feb2014_o_jaehrlich_Ki.pdf), zuletzt geprüft am 07.09.15.

Cerce, Günter (Hg.) (2008): Grundlagen der Gastechnik. Gasbeschaffung - Gasverteilung - Gasverwendung; mit 102 Beispielen, 66 Aufgaben. 7. Aufl. München, Wien: Hanser.

DENA (Deutsche Energie-Agentur GmbH): Multi-Use von Flexibilitäten senkt die Kosten der Energiewende. dena-NETZ-FLEXSTUDIE. Online verfügbar unter https://shop.dena.de/fileadmin/denashop/media/Downloads_Daten/esd/9192_dena-Factsheet_dena-Netzflexstudie.pdf, zuletzt geprüft am 08.05.2016.

Dorsch, Harmut (2015): Technologie, Betrieb und Instandhaltung von Erdgas- Verdichteranlagen. Gaskurs der DVGW-Forschungsstelle. Karlsruhe, 20.04.2015.

DVGW e.V.; Referat Infrastruktur (21.08.2017): Anzahl an Gasdruckregelanlagen Deutschland.

Arbeitsblatt G 499, 2007: Erdgas-Vorwärmung in Gasanlagen.

Eßer, A.; Haendel, M.; Klobasa, M. (2016): Möglichkeiten für grenzüberschreiten-den Handel mit lastseitigen Flexibilitäten in Deutschland, Frank-reich, Schweiz und Österreich im Rah-men des Pilotprojekts Demand Side Management Baden-Württemberg. Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (ISI). Karlsruhe.

Fasold, H.-G.; Wahle, H.-N.: Der Antriebsgasverbrauch in Turboverdichterstationen für den Erdgastransport. Methoden der planerischen Berechnung und Ergebnisse. In: gwf - Gas, Erdgas, 133 (1992) Nr. 7, S. 303–312.

Fernleitungsnetzbetreiber Gas (2015): Inputliste Modellierung zum Netzentwicklungsplan Gas 2015. Online verfügbar unter <http://www.fnb-gas.de/de/netzentwicklungsplan/nep-2015.html>, zuletzt aktualisiert am 22.10.2015.

Firma ELMESS-Thermosystemtechnik GmbH & Co. KG (Hg.) (2015): Technische Beschreibung elektrischer Vorwärmer.

FNB Gas (Hg.) (2015): Netzentwicklungsplan Gas 2014. Berlin.

ISO 3977-9, 15.12.1999: Gas turbines – Procurement – Part 9: Reliability, availability, maintainability and safety.

GASCADE Gastransport GmbH (Hg.): Netzdaten Gascade. Online verfügbar unter <https://gascade.biz/ivo/>, zuletzt geprüft am 02.09.15.

GASCADE Gastransport GmbH (Hg.): Verdichterstationen der Gascade. Eischleben und Reckrod. Online verfügbar unter <https://www.gascade.de/netzinformationen/verdichterstationen>, zuletzt geprüft am 07.09.15.

GIE - Gas Infrastructure Europe (Hg.): storage data. daily historical data 2010-2013. Online verfügbar unter <http://transparency.gie.eu/index.php/historical>, zuletzt geprüft am 31.08.15.

GIE - Gas Infrastructure Europe: storage data Germany. current. Online verfügbar unter <http://transparency.gie.eu/index.php>, zuletzt geprüft am 06.08.15.

Homann, K.; Hüwener, T. (2017): Handbuch der Gasversorgungstechnik. Logistik - Infrastruktur - Lösungen. Kapitel 10: Verdichterstationen. 1. Auflage: Deutscher Industrieverlag GmbH.

International Energy Agency (Hg.) (2015): World Energy Outlook 2015.

Köppel, W.; Buchholz, D.; Götz, M.; Kussin, P.; Wonneberger, A.-M. (2011): Bewertung der Energieversorgung mit leitungsgebundenen gasförmigen Brennstoffen im Vergleich zu anderen Energieträgern (Teilprojekt I). Abschlussbericht Phase I. Hg. v. DVGW (Deutsche Vereinigung des Gas- und Wasserfaches e.V.). Karlsruhe (G 5/04/09-TP1-A).

Langrock, T.; Achner, S.; Jungbluth, Chr. et al. (2015): Potentiale regelbaren Lasten in einem Energieversorgungssystem mit wachsendem Anteil erneuerbarer Energien. Unter Mitarbeit von K. Purr und T. Klaus. Hg. v. Umweltbundesamt. Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH, Aachen; Trianel GmbH, Aachen (Climate Change 19/2015, Forschungszahl 3711 97 102 UBA-FB 002178).

Lechner, Ch.; Seume, J. (2010): Stationäre Gasturbinen. 2. Aufl.: Springer-Verlag Berlin Heidelberg.

Lechtenböhmer, S.; Dienst, C.; Assonov, S. S.; Brenninkmeijer, C. (2005): Treibhausgasemissionen des russischen Erdgas-Exportpipeline-Systems. Ergebnisse und Hochrechnungen empirischer Untersuchungen in Russland. Hg. v. UmweltEnergie GmbH Wuppertal Institut für Klima und Max-Planck-Inst. für Chemie, Mainz.

LIAG- Leibniz-Institut für Angewandte Geologie: Temperaturfeld im Untergrund Deutschlands. Online verfügbar unter <https://www.liag-hannover.de/s/s4/forschungsfelder/temperaturfeld-im-untergrund-deutschlands.html>, zuletzt geprüft am 07.09.15.

Marcogaz (Hg.) (2012): Gas infrastrukture. Position Paper on BAT. Technical Association Of The European Natural Gas Industry (WG-AE-12-29).

Müller-Syring, Gert; Henel, Marco (2014): Wasserstofftoleranz der Erdgasinfrastruktur inklusive aller assoziierten Anlagen. Hg. v. DVGW-Forschungsprojekt G1 02 12 Abschlussbericht.

Naendorf, Bernhard (2006): Gasdruckregelung und Gasdruckregelanlagen. Essen: Vulkan-Verlag GmbH (Praxiswissen Gasfach).

