



BECKER BÜTTNER HELD

WÄRMEWENDESTUDIE

DIE WÄRMEWENDE UND IHRE AUSWIRKUNGEN AUF DIE GASVERTEILNETZE

MANAGEMENT SUMMARY



WÄRMEWENDESTUDIE

DIE WÄRMEWENDE UND IHRE AUSWIRKUNGEN AUF DIE GASVERTEILNETZE

MANAGEMENT SUMMARY

erstellt durch

Becker Büttner Held PartGmbH
Becker Büttner Held Consulting AG

Die Management Summary wurde als Teil der für unsere Mandanten und auf der Grundlage der mit unseren Mandanten bestehenden Mandatsverträge angefertigten „Wärmewendestudie – Die Wärmewende und ihre Auswirkungen auf die Gasverteilnetze“ erstellt. Sie fasst – stark verkürzt – die wesentlichen Ergebnisse der Vollversion des Gutachtens zusammen, so dass wir gegenüber Unternehmen, die den Inhalt der Management Summary – ohne Kenntnis der Vollversion – ganz oder in Teilen zur Grundlage eigener Entscheidungen machen, keine Verantwortung oder Haftung übernehmen. Der Erwerb der Vollversion setzt den vorherigen Abschluss eines Mandatsvertrags voraus. Interessenten können sich unter bbh@bbh-online.de an uns wenden.

Bearbeiter

Becker Büttner Held PartGmbB

Dr. Olaf Däuper, Rechtsanwalt und Partner

Thomas Straßer, Wirtschaftsprüfer, Steuerberater, CVA (EACVA e.V.), Partner

Heiko Lange, Rechtsanwalt und Partner Counsel

Dennis Tischmacher, Rechtsanwalt und Partner Counsel

Andreas Fimpel, Steuerberater und Partner Counsel

Juliane Kaspers, Rechtsanwältin und Counsel

Stilianos Koulaxidis, Steuerberater

Dr. Florian Warg, Rechtsanwalt

Katharina Baudisch, Rechtsanwältin

Becker Büttner Held Consulting AG

Peter Bergmann, Vorstand

Philipp Jahnke, Counsel

Giacomo Taubert, Consultant

Heinrich Böing, Junior Consultant

INHALTSVERZEICHNIS

Management Summary	1
A. Metaanalyse und Ableitung geeigneter Nachfrageszenarien	1
(vgl. Teil 3 WWS)	
B. Repräsentative Typnetze und typisierte Modellnetze	7
(vgl. Teil 4 WWS)	
I. Die Kostenstrukturen im Verteilnetz	8
II. Die Nachfragestrukturen im Verteilnetz	9
III. Weitere Einflussfaktoren auf die zukünftige Entwicklung	11
IV. Zur Definition typisierter Modellnetze	11
C. Analyse der Auswirkungen auf die Modellnetze	12
(vgl. Teil 5 WWS)	
I. Analyse potentieller Netzentgeltszenarien	13
II. Mögliche Reaktionen der Gasnetzbetreiber	17
1) Aktivierungsstrategie	17
2) Investitionsverhalten	19
3) Einsparpotentiale im laufenden Aufwand	21
4) Zusammenfassung – Mögliche Reaktionen der Netzbetreiber	23
III. Anpassung des regulatorischen Rahmens	23
1) Kürzere kalkulatorische Nutzungsdauern	23
2) Höherer kalkulatorischer Eigenkapitalzins durch Berücksichtigung eines Wagniszuschlags	25

3)	Weitere Anwendung des Sockeleffekts	26
4)	Kalkulatorische Anerkennung von Verlusten aus Anlagenabgängen	27
5)	Zusammenfassung zu möglichen Anpassungen des Regulierungssystems	27
IV.	Zusammenfassung: Gesamtbetrachtung der Auswirkungen	28
D.	Recht und Regulierung	31
	(vgl. Teil 6 WWS)	
I.	Status quo	31
II.	Hindernisse und Hemmnisse	31
III.	Möglichkeiten der kommunalen Gestaltung	32
IV.	Änderungen am rechtlich-regulatorischen Rahmen	34
E.	Ergebnisse der Wärmewendestudie in sieben Thesen	36

MANAGEMENT SUMMARY

Ausgehend von den internationalen, europäischen und deutschen Klimaschutzziele – auch von der aktuellen Bundesregierung bestätigt – ist eine „Wärmewende“ als **ein Baustein** unabdingbar für eine erfolgreiche Energiewende anzusehen. Diese Wärmewende wird erhebliche Auswirkungen auf die Gaswirtschaft haben, die momentan knapp die Hälfte des bundesdeutschen Wärmebedarfs deckt. Diese Erkenntnis wird durch eine Vielzahl von Studien unterschiedlichster Detailliertheit gestützt. So verschieden die Prämissen und Herangehensweisen dieser Studien aber auch sind, so ähnlich sind sie sich in einem entscheidenden Punkt: Die Auswirkungen auf Gasverteilnetze waren kein wesentlicher Bestandteil der Untersuchungen.

Diese Lücke schließt die vorliegende Wärmewendestudie (WWS). Parallel zu einer Meta-Analyse von acht bereits veröffentlichten (Wärmemarkt-)Studien, aus denen sich vier Nachfrageszenarien für den zukünftigen Gasbedarf auf Verteilnetzebene ergeben, werden repräsentative Typnetze – und daraus abgeleitet – acht geeignete Modellverteilnetze definiert. Für diese werden insgesamt 32 integrierte Netzplanungen durchgeführt, die eine umfassende betriebswirtschaftliche Analyse erlauben. Eine Betrachtung der rechtlich-regulatorischen Rahmenbedingungen – inklusive der Hemmnisse und Hindernisse, Gestaltungsmöglichkeiten auf kommunaler Ebene und notwendigen Änderungen am Gesetzes- und Ordnungsrahmen – gibt zum Abschluss einen Ausblick auf Zukunftsoptionen für kommunale Gasversorger im Wärmemarkt.

A. METAANALYSE UND ABLEITUNG GEEIGNETER NACHFRAGESZENARIEN (VGL. TEIL 3 WWS)

In der Metaanalyse werden insgesamt acht unterschiedliche Studien zur zukünftigen Ausgestaltung des Energiesystems im Hinblick auf die Wärmeversorgung ausgewertet und analysiert. Dabei werden einerseits die Bedarfsprognosen sowie andererseits die dafür relevanten Prämissen herausgearbeitet. Darauf aufbauend werden die in den Studien skizzierten Transformationspfade anhand festgelegter Parameter systematisiert. Anschließend werden die für das Gasverteilnetz relevanten sowie die sich signifikant unterscheidenden Nachfrageszenarien abgeleitet und für diese spezifischen Nachfrageverläufe definiert.

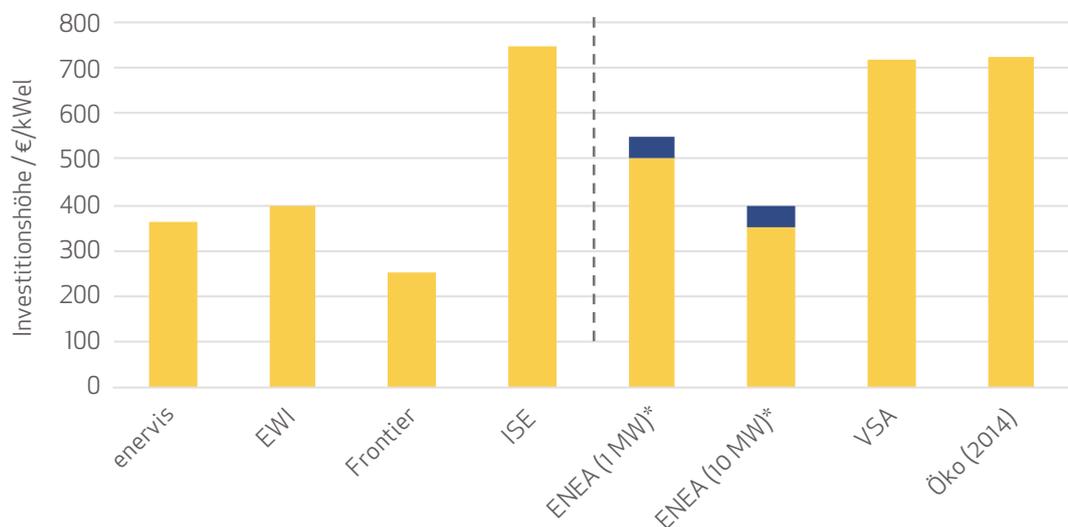
Eine **Darstellung der ausgewerteten Studien in Steckbriefform** ist in Anhang I der Wärmewendestudie enthalten.

Eine detailliertere Untersuchung der in den acht Studien enthaltenen Transformationspfade zeigt, dass sich diese hinsichtlich des Endenergiebedarfs an Gas im Jahr 2050 deutlich voneinander unterscheiden. Als mögliche Ursache kann vermutet werden, dass die wesentlichen Einflussfaktoren der den Transformationspfaden zugrunde liegenden Annahmen stark voneinander abweichen.