OPAL Gastransport GmbH & Co. KG (Hg.): Netzdaten OPAL. Online verfügbar unter <https://opal-gastransport.biz/ivo/>, zuletzt geprüft am 02.09.15.

Open Grid Europe GmbH (06.07.14 und 04.08.14): bivalenter Betrieb eines Verdichters, 06.07.14 und 04.08.14. Expertengespräch an DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut.

Open Grid Europe GmbH (Hg.): Netzdaten Dashboard. Online verfügbar unter <http://www.open-grid-europe.com/cps/rde/oge-internet/hs.xsl/Netzdaten-Dashboard-631.htm>, zuletzt geprüft am 02.09.15.

Produkte der Fa. ExHeat. Online verfügbar unter <http://www.exheat.com/products/catalogue/is-es-hazardous-area-process-heaters>, zuletzt geprüft am 25.08.2017.

Repenning, Julia; Emele, Lukas (2015): Klimaschutzszenario 2050. 2.Runde Endbericht. Hg. v. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. Öko-Institut e.V.; Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (ISI). Berlin, zuletzt geprüft am 09.06.2017.

Repenning, Julia; Matthes, Felix Chr.; Blanck, Ruth; Emele, Lukas; Döring, Ulrike; Förster, Hannah et al. (2014): Klimaschutzszenario 2050. Hg. v. Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. Öko-Institut - Institut für angewandte Ökologie e.V.; Fraunhofer ISI. Berlin, zuletzt geprüft am 15.01.2015.

Untertage-Gasspeicherung in Deutschland. In: *Erdöl Erdgas Kohle* 129. 2013 (11), S. 378–388, zuletzt geprüft am 26.02.2014.

Wietschel, M. (2017): Integration erneuerbarer Energien durch Sektorkopplung. Teilvorhaben 2: Analyse zu technischen Sektorkopplungsoptionen. Hg. v. im Auftrag des Umweltbundesamtes. Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (ISI). Karlsruhe (UFOPLAN 2014 – FZK 3714 41 107 2).

6 Anhang

6.1 Auswahl von Energieszenarien

Dieses Kapitel stellt Auszüge aus der Hauptstudie dar, um die Darstellung der Energieszenarien hier im Bericht zu vervollständigen.

Im Rahmen der Energiewende und einer nachhaltigeren Energiepolitik zur Erreichung von Klimaschutzz Zielen haben Szenarien eine große Bedeutung. Energieszenarien versuchen, mögliche alternative Entwicklungen des Energiesektors zu skizzieren und damit eine Handlungsgrundlage für Entscheidungen zu schaffen. Dabei liefern Energieszenarien i. d. R. sowohl eine Prognose für die Entwicklung der Energieerzeugung und -nachfrage als auch eine Abschätzung zur Weiterentwicklung verschiedener Preise und der Treibhausgasemissionen.

Für die durchzuführende Studie zu Sektorkopplungsoptionen sind konsistente Rahmendaten über die Zeit erforderlich, um die Potenzialanalysen durchführen zu können. Die dazu benötigten Rahmendaten müssen u. a. Aussagen zur Entwicklung der Endenergiennachfrage, der Primärenergieträgerpreise und der Endenergieträgerpreise, der Zusammensetzung des Kraftwerksparks mit dem Anteil an erneuerbarer Energie oder der Bevölkerungsentwicklung enthalten. Da es im Projektrahmen zeitlich und budgetmäßig nicht möglich ist, eigene Szenarien zu entwickeln, wird auf bestehende Szenarien zurückgegriffen. Diese werden bei Bedarf um eigene Abschätzungen oder Berechnungen entsprechend ergänzt.

Als wichtige Studien zur Entwicklung des Energiesektors in Deutschland sind die Energierelativprognose (EWI, GWS, Prognos 2014), das Klimaschutzszenario 2050 (Öko-Institut, Fraunhofer ISI 2015) und die BMU-Leitstudie (Nitsch et al. 2012) zu nennen.

Die BMU-Leitstudie stammt aus dem Jahr 2011 und enthält daher bereits teilweise veraltete Daten, sodass sie an dieser Stelle nicht als Grundlage geeignet ist. Eine Neuauflage wird aktuell erarbeitet, Art und Zeitpunkt der Publikation sind jedoch nicht bekannt.

Die Energieeffizienzprognose und das Klimaschutzszenario bieten beide ein Szenario, in dem die aktuelle Entwicklung fortgeschrieben wird, sowie mindestens ein Szenario, in dem die für 2050 gesetzten Klimaziele erreicht werden. Obwohl sich beide Studien in unterschiedlichen Eingangsparametern leicht unterscheiden, ist das grundsätzliche Ergebnis gleich: Bei der derzeitigen Entwicklung werden die energie- und klimaschutzpolitischen Ziele in Deutschland nicht erreicht. Da für die Analyse der Sektorkopplungsoptionen die Verwendung eines möglichst einheitlichen Datensatzes sinnvoll ist und insbesondere Daten des Industriesektors im Klimaschutzszenario detaillierter dargestellt sind, wird das Klimaschutzszenario als Grundlage für die weiterführende Betrachtung gewählt. Ein zusätzlicher Vorteil ist, dass das Klimaschutzszenario unter anderem am Fraunhofer ISI erstellt wurde und daher ein umfangreiches Wissen über die Details der enthaltenen Szenarien zur Verfügung steht.

Im folgenden Abschnitt wird das Klimaschutzszenario kurz vorgestellt, und die wesentlichsten Parameter werden erläutert.

6.1.1 Studie Klimaschutzszenario 2050: wichtige Rahmendaten

Das Klimaschutzszenario 2050 (Öko-Institut, Fraunhofer ISI 2015) wurde 2015 in der zweiten Modellierungs runde mit einem Update im Vergleich zur ersten Modellierungs runde, die ein Jahr vorher publiziert wurde, veröffentlicht. Es wurde in Zusammenarbeit des Öko-Instituts mit dem Fraunhofer ISI entwickelt und vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit in Auf-

trag gegeben. Der betrachtete Zeithorizont der Studie ist 2010 bis 2050. Es ist aufgeteilt in drei Szenarien: Das Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (AMS), das Klimaschutzszenario 80 (KS80) und das Klimaschutzszenario 95 (KS95).

Im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario werden die Maßnahmen berücksichtigt, die bis Ende Oktober des Jahres 2012 ergriffen wurden. Es spiegelt somit den aktuellen Stand der energie- und klimaschutzpolitischen Rahmenbedingungen wider. Auf dieser Basis wird die Entwicklung bis zum Jahre 2050 fortgeschrieben. Die energie- und klimaschutzpolitischen Ziele der Bundesregierung werden in diesem Szenario weitgehend verfehlt.

Das Klimaschutzszenario 80 beschreibt ein Szenario, in welchem die festgelegten energie- und klimaschutzpolitischen Ziele für Treibhausgasemissionen, Energieeffizienz und erneuerbare Energien erreicht werden, wobei für das Treibhausgasziel 80 % Reduzierung gegenüber 1990 im Jahr 2050 angenommen werden. Im Klimaschutzszenario 95 werden die Ziele ebenfalls erreicht, allerdings werden bis zum Jahr 2050 die Treibhausgasemissionen um 95 % gegenüber 1990 gemindert (Öko-Institut, Fraunhofer ISI 2015, S. 33).

Die Szenarien unterscheiden sich vor allem in der Entwicklung der Strompreise sowie in der Entwicklung der CO₂-Zertifikatspreise. Die Rahmendaten Ölpreis, BIP und Bevölkerung sind dabei für alle drei Szenarien identisch (Öko-Institut, Fraunhofer ISI 2015, S. 98, 103, 104, 269, 274, 279). In der zweiten Modellierungsrounde wurden die Grundannahmen bezüglich BIP, Bevölkerungsentwicklung, Strom-, Zertifikate- und Rohstoffpreise aktualisiert. Eine Übersicht der Änderungen von Bevölkerung, Ölpreis und BIP ist in Tabelle 21 gegeben.

Tabelle 21: Vergleich ausgewählter Grundannahmen der verschiedenen Modellierungsrounden des Klimaschutzszenarios 2050

Bestand in t	2010	2020	2030	2050
Bevölkerung	80,6	78,8	77,7	74,0
Rohölpreis in \$/bbl	104	103	128	195
BIP	2.496	2.752	3.009	3.402

Quellen: Öko-Institut, Fraunhofer ISI 2015, S. 84, 85, 98.

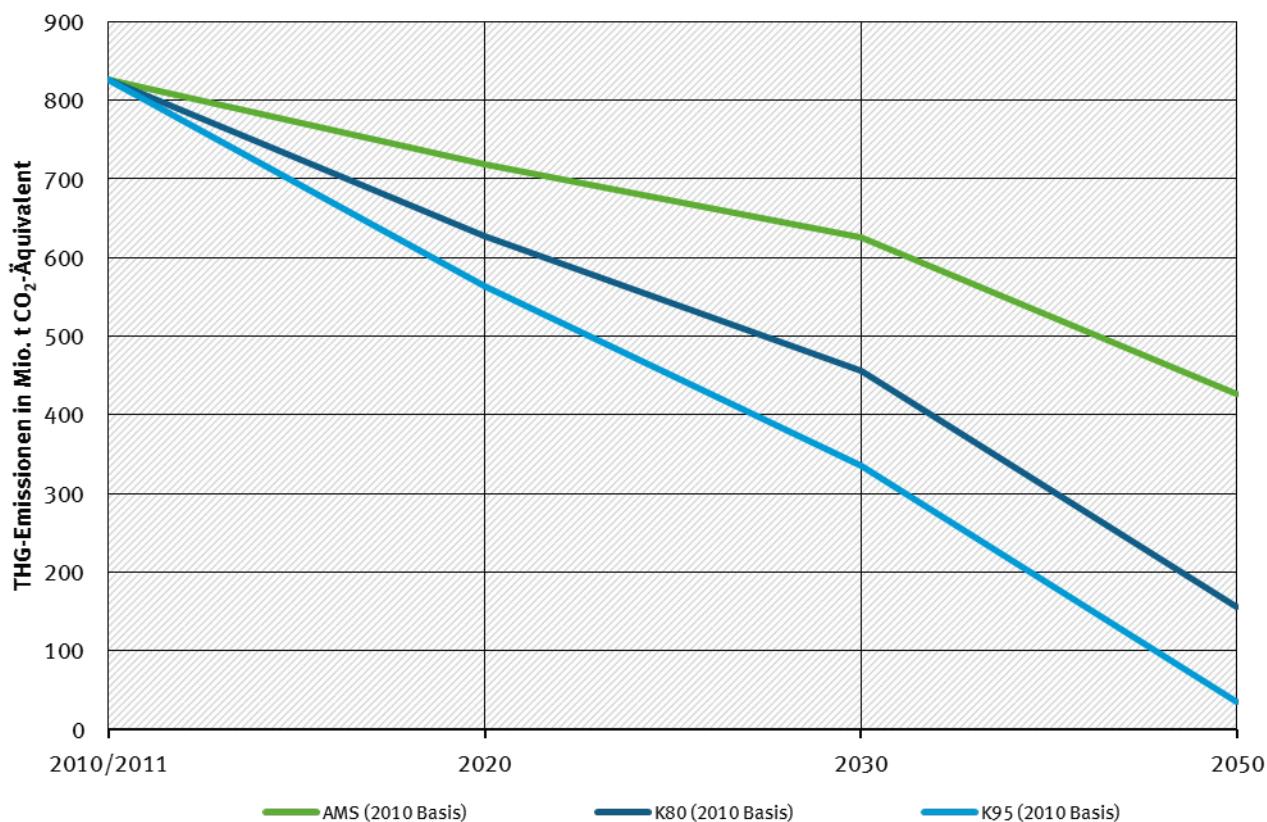
Die Entwicklung der Treibhausgasemissionen kann Abbildung 28 entnommen werden. Zu erkennen ist, dass im AMS die höchsten Emissionen über die Zeit entstehen und beim KS95 die niedrigsten. Dies spiegelt wider, dass das AMS nur die Maßnahmen bis 2012 berücksichtigt und deren Entwicklung fortschreibt. Eine Einbeziehung neuer Maßnahmen findet somit nicht statt (Öko-Institut, Fraunhofer ISI 2015, S. 103). Anzumerken ist, dass die verbrennungsbedingten THG-Emissionen den internationalen Luftverkehr miteinbeziehen. Darüber hinaus werden im Klimaschutzszenario 2050 neben den verbrennungsbedingten THG-Emissionen zusätzlich auch weitere, vom Kyoto-Protokoll erfasste, Treibhausgase berücksichtigt⁹.