- So werden innerhalb der Transformationspfade beispielsweise unterschiedliche Vorgaben zur Höhe der Reduktion der Treibhausgasemissionen im Jahr 2050 oder zur Kostendegression relevanter Technologien angenommen. Damit sind die unterschiedlichen Transformationspfade hinsichtlich ihrer volkswirtschaftlichen Vorteilhaftigkeit oder ihrer Eintrittswahrscheinlichkeit nicht vollständig vergleichbar.
- Beispielsweise könnte der jeweils als volkswirtschaftlich vorteilhaft identifizierte Transformationspfad in den Veröffentlichungen enervis (2017), EWI (2017) und Frontier (2017) mit den im Vergleich zu anderen Veröffentlichungen als deutlich geringer bewerteten Kosten für die Elektrolyse bzw. Methanisierung begründbar sein.

Spezifische Investitionshöhen von Elektrolyseuren im Jahr 2050

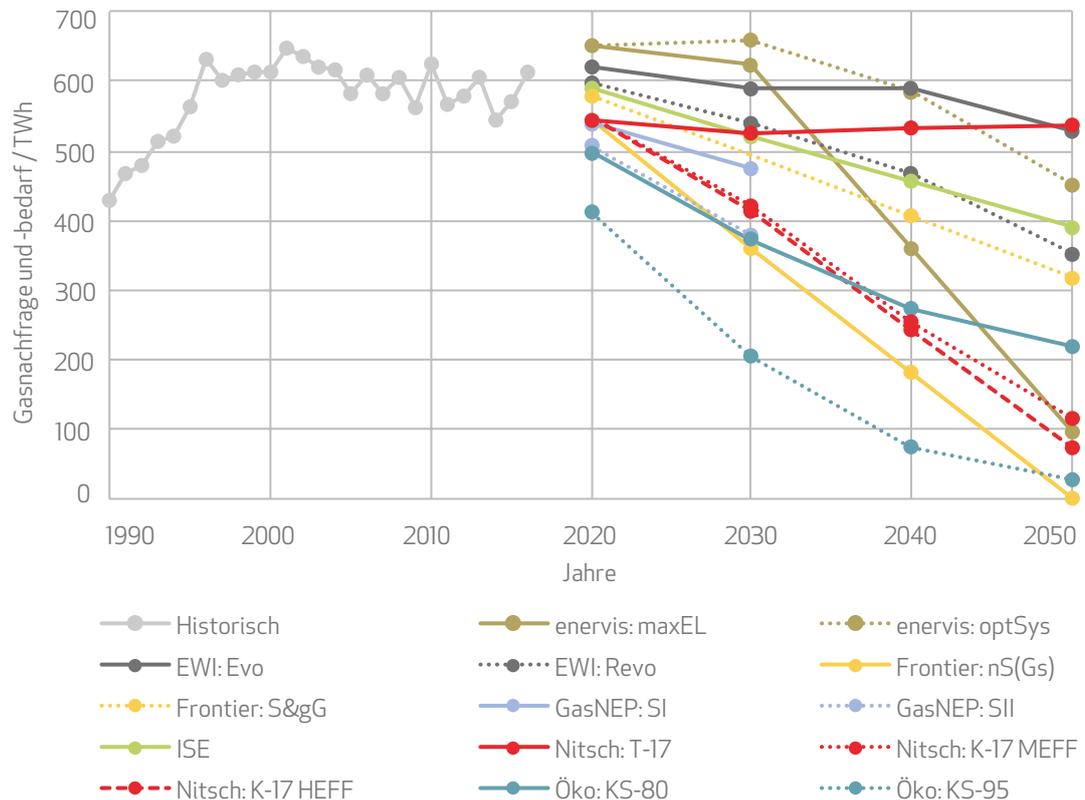
vgl. Abb. 9 in Teil 3 WWS



Ein abschließender Vergleich der einzelnen Transformationspfade ist somit aufgrund der Vielzahl von unterschiedlichen Annahmen kaum möglich. Im Ergebnis kann daher für die vorliegende Untersuchung **keine eindeutige Prognose für den Endenergiebedarf an Gas auf Verteilnetzebene** für das Jahr 2050 abgeleitet werden. Vor dem Hintergrund der großen Bandbreite erscheint eine Beschränkungen der weiteren Untersuchung auf lediglich ein Nachfrageszenario nicht als ausreichend.

Historische Gasnachfrage und zukünftiger Gasbedarf (Endenergie)

vgl. Abb. 7 in Teil 3 WWS

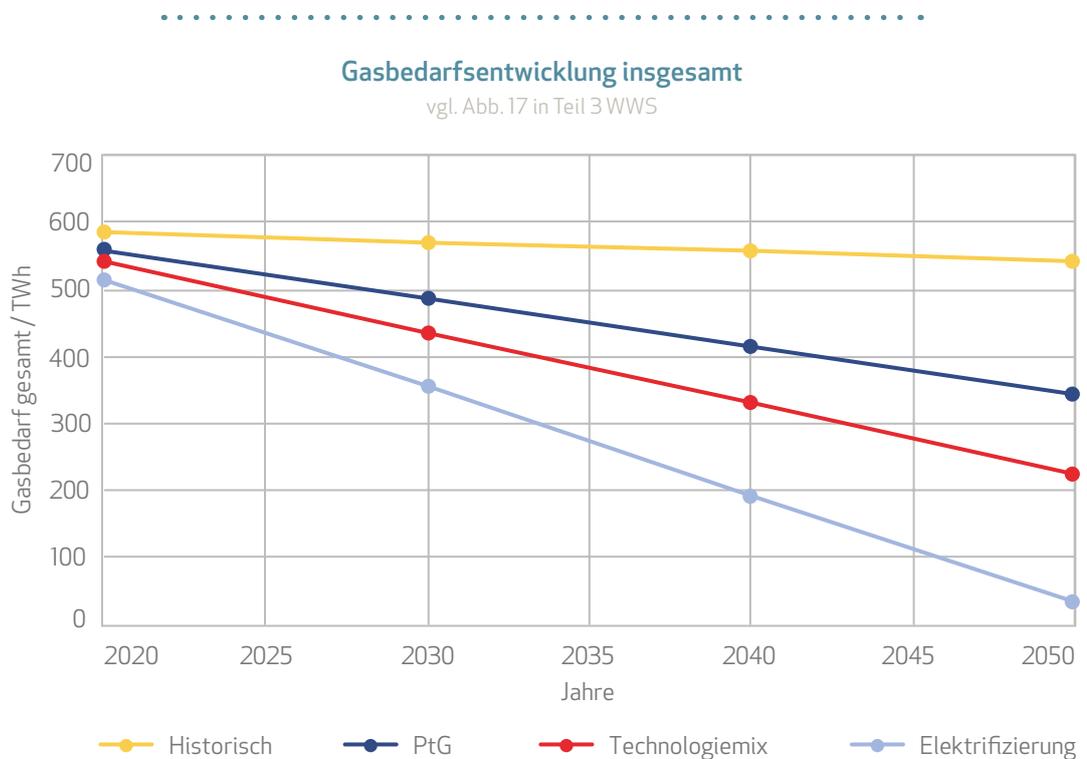


Um jedoch die in den Transformationspfaden skizzierten Entwicklungen abbilden zu können, erfolgt im weiteren Verlauf zunächst eine Systematisierung der identifizierten Transformationspfade. Darauf aufbauend werden Nachfrageszenarien definiert, welche im weiteren Verlauf der Untersuchung genutzt werden, um die potentiellen Entwicklungen auf Gasverteilnetze zu übertragen. Basierend auf der erfolgten Systematisierung der identifizierten Transformationspfade werden **robuste Nachfrageszenarien zum Gasbedarf** qualitativ und quantitativ abgeleitet.

Bei der Ableitung der Nachfrageszenarien stehen die Sektoren private Haushalte und Gewerbe, Handel, Dienstleistung (GHD) – zusammen gefasst als Gebäude – im Fokus. Da neben Gewerbeunternehmen jedoch auch Industrieunternehmen im Gasverteilnetz angeschlossen sind, wird dieser Sektor ebenfalls berücksichtigt. Der Verkehrssektor wird bei der Ableitung der Nachfrageszenarien nicht berücksichtigt.

Weiterhin erfolgt im Rahmen der Definition der Nachfrageszenarien jeweils ein kurzer Exkurs zur zukünftigen Ausgestaltung der übrigen Infrastrukturen, insbesondere Strom- und Wärmenetzen, in dem qualitative Auswirkungen auf diese dargestellt werden.

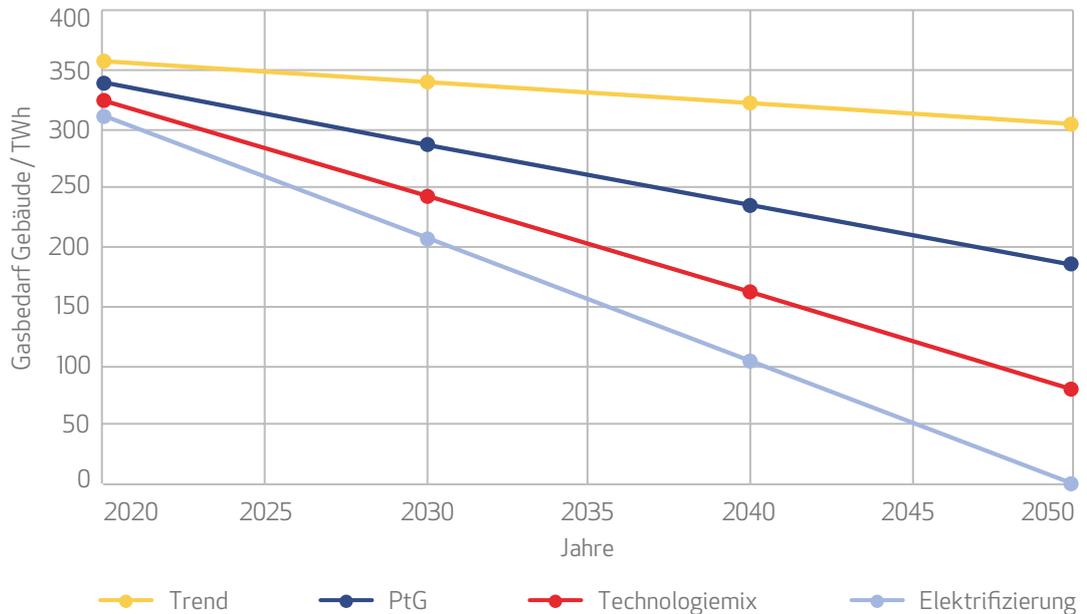
Wird die Gasbedarfentwicklung insgesamt betrachtet, stellen die beiden Nachfrageszenarien Trend und Elektrifizierung die Extreme der durchgeführten Betrachtung dar. Zwischen diesen Nachfrageszenarien liegt im Jahr 2050 eine Differenz von circa 500 TWh Gas, was ungefähr der gesamten Gasnachfrage (Endenergie) Deutschlands zu Beginn der neunziger Jahre entspricht. Die Nachfrageszenarien PtG und Technologiemit liegen im Jahr 2050 jeweils circa 200 TWh Gas vom oberen bzw. unteren Extrem entfernt. Der gesamte Bedarfsrückgang im Nachfrageszenario Technologiemit ist dabei um rund 20 % größer als im Nachfrageszenario PtG. Aber auch im Nachfrageszenario PtG wird ein nicht unerheblicher Rückgang des Gasbedarfs eintreten.



Die Entwicklung dieses Gasbedarfs im Gebäudebereich als wesentlicher Bestandteil des in der vorigen Abbildung dargestellten gesamten Gasbedarfs, wird in dieser Abbildung differenziert nach Nachfrageszenarien dargestellt:

Gasbedarfsentwicklung im Gebäudebereich

vgl. Abb. 18 in Teil 3 WWS

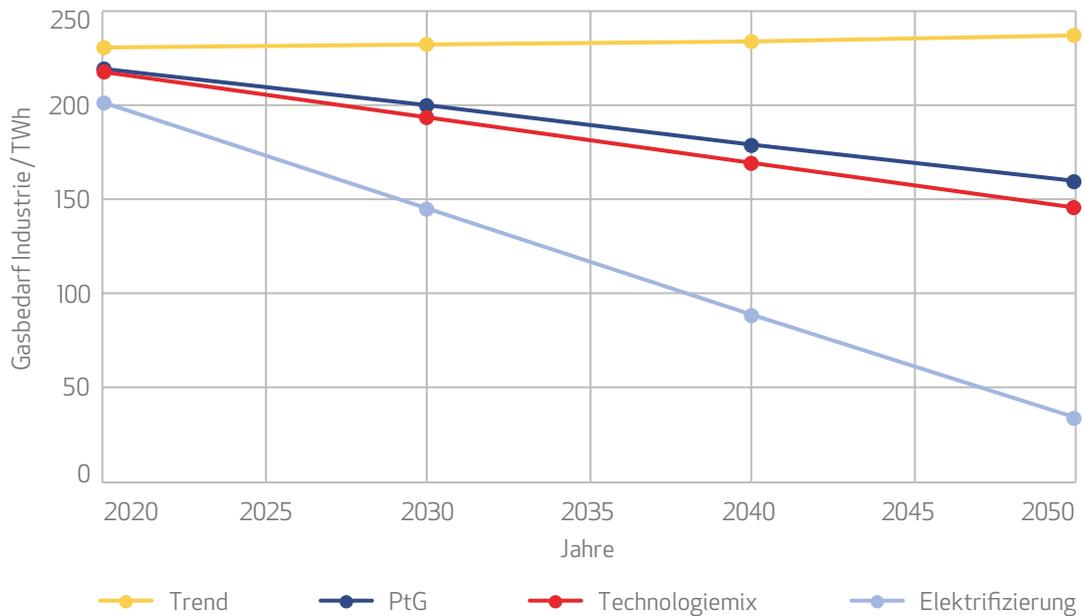


Auch im Gebäudebereich stellen die Nachfrageszenarien Trend und Elektrifizierung die Extreme der Untersuchung dar. Im Vergleich zum gesamten Bedarfsrückgang ist **im Gebäudebereich jedoch ein prozentual stärkerer Rückgang** zu verzeichnen. Dies wird besonders im Nachfrageszenario Technologiemix deutlich: In diesem liegt der gesamte Bedarfsrückgang bei circa 60 %. Im Gebäudebereich erfolgt sogar ein Rückgang in Höhe von circa 80 %.

Die Gasbedarfsentwicklung in der Industrie als zweiter Bestandteil des gesamten Gasbedarfs wird in der folgenden Abbildung für die einzelnen Nachfrageszenarien skizziert.

Gasbedarfentwicklung im Industriesektor

vgl. Abb. 19 in Teil 3 WWS



Im Vergleich zur Gasbedarfentwicklung im Gebäudebereich sind im Industriesektor die relativen Rückgänge in den Nachfrageszenarien PtG und Technologiemix, aber auch Elektrifizierung im Jahr 2050 im Vergleich zum Jahr 2020 deutlich geringer. Die Bedarfentwicklung in der Industrie im Nachfrageszenario Trend stellt für die durchgeführte Betrachtung eine Ausnahme dar, da nur hier die Nachfrage im Jahr 2050 im Vergleich zum Jahr 2020 ansteigt. Die Gasbedarfentwicklungen in der Industrie in den Nachfrageszenarien PtG und Technologiemix weichen nur unwesentlich voneinander ab, was im Wesentlichen damit begründet werden kann, dass für bestimmte Industrieprozesse aktuell noch die Alternativen zum Gaseinsatz fehlen.

HINWEIS: In den berücksichtigten Veröffentlichungen, welche zur Herleitung der Gasbedarfentwicklungen genutzt werden, erfolgt jeweils die Analyse des deutschen Energiesystems bzw. eines Teilausschnitts desselben. Bei einer Überführung der abgeleiteten Nachfrageszenarien in eine höhere regionale Auflösung und Übertragung auf ein konkretes Gasverteilnetz sind somit, insbesondere in den Nachfrageszenarien PtG und Technologiemix, eventuell vorhandene regionale Besonderheiten und Differenzierungen in Netzgebieten unterrepräsentiert abgebildet. Im Nachfrageszenario Technologiemix wäre es beispielsweise vereinfacht betrachtet denkbar, dass im Jahr 2050 in einem Netzgebiet eine Hälfte der Haushaltskunden ihre Wärmeversorgung auf Wärmepumpen umgestellt hat und die andere Hälfte weiterhin gasbasierte Technologien nutzt. Die für dieses Nachfrageszenario abzuleitenden Empfehlungen sind für eine gleichmäßige regionale

Verteilung von unterschiedlichen Technologieoptionen im Netzgebiet anwendbar. Unter der Annahme, dass sich die beschriebene Aufteilung jedoch auch in einer regionalen Aufteilung des Netzgebiets abbilden würde, sind für beide Netzteile unterschiedliche Strategien für den Gasnetzbetrieb auszuwählen, welche aus anderen Nachfrageszenarien abgeleitet werden. Somit sind bei einer Übertragung der Nachfrageszenarien auf ein Verteilnetz jeweils die örtlichen Begebenheiten zu berücksichtigen.

Die hergeleiteten Nachfrageszenarien beruhen auf dem Endenergiebedarf an Gas. Gasbedarfe von KWK-Anlagen der allgemeinen Versorgung und von industriellen KWK-Anlagen wurden hingegen nicht bzw. nur teilweise berücksichtigt. Diese Vorgehensweise schien vor dem Hintergrund, dass diese KWK-Anlagen aufgrund ihrer hohen Leistung insbesondere in höheren Druckstufen bzw. an überregionalen Transportleitungen angeschlossen sind, in der Modellbetrachtung vertretbar. Aufgrund der Anschlusssituation hat der Gasbedarf dieser Kraftwerke somit keine bzw. nur geringe Auswirkungen auf die gesamte Struktur von Verteilnetzen.