Die unterschiedlichen Szenarien des Klimaschutzszenarios gehen von unterschiedlichen CO₂-Zertifikatpreisen aus. Ausgangspreis im Jahr 2010 sind 15 €/t. Die Entwicklung der CO₂-Zertifikatpreise sind in Abbildung 29 dargestellt (Öko-Institut, Fraunhofer ISI 2015, S. 103).

⁹ Flüchtige Emissionen des Energiesektors: CH₄, N₂O, HFC, PFC, SF₆.

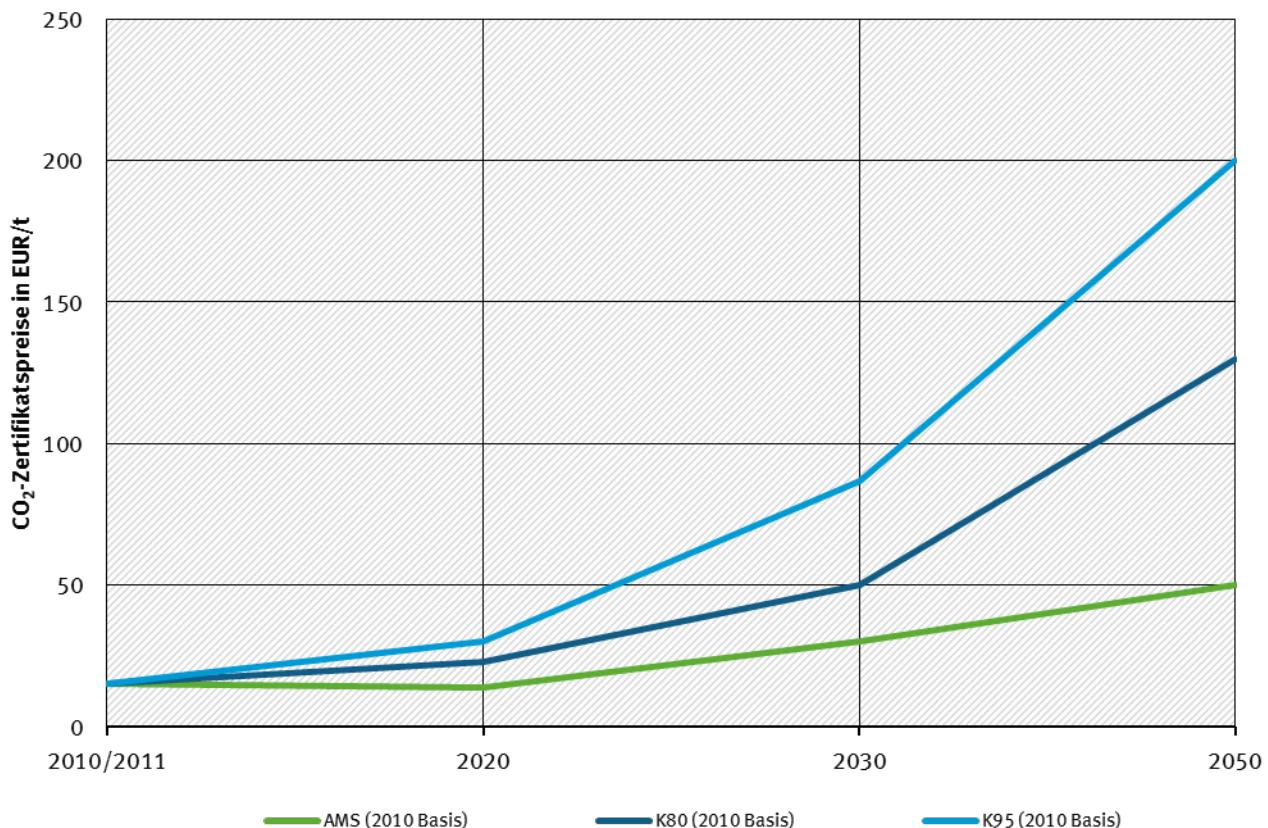
Abbildung 30 stellt die Entwicklung des Strompreises dar. Es ist gut zu erkennen, dass die Strompreise über die Zeit ansteigen. Die Strompreise reagieren deutlich auf Entwicklungen im Energiesektor (Öko-Institut, Fraunhofer ISI 2015, S. 269, 274, 279). Ab 2030 verlaufen die Strompreise im KS80 und KS95 nahezu identisch.