B. REPRÄSENTATIVE TYPNETZE UND TYPISIERTE MODELLNETZE (VGL. TEIL 4 WWS)

Die so hergeleiteten Nachfrageszenarien werden sich in Abhängigkeit der jeweiligen Versorgungsstruktur unterschiedlich auf einzelne Gasverteilnetze auswirken. Reale Versorgungsgebiete und Verteilnetze sind zumeist **sehr heterogen** und unterscheiden sich in Art und Alter der Betriebsmittel, der Kundenstruktur, dem Umfang der Weiterverteilung in andere Netzgebiete oder auch der Möglichkeit zur Einspeisung erneuerbarer Gase. Eine konsistente Aussage für ein gesamtes (durchschnittliches) Netzgebiet ist daher hinsichtlich der Einflussfaktoren Netzkosten und Ausspeisemengen sowie der daraus abgeleiteten Netzstrategien nicht sinnvoll. Entscheidend für die Ableitung zukünftiger Strategien für den Netzbetrieb sollte die **Entwicklung der spezifischen Netzkosten** als Quotient der Netzkosten mit der Ausspeisemenge im jeweiligen Netzgebiet sein.

Um die Auswirkungen auf die spezifischen Netzkosten untersuchen zu können, müssen die Einflussfaktoren zum einen auf die Netzkosten, zum anderen auf den spezifischen Gasverbrauch im Netz bestimmt werden. Nach Überführung der Nachfrageszenarien auf die Nachfragestruktur können anschließend spezifische Netzkosten ermittelt werden.

An dieser Stelle ist es daher das Ziel, repräsentative Typnetze als homogene Teilgebiete eines Versorgungsgebiets zu definieren, welche die unterschiedlichen realen Versorgungsstrukturen und -aufgaben abbilden. Dabei werden die Einflussfaktoren auf die Kosten- und Nachfrage-

struktur von Verteilnetzen diskutiert. Anschließend werden Parameter zur Definition von Typnetzen identifiziert und Parameterausprägungen zur Einteilung von verschiedenen Typnetzen definiert. Es folgen weitere Einflussfaktoren auf die Netzstrategie, wie das Vorliegen von Einspeise-Anlagen und eine umfangreiche Weiterverteilung in andere Verteilnetze. Die aus den Analysen abgeleiteten Typnetze werden für die weitergehende Betrachtung abschließend zusammengefasst.

I. DIE KOSTENSTRUKTUREN IM VERTEILNETZ

Das Ergebnis der Identifikation von Parametern zur Definition von Typnetzen ist überblicksartig in der nachfolgenden Tabelle dargestellt. Die Einflussfaktoren Durchschnittsalter der Anlagen und Anschlussdichte werden bei der Typnetzdefinition explizit berücksichtigt, die Absatzdichte hingegen wird implizit über die Nachfragestruktur abgebildet. Die Leitungslänge wird zur Skalierung der Typnetze genutzt.

.....

Zusammenfassung der Einflussfaktoren auf die Kostenstrukturen in Gasverteilnetzen mit einer Einschätzung zu den Auswirkungen auf die absoluten und die spezifischen Kosten

vgl. Tabelle 12 in Teil 4 WWS

Einflussfaktor	Erläuterung	Einfluss auf die		Berücksichtigung bei Typnetzdefinition
		absoluten Kosten	spezifischen Kosten	
Absatzdichte	Absatz (Jahresarbeit) pro Anzahl der Ausspeisepunkte (Leitungslänge); eher indirekte Wirkung auf die Kostenhöhe	+	+/-	Implizit
Altersstruktur	Gewichtetes Durchschnittsalter des Sachanlagevermögens; direkter Einfluss auf die Höhe der kalkulatorischen Kosten	+	+	Ja
Anschlussdichte	Anzahl der Ausspeisepunkte pro Leitungslänge	+	+	Ja
Anzahl der Ausspeisepunkte	Direkter Einfluss auf die Höhe der kalkulatorischen Kosten	+	0	Skalierung
Ausgespeiste Jahresarbeit	direkte Auswirkung auf die Höhe der operativen Kosten; ggf. indirekter Einfluss auf Anzahl und Dimensionierung der Anlagen	+	0	Nein
Druckstufen	Direkter Einfluss auf die Höhe der kalkulatorischen und operativen Kosten	+	+/-	Nein

Fläche des versorgten Gebietes	Eher indirekte Auswirkung auf die Kostenhöhe	+	0	Nein
Leitungslänge	Ggf. direkter Einfluss auf die Höhe der kalkulatorischen Kosten	+	0	Skalierung
Netzstruktur/-topologie	Eher indirekter Einfluss auf die Höhe der kalkulatorischen Kosten	+	+/-	Nein
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	Direkte Auswirkung auf die Höhe der operativen Kosten; ggf. indirekter Einfluss auf Anzahl und Dimensionierung der Anlagen	+	0	Nein
Einfluss auf die Netzkosten: + direkter steigender Einfluss +/- Einfluss abhängig von genauer Ausgestaltung - direkter sinkender Einfluss 0 Kein direkter Einfluss				

.....

HINWEIS: Im Ergebnis werden die Parameter **Anschlussdichte** und **Altersstruktur** für die Abbildung der unterschiedlichen Kostenstrukturen in den Typnetzen gewählt. Der Parameter Anschlussdichte wird in die Parameterausprägungen hoch und niedrig verdichtet aufgeteilt, wobei sich einer statistischen Auswertung zufolge eine Unterscheidung bei rund 30 Anschlusspunkten pro km Netzlänge anbietet. Bei der Altersstruktur wird zwischen neueren Netzen mit einem Durchschnittsalter von unter 25 Jahren und älteren Netzen mit einem Durchschnittsalter von über 25 Jahren unterschieden.

Eine Anpassung der abhängigen operativen Kosten wird bei der Modellierung entsprechend vorgenommen. Die Parameter Anzahl der Ausspeisepunkte, ausgespeiste Jahresarbeit, Druckstufen, Fläche des versorgten Gebietes, Leitungslänge, Netzstruktur/-topologie und zeitgleiche Jahreshöchstlast werden nicht weiter berücksichtigt, da diesen nur ein geringer Einfluss auf die Höhe der spezifischen Kosten zugeschrieben wird. Die Parameter Leitungslänge und Ausspeisepunkte können zur Skalierung genutzt werden, um die Modellnetze in strukturell vergleichbare reale Teilnetze zu überführen.

II. DIE NACHFRAGESTRUKTUREN IM VERTEILNETZ

Neben der Entwicklung des Gesamtgasbedarfs, welche durch die ermittelten Nachfrageszenarien vorgegeben wird, muss zudem die Entwicklung der Gasnachfrage spezifisch für verschiedene Versorgungsaufgaben prognostiziert werden. Hierbei kann man erwarten, dass sich der Gasbedarf in Abhängigkeit von der Kundenstruktur unterschiedlich entwickeln wird.

HINWEIS: Der Parameter **Absatzdichte** wird implizit über eine hergeleitete Nachfragestruktur abgebildet. Eine hohe Absatzdichte wird definitorisch angenommen,

wenn 35 % der Gasnachfrage in einem Netz durch Industrie- und Gewerbetunden (RLM-Kunden) verbraucht werden – die restliche Gasnachfrage entfällt auf private Haushalts- und GHD-Kunden (SLP-Kunden). Dabei ergibt sich eine spezifische Ausspeisung von 120.000 kWh pro Ausspeisepunkt für die Nachfragestruktur mit hoher Absatzdichte. Eine niedrige Absatzdichte wird demgegenüber angenommen, wenn nur 10% der Gasnachfrage durch Industrie- und Gewerbetunden (RLM-Kunden) abgedeckt werden. Hinzu kommt eine leicht veränderte Nachfragestruktur bei SLP-Kunden mit einer Verschiebung hin zu mehr Einfamilienhäusern, wodurch auch die durchschnittliche Ausspeisung pro Ausspeisepunkt auf 40.000 kWh sinkt.

Die folgende Tabelle fasst die Erkenntnisse zur Einbeziehung von **Einflussfaktoren** in die zu **modellierenden Nachfragestrukturen** zusammen. Der Parameter Absatzdichte wird zur Definition unterschiedlicher Typnetze genutzt. Die demographische und wirtschaftliche Entwicklung sowie die Potentiale alternativer Wärmetechnologien werden hingegen implizit über die Szenarien mit einbezogen:

.....

Zwischenergebnis zur Einbeziehung von Einflussfaktoren Nachfragestrukturen

vgl. Tabelle 15 in Teil 4 WWS

Einflussfaktor	Erläuterung	Einfluss auf Nachfrage	Berücksichtigung bei Typnetzdefinition
Absatzdichte	Absatzdichte (Jahresarbeit pro Anschlusspunkt) als spezifischer Verbrauch der Anschlussnutzer; Einbeziehung in Typnetze mit zwei Parameterausprägungen: <ul style="list-style-type: none"> • Hohe Absatzdichte mit 120.000 kWh pro Anschlusspunkt • Niedrige Absatzdichte mit 40.000 kWh pro Anschlusspunkt 	+	Ja
Demographische und wirtschaftliche Entwicklung	Die demographische und wirtschaftliche Entwicklung hat einen wesentlichen Einfluss auf die Zahl der (potentiellen) Gasverbraucher im Netzgebiet und damit auf die Gasnachfrage.	+/-	Implizit über Szenarien
Potentiale alternativer Wärmetechnologien	Die Potentiale (insbesondere Vergleichskosten) alternativer Wärmetechnologien beeinflussen die Gasnachfrage.	+/-	Implizit über Szenarien
Einfluss auf die Gasnachfrage: + direkter steigender Einfluss +/- Einfluss abhängig von genauer Ausgestaltung - direkter sinkender Einfluss 0 Kein direkter Einfluss			

.....

III. WEITERE EINFLUSSFAKTOREN AUF DIE ZUKÜNFTIGE ENTWICKLUNG

Besondere Relevanz haben auch die in der Studie diskutierten **zusätzlichen Einflussfaktoren** auf die zukünftige Entwicklung von Verteilnetzen. Neben der direkten Versorgung von angeschlossenen Letztverbrauchern übernehmen Gasverteilnetze auch die Funktion der Weiterverteilung in nachgelagerte Netze sowie die Aufnahme erneuerbarer Gase. Diese Aspekte werden bei der Modellierung sowie bei der Ableitung der Handlungsempfehlungen implizit berücksichtigt.

Biomethaneinspeisung und die Einspeisung erneuerbarer Gase werden nicht in die quantitative Analyse aufgenommen, da nicht absehbar ist, ob diese in größerem Maßstab direkt auf Verteilnetzebene vorgenommen werden. Es ist wahrscheinlicher, dass ein **direkter Anschluss an die Fernleitungsnetze** erfolgt.

Ebenso erfolgt keine separate, explizite Modellierung von Netzen, die einen hohen Anteil an der Weiterverteilung der transportierten Gasmengen in nachgelagerte Verteilnetze haben. Einzelne Teilnetze solcher zumeist regionaler oder überregionaler Verteilnetze konnten jedoch einzelnen Typnetzen zugeordnet werden.

IV. ZUR DEFINITION TYPISierter MODELLNETZE

Auf Basis der zuvor ermittelten Typnetze werden für die anschließende Analyse **unterschiedliche Modellnetze** definiert. Dazu werden den Typnetzen konkrete Parameter für die identifizierten Dimensionen

- Absatzdichte,
- Anschlussdichte und
- Altersstruktur

zugeordnet sowie die sich daraus ergebende Kostenstruktur dargestellt.

Für ein gering verdichtetes Netz werden 21 Anschlüsse pro km Netzlänge und für ein stark verdichtetes Netz 48 Anschlüsse pro km Netzlänge unterstellt. Die Altersstruktur wird am gewichteten Durchschnittsalter aller Anlagengüter festgemacht. Das neuere Modellnetz liegt dabei bei durchschnittlich rund 18 Jahren, während die alten Modellnetze ein gewichtetes Durchschnittsalter von rund 27 Jahren aufweisen. Die Absatzdichte der Modellnetze wird, wie bereits beschrieben, definiert.

Darüber hinaus werden für die integrierte Planung zur Beurteilung der Wirtschaftlichkeit die operativen Aufwendungen für die jeweiligen Modellnetze ermittelt.

Aus der Kombination der verschiedenen Ausprägungen der Netzstrukturparameter lassen sich insgesamt folgende acht Modellnetze ableiten:



Darstellung der unterschiedlichen Modellnetze

vgl. Abb. 32 in Teil 4 WWS

		Anschlussdichte / Abnahmedichte				
Modellnetze		Anschlussdichte Abnahmedichte	hoch hoch	hoch niedrig	niedrig niedrig	niedrig hoch
Altersstruktur	Alt		I	II	III	IV
	Neu		V	VI	VII	VIII



Für diese acht Modellnetze wird die nachfolgende Analyse auf Grundlage einer integrierten Netzplanung durchgeführt.

C. ANALYSE DER AUSWIRKUNGEN AUF DIE MODELLNETZE

(VGL. TEIL 5 WWS)

Sowohl eine wirtschaftliche Analyse als auch die Abbildung von zukünftigen Netzentgeltszenarien setzt eine integrierte Planung voraus. Diese besteht in der Regel aus einer **abgestimmten Planung der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage**. Dabei werden üblicherweise neben der Gewinn- und Verlustrechnung, der Bilanz und der Kapitalflussrechnung wesentliche Bereiche in eigenen Teilplanungen abgebildet. Für einen Verteilnetzbetreiber stellt die Abbildung der Systematik der Regulierungsmechanismen als Grundlage der Planung der Umsatzerlöse und der damit verbundenen Wertschöpfung die zentrale Teilplanung dar. Hierbei werden in der Regel die Fortschreibung der Erlösobergrenzen sowie die Ableitung der Kostenentwicklung in eigenen Teilplanungen abgebildet.

Die Studie enthält für alle Modellnetze sowie für das Grundszenario eigenständige integrierte Netzplanungen, die mit dem Planungszeitraum von 2018 bis 2050 erarbeitet worden sind. Das Grundszenario dient als Referenz für den Vergleich der zukünftigen Netzentgeltszenarien. Im Grundszenario wurde davon ausgegangen, dass die Gasmengen über den gesamten Planungszeitraum unverändert bleiben.

I. ANALYSE POTENTIELLER NETZENTGELTSZENARIEN

Aufbauend auf dem Grundszenario erfolgt je Modellnetz eine Kalkulation für alle vier Nachfrageszenarien. In diesem ersten Schritt werden die Netzentgeltszenarien identifiziert, bei denen sich in den Nachfrageszenarien kritische Situationen bzgl. der Höhe der Netzentgelte ergeben. Der Vergleich der Höhe der Netzentgelte erfolgt hierbei zum jeweiligen Grundszenario des Modellnetzes ohne Veränderung der Mengenstruktur.

Aufgrund der sich jeweils im Vergleich ergebenden Höhe der Netzentgelte ist zu entscheiden, ob ein weiterer Netzbetrieb im Verhältnis zu konkurrierenden Technologien der Wärmezeugung unter Berücksichtigung der technischen und kostenseitigen Entwicklung möglich erscheint. Ab welchem Preis die Wärmeversorgung mit Erdgas insgesamt zu teuer wird, ist von verschiedenen Parametern abhängig (neben den Netzentgelthöhen auch von der Entwicklung der Energiepreise allgemein sowie der alternativen Technologiekosten).

Um sich diesem Punkt in der Analyse sinnvoll nähern zu können, wurde ein **typisierter Ansatz** gewählt. Aus dem Monitoringbericht 2017 der Bundesnetzagentur (BNetzA) und des Bundeskartellamts (BKartA) lässt sich entnehmen, dass die Bandbreite der Netzentgelte je Kundengruppe vergleichsweise groß ist. Für Haushaltskunden liegen derzeit die höchsten Netzentgelte bei 3,8 ct/kWh (ohne Messung und Abrechnung). Die Kosten bei den alternativen Technologien liegen derzeit nach unserer Erfahrung regelmäßig leicht bis deutlich über den aktuellen Endkundenpreisen für die Gaskunden. Dies bedeutet, dass die heutigen Netzentgelte für Gas, also auch bei den hohen Netzentgelten, tendenziell (gerade) noch konkurrenzfähig sind.

Wir erwarten, dass ab einem etwas höheren Entgelt allerdings **alternative Technologien zur Wärmeversorgung** eingesetzt werden und damit die **Wärmeerzeugung aus Erdgas** nach und nach verdrängt wird. Daher wird der Grenzpreis für die Modellnetze mit niedriger Absatzdichte bei einem Netzentgelt von 4,0 ct/kWh angesetzt.

HINWEIS: Für die Zwecke dieser Studie wird dieser Grenzpreis nicht um allgemeine Preissteigerungen angepasst, da davon ausgegangen wird, dass eine reale Absenkung des Benchmarks aufgrund von Kostendegressionseffekten bei konkurrierenden Technologien eintreten wird.

Für die Modellnetze mit hoher Absatzdichte wird vor dem Hintergrund der gleichen Überlegung – allerdings aktuell deutlich geringeren Netzentgelten – der Grenzpreis bei einem Netzentgelt von 2,5 ct/kWh angenommen. Aus den derzeitigen Marktverhältnissen lässt sich damit ableiten, dass andere Technologien bzw. Medien bevorzugt werden, wenn sich die Netzentgelte gegenüber dem Grundszenario über den Grenzpreis hinaus erhöhen. Dies bedeutet, dass für das jeweilige Modellnetz ab diesem Zeitpunkt eine Stilllegung wahrscheinlich wird.

Bzgl. der Beurteilung von realen Netzen ist zu beachten, dass diese aus **mehreren Teilnetzen mit unterschiedlichen Merkmalen** (bezogen auf die definierten Modellnetze) bestehen. Für das Gesamtnetz wird ein durchschnittliches Netzentgelt kalkuliert. Trotzdem werden die einzelnen Teilnetze die Netzentgelte zwingend mittelbar so stark beeinflussen, dass ein Netzbetreiber in der Regel die Überlegungen für die einzelnen Teilnetze letztendlich nach dem gleichen Kalkül vornehmen wird.