Abbildung 28: Entwicklung der verbrennungsbedingten Treibhausgas-Emissionen



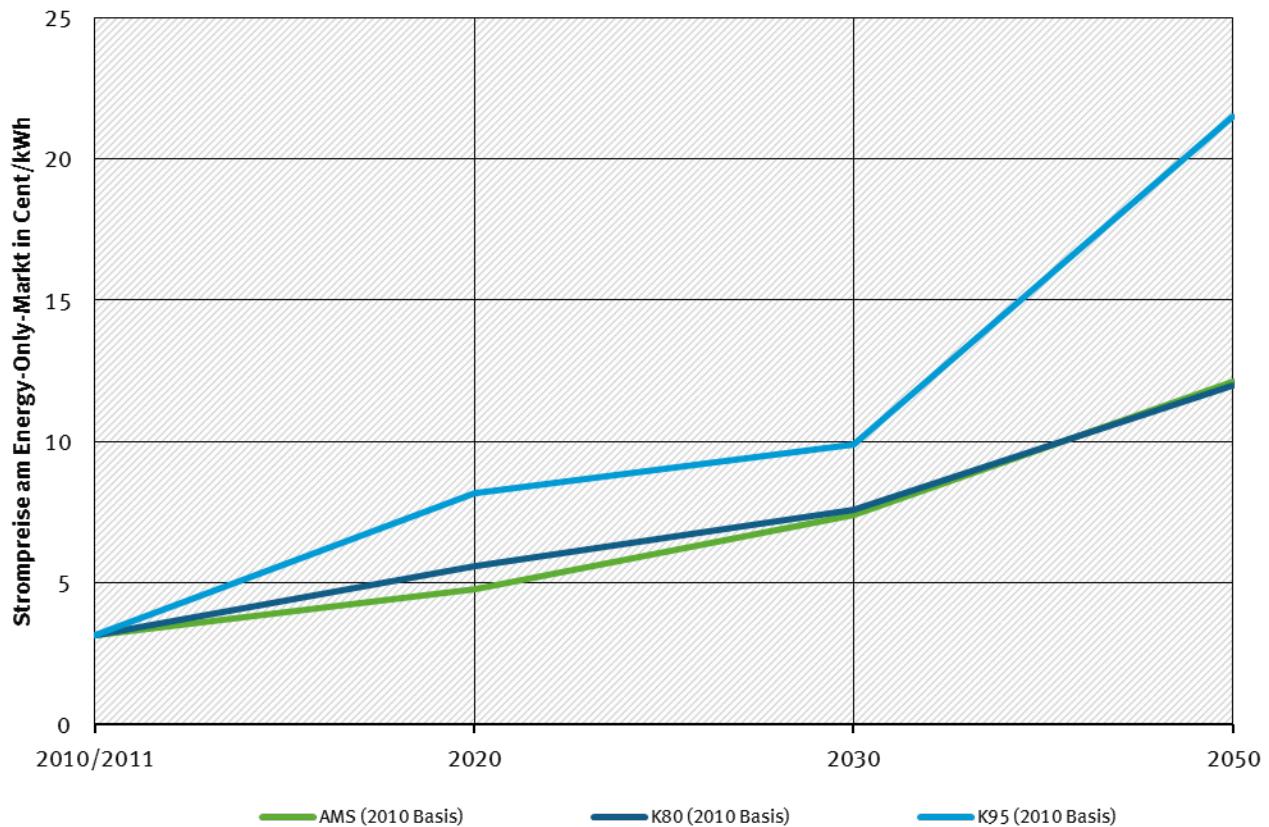
Quelle: Eigene Darstellung mit Zahlen aus Öko-Institut, Fraunhofer ISI 2015.

Abbildung 29: Entwicklung der CO₂-Zertifikatspreise



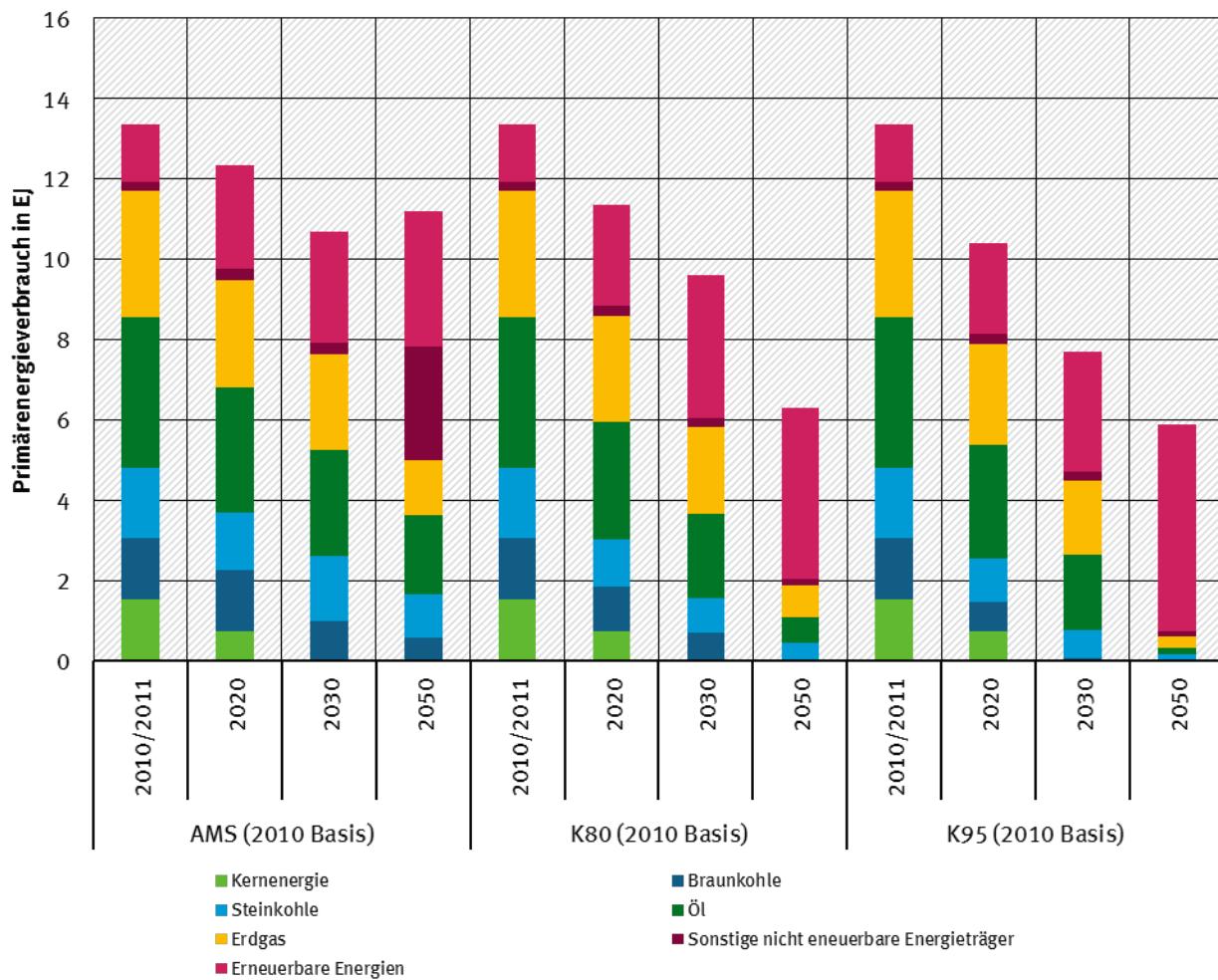
Quelle: Eigene Darstellung mit Zahlen aus Öko-Institut, Fraunhofer ISI 2015.