Bei der im Einzelfall für einzelne Modellnetzausprägungen angenommenen **Stilllegung** werden keine Rückbaukosten berücksichtigt. Implizit wird damit eine weitere Nutzung, bspw. als Leerrohre für andere Medien, angenommen. Die Modellnetze sind teilweise fremdfinanziert, so dass bei Stilllegung von einer Tilgung der verbliebenen Darlehen auszugehen ist und hierfür eine entsprechende Eigenkapitaleinlage erforderlich sein wird. Aufgrund der derzeitigen Marktgegebenheiten ist nicht davon auszugehen, dass die zum Zeitpunkt der Stilllegung für die Anlagen bestehenden kalkulatorischen Restwerte ggf. in anderen Geschäftsbereichen refinanziert werden können. Damit führt der Anlagenabgang zu einem tatsächlichen wirtschaftlichen Verlust in entsprechender Höhe. Dabei haben wir typisierend keine steuerliche Nutzung der entstehenden Verluste mit Gewinnen aus anderen Unternehmensbereichen angenommen.

Insgesamt werden nachfolgend die sich aus den acht Modellnetzen und vier Nachfrageszenarien ergebenden 32 Netzentgeltszenarien untersucht.

.....

Denkbare Netzentgeltszenarien, durchnummeriert

Vgl. Abb. 41 in Teil 5 WWS

		Modellnetze							
Netzentgelt-szenarien		I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII
		Anschlussdichte Abnahmedichte Altersstruktur	hoch hoch alt	hoch niedrig alt	niedrig niedrig alt	niedrig hoch alt	hoch hoch neu	hoch niedrig neu	niedrig niedrig neu
Marktentwicklungs-szenarien	Elektrifizierung	1	2	3	4	5	6	7	8
	Technologiemix	9	10	11	12	13	14	15	16
	PtG	17	18	19	20	21	22	23	24
	Trend . . .	25	26	27	28	29	30	31	32

.....

Aus den Berechnungen der Modellnetze bezogen auf alle Nachfrageszenarien ergeben sich – ohne jegliche betriebswirtschaftliche Reaktion des Netzbetreibers – die nachfolgend **zusammengefassten Entwicklungen der spezifischen Netzentgelte**:

Zusammenfassung Netzentgelthöhen

Vgl. Abb. 46 in Teil 5 WWS

		Modellnetze							
Netzentgelt-szenarien (2018-2050 in ct/kWh)		I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII
	Anschlussdichte	hoch	hoch	niedrig	niedrig	hoch	hoch	niedrig	niedrig
	Abnahmedichte	hoch	niedrig	niedrig	hoch	hoch	niedrig	niedrig	hoch
Altersstruktur	alt	alt	alt	alt	neu	neu	neu	neu	
Marktentwicklungs-szenarien	Elektrifizierung	0,52 - 13,85	1,27 - 118,3	2,14 - 200,3	0,81 - 21,66	0,53 - 12,51	1,31 - 104,2	2,24 - 170,0	0,84 - 18,77
	Technologiemix	0,51 - 1,97	1,24 - 6,73	2,10 - 11,39	0,79 - 3,08	0,52 - 1,78	1,28 - 5,92	2,19 - 9,66	0,82 - 2,67
	PtG	0,50 - 1,25	1,21 - 3,34	2,05 - 5,65	0,77 - 1,96	0,51 - 1,13	1,25 - 2,94	2,14 - 4,79	0,80 - 1,70
	Trend	0,48 - 0,80	1,18 - 2,06	1,99 - 3,48	0,75 - 1,25	0,50 - 0,72	1,22 - 1,81	2,08 - 2,95	0,78 - 1,08

Die Netzentgelte in den Modellnetzen mit der hohen Absatzdichte und dem Grenzpreis i. H. v. 2,5 ct/kWh können grundsätzlich etwas länger betrieben werden als die Modellnetze mit niedriger Absatzdichte und dem Grenzpreis i. H. v. 4,0 ct/kWh.

- Bei hoher Absatzdichte ergeben sich auch noch im Nachfrageszenario Technologiemix bei hoher Anschlussdichte akzeptable Netzentgelthöhen.
- Bei niedriger Absatzdichte ist kein Modellnetz bei der Gasnachfrage im Technologiemix über das Jahr 2050 hinaus wirtschaftlich vernünftig betreibbar.
- Bei niedriger Absatzdichte ergibt sich bereits im Nachfrageszenario Power to Gas, dass bei den Modellnetzen mit niedriger Anschlussdichte ein Weiterbetrieb über das Jahr 2050 hinaus nicht möglich ist.
- Beim Nachfrageszenario Elektrifizierung kann ohne Reaktion des Netzbetreibers kein Modellnetz bis zum Jahr 2050 betrieben werden.

Die **Altersstruktur** des Netzes ist für sich genommen **nicht entscheidungsrelevant**. Aus den Wirtschaftlichkeitsberechnungen ist allerdings ersichtlich, dass bei neuer Altersstruktur der Nettobarwert bei Stilllegung deutlich weniger negativ ist. Grundsätzlich weisen die Modellnetze mit der alten Altersstruktur anfänglich geringere Netzentgelte aus als die Modellnetze mit neuer Altersstruktur. Aufgrund des stärker zunehmenden Durchschnittsalters bei Modellnetzen mit anfänglich neuerer Altersstruktur sinkt, wegen der geringeren Reinvestitionen, der Kapitalkostenanteil. Demgegenüber steigen die operativen Aufwendungen stärker an, so dass sich insgesamt daraus im Jahr 2050 höhere Netzentgelte ergeben.

Auch der wirtschaftliche Verlust ist in den einzelnen Netzentgeltszenarien unterschiedlich stark ausgeprägt. Der wirtschaftliche Verlust wird ausgedrückt durch den negativen Nettobarwert gegenüber dem Grundscenario. Um eine relative Aussage treffen zu können, wird der negative Nettobarwert zur heutigen Anlagensubstanz ins Verhältnis gesetzt. Die Höhe des wirtschaftlichen Verlustes ist zum einen abhängig von der heutigen Anlagensubstanz des Teilnetzes, welches ausgedrückt wird durch den kalkulatorischen Restbuchwert zu Anschaffungs- und Herstellungskosten. Darüber hinaus ergibt sich auch eine Abhängigkeit vom Alter des Teilnetzes. Bei der alten Altersstruktur muss mehr reinvestiert werden, so dass bei Stilllegung noch mehr Anlagensubstanz verloren geht. Dies führt zu einem höheren Nettobarwertverlust. Darüber hinaus steigt auch der Nettobarwertverlust, je früher die Stilllegung notwendig wird. Aus den berechneten Netzentgeltszenarien ergeben sich die nachfolgenden verhältnismäßigen Wertverluste:

Zusammenfassung Wertverlust

vgl. Abb. 47 in Teil 5 WWS

		Modellnetze							
		I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII
Netzentgelt-szenarien	Anschlussdichte	hoch	hoch	niedrig	niedrig	hoch	hoch	niedrig	niedrig
	Abnahmedichte	hoch	niedrig	niedrig	hoch	hoch	niedrig	niedrig	hoch
	Altersstruktur	alt	alt	alt	alt	neu	neu	neu	neu
Marktentwicklungs-szenarien	Elektrifizierung	-16,6 %	-16,1 %	-20,1 %	-15,5 %	-5,3 %	-7,8 %	-15,1 %	-6,9 %
	Technologiemix	0,0 %	-15,9 %	-16,7 %	-14,6 %	0,0 %	-4,8 %	-9,5 %	-4,3 %
	PtG	0,0 %	0,0 %	-15,3 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	-4,5 %	0,0 %
	Trend	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
		0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %

EXKURS

Bei der Analyse der Wertverluste ist zudem zu beachten, dass sich unterschiedliche Auswirkungen auf den Effizienzwert ergeben können. Analysen zum Effizienzwert auf statischer Grundlage sind kritisch zu sehen. Für eine belastbare quantitative Analyse in Form einer dynamischen Betrachtung müssten auch die Veränderungen in allen anderen Gasverteilnetzen als Gesamtheit einbezogen werden. Die Veränderungen in der Kostenstruktur bzw. den Strukturdaten können im Rahmen dieser Untersuchung nur im Hinblick auf einzelne Modellnetze und nicht bezogen auf die Grundgesamtheit aller Gasverteilnetze abgeleitet werden. Qualitative Analyseergebnisse in Form von Tendenzaussagen können hingegen aus den Zusammenhängen abgeleitet werden. Auch ohne Beurteilung der Ausgangssituation des jeweiligen Modellnetzes unter Berücksichtigung der zu erwar-

tenden Herangehensweise bei der Effizienzmessung für die dritte Regulierungsperiode können daher nachfolgende Aussagen getroffen werden:

- Da sich die Kostensituation der einzelnen Modellnetze ohne Reaktion des Netzbetreibers nicht verändert, können sich Auswirkungen nur aus sich ggf. verändernden Strukturparametern ergeben.
- In den unterschiedlichen Nachfrageszenarien ändert sich grundsätzlich nur die Gasmenge.

Aus obiger Tabelle ergibt sich, dass damit direkt keiner der derzeit relevanten Strukturparameter betroffen ist. Mittelbar werden die rückläufigen Gasmengen, soweit die Mengenreduzierung zeitlich gleich verteilt ist, die Jahreshöchstlast beeinflussen. Dann würde sich die Jahreshöchstlast bei hoher Absatzdichte im Verhältnis zu niedriger Absatzdichte weniger stark verringern. Dadurch hätten Modellnetze innerhalb des gleichen Nachfrageszenarios mit hoher Absatzdichte bezogen auf den Effizienzwert einen Vorteil.

II. MÖGLICHE REAKTIONEN DER GASNETZBETREIBER

In der Studie folgt eine Darstellung der Auswirkung von möglichen Reaktionen der Netzbetreiber bezüglich einer Aktivierungsstrategie, ihrem Investitionsverhalten sowie von Einsparpotentialen im laufenden Aufwand. Dabei ist festzuhalten, dass ohne Reaktion des Netzbetreibers die spezifischen durchschnittlichen Netzentgelte bis zum Jahr 2050 häufig eine Höhe erreichen, die einen Weiterbetrieb nicht erlaubt.

1) Aktivierungsstrategie

Hierbei wird davon ausgegangen, dass die zu aktivierenden Investitionsauszahlungen für die Anlagengruppen der Leitungen um die Hälfte gemindert werden und dieses Volumen stattdessen als zusätzlicher Instandhaltungsaufwand nicht mehr aktiviert, sondern im Aufwand erfasst wird. Die Analyse der modellierten Anpassung bezogen auf die Aktivierungsstrategie zeigt in den Netzentgeltszenarien durchgehend, dass der wirtschaftliche Verlust im Falle der **Stilllegung eines Modellnetzes** geringer ausfällt. Bei den Modellnetzen I bis IV mit älterer Altersstruktur ist der wirtschaftliche Effekt aufgrund des größeren Volumens an Reinvestitionen im Planungszeitraum auch größer.

Allerdings führt die Umstellung der Aktivierungsstrategie hin zu einem höheren Aufwand bei Modellnetzen, bei denen von einem weiteren Netzbetrieb auszugehen ist, zu einer leichten wirtschaftlichen Verschlechterung. Auch die Netzentgelte steigen gegenüber den ursprünglichen Netzentgeltszenarien leicht an.

In der nachfolgenden Abbildung wird die Veränderung der Wertverhältnisse in Prozentpunkten gegenüber den ursprünglichen Netzentgeltszenarien zusammengefasst:

Zusammenfassung Wertveränderung bei Anpassung Aktivierungsstrategie

vgl. Abb. 53 in Teil 5 WWS

		Modellnetze							
Netzentgelt-szenarien		I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII
		Anschlussdichte Abnahmedichte Altersstruktur	hoch hoch alt	hoch niedrig alt	niedrig niedrig alt	niedrig hoch alt	hoch hoch neu	hoch niedrig neu	niedrig niedrig neu
Marktentwicklungs-szenarien	Elektrifizierung	+2,8 %	+1,9 %	+0,7 %	+1,8 %	+0,5 %	+0,3 %	+0,1 %	+0,3 %
	Technologiemix	-2,3 %	+2,9 %	+1,1 %	+3,0 %	-0,5 %	+0,4 %	+0,3 %	+0,6 %
	PtG	-2,4 %	-2,4 %	+2,5 %	-2,3 %	-0,5 %	-0,5 %	+0,4 %	-0,5 %
	Trend	-2,4 %	-2,4 %	-2,2 %	-2,3 %	-0,5 %	-0,5 %	-0,5 %	-0,5 %

Bezogen auf das jeweilige Grundscenario ergeben sich für jedes Netzentgeltszenario aus dem negativen Nettobarwert im Verhältnis zum anfänglichen kalkulatorischen Restbuchwert dennoch die nachfolgenden, teilweise erheblichen Wertminderungen:

Zusammenfassung Wertminderung bei Anpassung Aktivierungsstrategie

vgl. Abb. 54 in Teil 5 WWS

		Modellnetze							
Netzentgelt-szenarien		I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII
		Anschlussdichte Abnahmedichte Altersstruktur	hoch hoch alt	hoch niedrig alt	niedrig niedrig alt	niedrig hoch alt	hoch hoch neu	hoch niedrig neu	niedrig niedrig neu
Marktentwicklungs-szenarien	Elektrifizierung	-13,8 %	-14,2 %	-19,4 %	-13,7 %	-4,8 %	-7,5 %	-15,0 %	-6,6 %
	Technologiemix	-2,3 %	-13,0 %	-15,6 %	-11,6 %	-0,5 %	-4,4 %	-9,2 %	-3,7 %
	PtG	-2,4 %	-2,4 %	-12,8 %	-2,3 %	-0,5 %	-0,5 %	-4,1 %	-0,5 %
	Trend	-2,4 %	-2,4 %	-2,2 %	-2,3 %	-0,5 %	-0,5 %	-0,5 %	-0,5 %

Da aufgrund einer einheitlichen Aktivierungsstrategie für ein Unternehmen die einzelnen Modellnetze theoretisch nicht unterschiedlich behandelt werden können, ist eine Empfehlung, die Aktivierungsstrategie hin zu einer umfangreicheren Erfassung der Maßnahmen als Aufwand anzupassen, nicht grundsätzlich auszusprechen. Dies ist abhängig von dem erwarteten Nachfrageszenario sowie der Zusammensetzung eines zu beurteilenden Gesamtnetzes aus den verschiedenen Modellnetzen.

Hinsichtlich der Auswirkungen auf den Effizienzwert können folgende **qualitative Analyseergebnisse** in Form von Tendenzaussagen festgestellt werden:

- Das Gesamtvolumen der Maßnahmen im Gasverteilnetz bleibt gleich, so dass bis auf Zinseffekte die Kosten in ähnlicher Höhe anfallen.
- Diese Aussage trifft auf die verschiedenen Modellnetze nicht im gleichen Umfang zu: Bei älteren Modellnetzen mit im Zeitablauf früher anfallenden Reinvestitionen führt dies im Verhältnis zu neueren Modellnetzen zu höheren Kosten und damit einem schlechteren Effizienzwert.

2) Investitionsverhalten

Bezogen auf das Investitionsverhalten eines Netzbetreibers werden die Sensitivitäten der kritischen Netzentgeltszenarien analysiert. Hierbei wird davon ausgegangen, dass aufgrund des möglichen Endes des Netzbetriebs keine Leitungen mehr als Investitionsmaßnahme reinvestiert werden. Das heißt, dass das Gasverteilnetz bezogen auf das Anlagevermögen „auf Verschleiß“ gefahren wird. Bei den Modellnetzen mit älterer Altersstruktur ist der positive wirtschaftliche Effekt bezogen auf die Anpassung des Investitionsverhaltens größer als bei Modellnetzen mit neuerer Altersstruktur. Dies zeigt sich in den nachfolgenden Veränderungen gegenüber den Netzentgeltszenarien ohne Reaktion des Netzbetreibers. Hintergrund für die stärkere Auswirkung ist, dass bei den älteren Modellnetzen im Grundszenario ein höheres Volumen an Reinvestitionen erforderlich ist. Dadurch verringern sich auch die Netzentgelte und teilweise kann die Stilllegung um bis zu drei Jahre verschoben werden. Bei den neueren Modellnetzen ergibt sich überwiegend keine Verlängerung der möglichen Nutzung.

Die nachfolgende Abbildung fasst die Veränderung der Wertverhältnisse in Prozentpunkten gegenüber den ursprünglichen Netzentgeltszenarien zusammen:

Zusammenfassung Werteveränderung bei Anpassung Investitionsverhalten

vgl. Abb. 59 in Teil 5 WWS

		Modellnetze							
		I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII
Netzentgelt-szenarien	Anschlussdichte	hoch	hoch	niedrig	niedrig	hoch	hoch	niedrig	niedrig
	Abnahmedichte	hoch	niedrig	niedrig	hoch	hoch	niedrig	niedrig	hoch
	Altersstruktur	alt	alt	alt	alt	neu	neu	neu	neu
Marktentwicklungs-szenarien	Elektrifizierung	+11,3 %	+8,4 %	+4,0 %	+8,2 %	+1,6 %	+1,1 %	+0,6 %	+1,1 %
	Technologiemix	-0,7 %	+11,2 %	+7,5 %	+11,1 %	-0,1 %	+1,7 %	+2,1 %	+2,3 %
	PtG	-0,7 %	-0,7 %	+11,1 %	-0,4 %	-0,1 %	-0,1 %	+1,7 %	-0,1 %
	Trend	-0,7 %	-0,7 %	-0,4 %	-0,4 %	-0,1 %	-0,1 %	-0,1 %	-0,1 %

Bezogen auf die Modellnetze, die zuvor nicht stillgelegt werden mussten, ergibt sich durchgängig ein leicht negativer Nettobarwert. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass das Investitionsverhalten je Modellnetz isoliert angepasst wird. Damit kann der dargestellte negative Effekt bei unterschiedlicher Behandlung der jeweiligen Modellnetze verhindert werden.