Abbildung 30: Entwicklung des Strompreises



Quelle: Eigene Darstellung mit Zahlen aus EWI, GWS, Prognos 2014 und Öko-Institut, Fraunhofer ISI 2015.

Abbildung 31: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs



Quelle: Eigene Darstellung mit Zahlen aus Öko-Institut, Fraunhofer ISI 2015.

Das AMS und KS95 legen den Korridor der möglichen Entwicklung bei der Senkung des Primärenergieverbrauchs fest (Abbildung 31). Zudem ist zu erkennen, dass beim KS95 mit Abstand vom geringssten Anteil an konventioneller Stromerzeugung ausgegangen wird (Öko-Institut, Fraunhofer ISI 2015, S. 269, 274, 279). Tabelle 22 bis Tabelle 24 fassen die wichtigsten Größen nochmals anschaulich zusammen.

6.1.2 Szenarienauswahl aus der Studie Klimaschutzszenarien 2050

Die Rahmendaten haben eine entscheidende Bedeutung bei der Potenzialanalyse von Sektorkopplungsoptionen. Damit analysiert werden kann, welchen Einfluss Sektorkopplungsoptionen im Transformationsprozess des Energiesystems haben, ist ein Energieszenario wünschenswert, welches bisher wenige Maßnahmen bezüglich einer Sektorkopplung berücksichtigt, sodass Sektorkopplungsoptionen als Maßnahmen hinzugefügt und mit ihren Auswirkungen betrachtet werden können. Basierend auf diesen Anforderungen bietet sich das Aktuelle-Maßnahmen-Szenario an. Es berücksichtigt ausschließlich Maßnahmen bis einschließlich 2012 und ist damit die zurückhaltendste Prognose im Hinblick auf die Steigerung des Anteils an erneuerbaren Energien und der Erreichung klimapolitischer Ziele. Daher dient es, inklusive seiner Rahmendaten, als Ausgangsbasis für vorliegende Studie.

Um festzustellen, welchen Einfluss Sektorkopplungsoptionen im Rahmen eines Szenarios haben, das die angestrebten Ziele erreicht, ist ein weiteres Szenario für die Sektorkopplungsanalyse auszuwählen. Bei dem alternativen Szenario ist es wünschenswert, wenn eine Vergleichbarkeit mit dem AMS besteht und zugleich keine neuen Maßnahmen berücksichtigt werden. Aus diesem Grund soll das AMS weiterhin als Basis dienen, da dieses keine zusätzlichen Maßnahmen ab 2012 integriert, und um Rahmendaten, wie Energieträgerpreise oder CO₂-Zertifikatspreise, eines anderen Szenarios, welches die angestrebten Ziele erreicht, ergänzt werden. Daher wird das AMS für diese Betrachtung um Daten aus dem KS95 erweitert.

Basis der Studie zur Analyse von technischen Sektorkopplungsoptionen ist somit das Aktuelle-Maßnahmen-Szenario der Studie „Klimaschutzszenario 2050“. Ergänzt wird dieses um ein zusätzliches Szenario, bei dem die Rahmendaten aus dem Klimaschutzszenario 95 im Aktuellen-Maßnahmen-Szenario Anwendung finden.

6.2 Annahmen und Ergebnisse der Energieszenarien

Tabelle 22: Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (Klimaschutzszenarien 2050, 2. Modellierungsrunde)

Kriterium	Einheit	2012	2020	2030	2050
Rohöl (Preisbasis 2010)	USD/b	104	103	128	195
Preis für CO2-Zertifikate real (Preisbasis 2010)	EUR/t	15	14	30	50
Sozioökonomische Rahmendaten Deutschland					
Bevölkerung	Mio.	80,6	78,8	77,8	74
Private Haushalte	Mio.	39,5	40,3	40,7	40,2
BIP preisbereinigt (Preisbasis 2010)	Mrd. EUR	2.496	2.752	3.009	3.402
Personen pro Haushalt (Energieszenarien, Energiekonzept), 2010	P/HH	2,04	1,96	1,91	1,84
Preise Energieträger					
Strom (Energy-Only-Markt) (2010=2015)	Cent/kWh	3,16	4,8	7,4	12,1
Erdgas (Primärenergiepreise) (Preisbasis 2008), 2010=2015	EUR/GJ	7,6	8,1	9,4	13,9
Primärenergieverbrauch (PEV)	PJ	13.298	12.149	10.523	8.807
Kernenergie	%	11,53	6,03	0	0
Steinkohle	%	13,33	11,72	15,23	12,30
Braunkohle	%	11,4	12,59	9,49	6,61
Öl	%	28,16	25,85	25,11	22,4
Erdgas	%	23,52	21,91	22,88	16,3
Müll und sonstige	%	1,74	2,26	2,66	3,24
Erneuerbare Energien (Biomasse+Wasser+Wind+Solar+Geothermie)	%	10,79	21,20	26,10	38,13

Kriterium	Einheit	2012	2020	2030	2050
Endenergieverbrauch (EEV)	PJ	9.481	9.213	8.616	7.680
Private Haushalte	%	28,39	27,08	25,85	22,76
GHD	%	15,27	15,43	15,08	14,65
Industrie	%	27,21	27,17	28,04	30,09
Verkehr	%	29,14	30,34	31,03	32,49
Bruttostromerzeugung	TWh	630	606	587	591
Nettostromerzeugung	TWh	591	573	554	588
Kernkraft	%	15,88	10,47	0	0
Steinkohle	%	18,01	15,02	19,13	13,76
Braunkohle	%	24,97	23,55	15,98	10,62
Sonstige	%	3,83	3,16	2,70	2,52
Erdgas	%	12,66	7,74	10,11	3,31
Erneuerbare	%	23,66	39,41	51,34	67,47
Import	%	0	0,3	0,74	2,36
Speicher und Backup	%	0,99	0,68	0,35	0,48
Indikatoren Energieproduktivität					
Einwohner/PEV	Bev/TJ	6,12	6,63	7,51	8,15
BIP real 2010/PEV	EUR/GJ	186,27	228,17	285,37	391,62
BIP real 2010/EEV	EUR/GJ	265,86	323,79	382,79	501,89
Anzahl der privaten Haushalte/EEV PHH	Haus-halte/TJ	14,87	17,56	20,18	24,68
Treibhausgasemissionen (Basis 2010)					
Energiebedingt	Mt CO2-Äqu.	827	718,4	626,3	426,2
Spezifische THG-Emissionen					
THG-Emissionen, energiebedingt/BIP real 2010	g/EUR	333,87	259,16	208,56	123,57
THG-Emissionen, energiebedingt/Einwohner	t/Kopf	10,16	8,91	7,93	5,94

(Öko-Institut, Fraunhofer ISI, 2015)

Tabelle 23: Klimaschutzszenario 80 (Studie Klimaschutzszenarien 2050, 2. Modellierungsrounde)

Kriterium	Einheit	2012	2020	2030	2050
Rohöl (Preisbasis 2010)	USD/b	104	103	128	195
Preis für CO2-Zertifikate real (Preisbasis 2010)	EUR/t	15	23	50	130
Sozioökonomische Rahmendaten Deutschland					
Bevölkerung	Mio.	80,6	78,8	77,8	74
Private Haushalte	Mio.	39,5	40,3	40,7	40,2
BIP preisbereinigt (Preisbasis 2010)	Mrd. EUR	2.496	2.752	3.009	3.402
Personen pro Haushalt (Energieszenarien, Energiekonzept), 2010=2008	P/HH	2,04	1,96	1,91	1,84
Preise Energieträger					
Strom (Energy-Only-Markt)	Cent/kWh	3,16	5,6	7,6	12
Erdgas (Primärenergiepreise) (Preisbasis 2008), 2010=2008	EUR/GJ	7,6	8,1	9,4	13,9
Primärenergieverbrauch (PEV)	PJ	13.298	11.228	8.840	6.534
Kernenergie	%	11,53	6,49	0	0
Steinkohle	%	13,33	10,58	9,64	6,23
Braunkohle	%	11,4	9,93	7,98	0,55
Öl	%	28,16	26,03	23,94	9,73
Erdgas	%	23,52	23,57	24,26	12,57
Müll und sonstige	%	1,74	2,24	2,49	2,34
Erneuerbare Energien (Biomasse+Wasser+Wind+Solar+Geothermie)	%	10,79	22,3	31,7	64,97
Endenergieverbrauch (EEV)	PJ	9.317	8.141	7.019	5.427
Private Haushalte	%	28,39	27,06	26,24	24,41
GHD	%	15,27	15,31	14,90	14,21
Industrie	%	27,21	27,67	28,81	32,36
Verkehr	%	29,14	29,96	30,05	29,04
Bruttostromerzeugung	TWh	633	593	533	553
Nettostromerzeugung	TWh	593,1	562,7	512,3	540,2
Kernkraft	%	15,88	11,2	0	0
Steinkohle	%	18,01	12,37	8,53	2,33

Kriterium	Einheit	2012	2020	2030	2050
Braunkohle	%	24,97	19,35	14,05	0,28
Sonstige	%	3,83	3,25	2,62	2,07
Erdgas	%	12,66	10,82	13,64	1,48
Erneuerbare	%	23,66	42,69	60,88	92,52
Import	%	0	0,09	0,18	1,17
Speicher und Backup	%	0	0	0	0
Indikatoren Energieproduktivität					
Einwohner/PEV	Bev/TJ	6,06	7,02	8,8	11,33
BIP real 2010/PEV	EUR/GJ	187,7	245,1	340,38	520,66
BIP real 2010/EEV	EUR/GJ	267,90	338,04	428,69	626,87
Anzahl der privaten Haushalte/EEV PHH	Haushalte/TJ	14,93	18,29	22,1	30,34
Treibhausgasemissionen (Basis 2010)					
Energiebedingt	Mt CO2-Äqu.	827	626,6	456,6	155,8
Spezifische THG-Emissionen					
THG-Emissionen, energiebedingt/BIP real 2010	g/EUR	331,33	227,69	151,74	45,8
THG-Emissionen, energiebedingt/Einwohner	t/Kopf	10,26	7,95	5,87	2,11

(Öko-Institut, Fraunhofer ISI, 2015)

Tabelle 24: Klimaschutzszenario 95 (Studie Klimaschutzszenarien 2050, 2. Modellierungsrounde)

Kriterium	Einheit	2012	2020	2030	2050
Rohöl (Preisbasis 2010)	USD/b	104	103	128	195
Preis für CO2-Zertifikate real (Preisbasis 2010)	EUR/t	15	30	87	200
Sozioökonomische Rahmendaten Deutschland					
Bevölkerung	Mio.	80,6	78,8	77,8	74
Private Haushalte	Mio.	39,5	40,3	40,7	40,2
BIP preisbereinigt (Preisbasis 2010)	Mrd. EUR	2.496	2.752	3.009	3.402
Personen pro Haushalt (Energieszenarien, Energiekonzept), 2010=2008	P/HH	2,04	1,96	1,91	1,84
Preise Energieträger					
Strom (Energy-Only-Markt)	Cent/kWh	3,16	8,2	9,9	21,5
Erdgas (Primärenergiepreise) (Preisbasis 2008), 2010=2008	EUR/GJ	7,6	8,1	9,4	13,9
Primärenergieverbrauch (PEV)	PJ	13.298	10.418	7.792	5.936
Kernenergie	%	11,53	6,99	0	0
Steinkohle	%	13,33	10,41	8,8	2,58
Braunkohle	%	11,4	7,17	0,99	0,15
Öl	%	28,16	27	24,35	2,54
Erdgas	%	23,52	24,11	23,60	4,82
Müll und sonstige	%	1,74	2,48	2,77	4,77
Erneuerbare Energien (Biomasse+Wasser+Wind+Solar+Geothermie)	%	10,79	21,82	38,50	84,64
Endenergieverbrauch (EEV)	PJ	9.317	7.785	6.245	4.359
Private Haushalte	%	28,39	26,50	25,46	25,72
GHD	%	15,27	15,17	14,03	14,18
Industrie	%	27,21	27,78	29,46	33,04
Verkehr	%	29,14	30,57	31,05	27,05

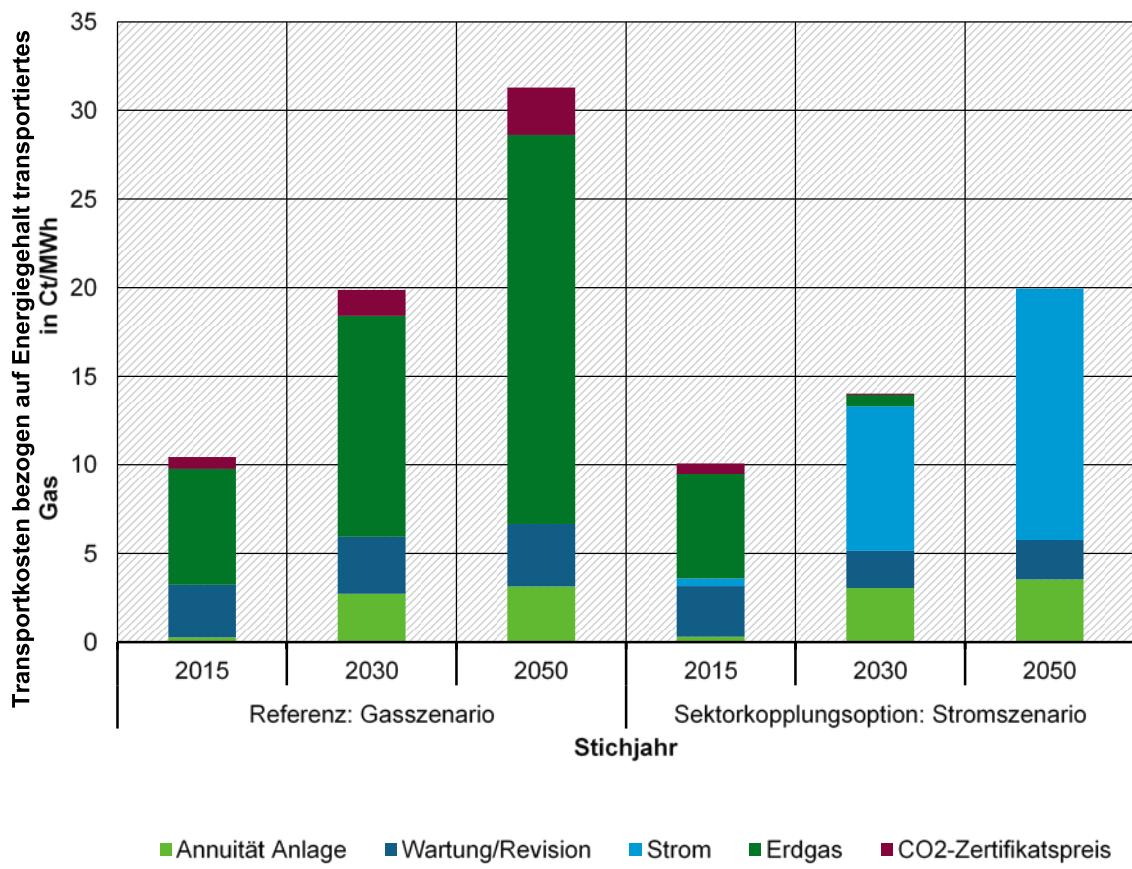
Kriterium	Einheit	2012	2020	2030	2050
Bruttostromerzeugung	TWh	628	526	480	771
Nettostromerzeugung	TWh	593,1	502,3	467,7	763,8
Kernkraft	%	15,88	12,54	0	0
Steinkohle	%	18,01	11,07	6,50	0
Braunkohle	%	24,97	14,51	1,07	0
Sonstige	%	3,83	3,66	2,69	0,55
Erdgas	%	12,66	12,42	19,95	1,72
Erneuerbare	%	23,66	45,23	68,98	96,09
Import	%	0	0,18	0,51	0,89
Speicher und Backup	%	0,99	0,56	0,83	1,65
Indikatoren Energieproduktivität					
Einwohner/PEV	Bev/TJ	6,06	7,56	9,98	12,47
BIP real 2010/PEV	EUR/GJ	187,70	264,16	386,17	573,11
BIP real 2010/EEV	EUR/GJ	267,90	353,50	481,83	780,45
Anzahl der privaten Haushalte/EEV PHH	Haus-halte/TJ	14,93	19,53	25,60	35,86
Treibhausgasemissionen (Basis 2010)					
Energiebedingt	Mt CO2-Äqu.	827	563,8	335,4	35,9
Spezifische THG-Emissionen					
THG-Emissionen, energiebedingt/BIP real 2010	g/EUR	331,33	204,87	111,47	10,55
THG-Emissionen, energiebedingt/Einwohner	t/Kopf	10,26	7,15	4,31	0,49

(Öko-Institut, Fraunhofer ISI, 2015)

6.3 Sensitivität Kostenanalyse Gasnetz

Sensitivität Gaspreis: 5,0 Ct/kWh in 2030 und 8,0 Ct/kWh in 2050

Abbildung 32: Spezifische Kosten für Verdichtung im Transportnetz mit Gaspreis 5,0 Ct/kWh in 2030 und 8,0 Ct/kWh in 2050 unter den Rahmenbedingungen des AMS inklusive Durchleitung



Quelle: Eigene Berechnungen, DVGW-EBI