Zu beachten ist darüber hinaus, dass die Auswirkungen bei den Modellnetzen, die nicht stillgelegt werden, trotz nicht durchgeführter Reinvestitionen unter der Annahme berechnet sind, dass diese weiter betrieben werden (Ansatz des Eigenkapitals und damit der kalkulatorischen Restbuchwerte zum Ende des Jahres 2050). Allerdings werden sich die nicht durchgeführten Reinvestitionen langfristig noch stärker negativ auswirken, da der Netzbetrieb über das Jahr 2050 hinaus ggf. nur mit deutlich erhöhten Investitionsauszahlungen oder Instandhaltungsaufwendungen möglich ist. Damit würde sich bei einer Fortführung des Netzbetriebs der bisher nur leicht negative Nettobarwert deutlich verschlechtern. Dann könnte aufgrund der weiter erhöhten Netzentgelte nach dem Jahr 2050 auch eine Stilllegung erforderlich werden.

Insgesamt sind die Effekte aus der Werterhöhung – bei Anpassung des Investitionsverhaltens gegenüber den Szenarien ohne Reaktion bei bisheriger Stilllegung – bei alter Altersstruktur stärker. Allerdings ist zu beachten, dass der Wertverlust der Modellnetze mit neuer Altersstruktur zuvor bereits kleiner als bei den Modellnetzen mit alter Altersstruktur ist. Wie in nachfolgender Abbildung dargestellt, bleibt der wirtschaftliche Verlust bei den neueren Modellnetzen gegenüber den entsprechenden Modellnetzen mit älterer Altersstruktur weiterhin geringer. Hier wird der Wertverlust, bezogen auf den negativen Nettobarwert und das Verhältnis zum kalkulatorischen Restbuchwert, gegenüber dem jeweiligen Grundscenario dargestellt.

Zusammenfassung Wertminderung bei Anpassung Investitionsverhalten

vgl. Abb. 60 in Teil 5 WWS

		Modellnetze							
		I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII
Netzentgelt-szenarien	Anschlussdichte	hoch	hoch	niedrig	niedrig	hoch	hoch	niedrig	niedrig
	Abnahmedichte	hoch	niedrig	niedrig	hoch	hoch	niedrig	niedrig	hoch
	Altersstruktur	alt	alt	alt	alt	neu	neu	neu	neu
Marktentwicklungs-szenarien	Elektrifizierung	-5,3 %	-7,7 %	-16,1 %	-7,3 %	-3,7 %	-6,7 %	-14,5 %	-5,8 %
	Technologiemix	-0,7 %	-4,7 %	-9,2 %	-3,5 %	-0,1 %	-3,1 %	-7,4 %	-2,0 %
	PtG	-0,7 %	-0,7 %	-4,2 %	-0,4 %	-0,1 %	-0,1 %	-2,8 %	-0,1 %
	Trend	-0,7 %	-0,7 %	-0,4 %	-0,4 %	-0,1 %	-0,1 %	-0,1 %	-0,1 %

Im Hinblick auf die Entwicklung des Effizienzwerts ist festzuhalten, dass die Kosten bei den Modellnetzen mit einer alten Altersstruktur verhältnismäßig schneller abnehmen werden als bei Modellnetzen mit einer neuen Altersstruktur. Die Instandhaltungs- und Wartungskosten nehmen mit dem steigenden Durchschnittsalter zu. Da nicht investiert wird, nehmen die Kapitalkosten aber noch stärker ab. Dadurch wird eine Verbesserung des Effizienzwerts bei diesen Modellnetzen erreicht.

Ein angepasstes Investitionsverhalten zeitigt einen größeren positiven wirtschaftlichen Effekt bei älteren Modellnetzen als bei neueren Modellnetzen. Grund sind die daraus folgenden geringeren Netzentgelte und eine möglicherweise verschobene Stilllegung.

3) Einsparpotentiale im laufenden Aufwand

Soweit bei Gasnetzbetreibern ein Einsparpotential bzgl. der bisherigen Instandhaltungs- und Wartungskosten bestehen sollte, würde sich dies kumuliert mit den Effekten aus den nicht durchgeführten Reinvestitionen deutlich positiv auswirken.

Bei zwei Netzentgeltszenarien im Technologiemix mit hoher Absatzdichte können die Netzentgelte so stark gemindert werden, dass ein weiterer Betrieb bis zum Jahr 2050 möglich erscheint. Hierbei wird auch in der Folgezeit von einem weiteren Betrieb ausgegangen, was aber durch den rein auf Abnutzung des Netzes basierten Betrieb infrage gestellt werden könnte. Bei vier weiteren Szenarien ergibt sich ebenfalls kein Wertverlust mehr, sondern eine Werterhöhung. Insgesamt kann die Stilllegung bei zehn der sechzehn Netzentgeltszenarien verschoben werden. Die Wertveränderungen gegenüber den Grundscenarien stellen sich zusammenfassend je Netzentgeltszenario wie folgt dar:

Zusammenfassung Wertveränderung bei zusätzlicher Instandhaltungseinsparung

vgl. Abb. 65 in Teil 5 WWS

		Modellnetze							
		I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII
Netzergelt-szenarien	Anschlussdichte	hoch	hoch	niedrig	niedrig	hoch	hoch	niedrig	niedrig
	Abnahmedichte	hoch	niedrig	niedrig	hoch	hoch	niedrig	niedrig	hoch
	Altersstruktur	alt	alt	alt	alt	neu	neu	neu	neu
Marktentwicklungs-szenarien	Elektrifizierung	-0,5 %	-3,0 %	-10,2 %	-2,6 %	-0,7 %	-2,9 %	-12,0 %	-2,8 %
	Technologiemix	-	+0,5 %	-4,2 %	+3,7 %	-	+0,2 %	-3,9 %	+2,6 %
	PtG	-	-	+0,5 %	-	-	-	+0,4 %	-
	Trend	-	-	-	-	-	-	-	-

Die Auswirkungen der Einsparung in den Instandhaltungs- und Wartungskosten, kumuliert mit den nicht durchgeführten Reinvestitionen, ist stark von den Möglichkeiten eines Netzbetreibers abhängig. Selbst bei hohem Potential sind in allen Modellnetzen im Nachfrageszenario Elektrifizierung wirtschaftliche Verluste zu erwarten. Besonders betroffen sind hierbei die Modellnetze mit niedriger Anschluss- und Absatzdichte. Dies betrifft auch, unabhängig von der Altersstruktur, die entsprechenden Modellnetze bei der Gasnachfrage im Technologiemix.

HINWEIS: Betreffend die Entwicklung des Effizienzwerts ergeben sich vergleichbare Schlussfolgerungen wie bei der isolierten Änderung des Investitionsverhaltens. Zusätzlich zu den geringeren Kapitalkosten werden auch bei den Instandhaltungs- und Wartungskosten Anteile eingespart. Bei den Modellnetzen mit alter Altersstruktur bestehen höhere Instandhaltungs- und Wartungskosten. Damit haben diese ein höheres Einsparpotential, so dass mit einer weiteren Verbesserung des Effizienzwerts zu rechnen ist. Für die weitere Analyse insbesondere der kumulierten Auswirkungen werden die Einsparpotentiale im laufenden Aufwand nicht mehr betrachtet, da die Umsetzbarkeit vor dem Hintergrund eines sicheren Netzbetriebs kritisch zu betrachten ist.

Das Szenario „vollständige Elektrifizierung“ zieht über die verschiedenen Modellnetze hinweg wirtschaftliche Verluste nach sich, auch bei einem hohen Potential bei der Einsparung von Instandhaltungs- und Wartungskosten und nicht durchgeführten Reinvestitionen.

4) Zusammenfassung – Mögliche Reaktionen der Netzbetreiber

Insgesamt zeigt sich, dass bei der Hälfte der Netzentgeltszenarien nicht von einem Netzbetrieb bis zum bzw. über das Jahr 2050 hinaus auszugehen ist. Noch deutlicher wird diese Aussage, wenn das Nachfrageszenario „Trend“, das zu einem deutlichen Verfehlen der Klimaschutzziele führen würde, nicht in die Betrachtung einbezogen wird: Dann zeigt sich sogar bei 2/3 der Netzentgeltszenarien, dass der Weiterbetrieb der Gasverteilnetze hochgradig gefährdet ist. Dies liegt an den sehr deutlich steigenden Netzentgelten, die sich aufgrund der sinkenden Gasnachfrage in den einzelnen Nachfrageszenarien ergeben. Für diese Modellnetze ist eine Stilllegung zu erwarten.

Die möglichen Reaktionen der Netzbetreiber für die betroffenen Netzentgeltszenarien mildern zwar die negativen wirtschaftlichen Folgen ab, können diese aber nicht vollständig kompensieren. Dies gilt insbesondere für die Nachfrageszenarien Elektrifizierung, überwiegend für Technologiemix und vereinzelt auch für Power-to-Gas.

Trotz der Handlungsmöglichkeiten der Netzbetreiber, die insbesondere in der Anpassung der Aktivierungsstrategie oder des Investitionsverhaltens liegen können, ergibt sich einzeln betrachtet eine Verbesserung; gegenüber dem Status quo wird eine wirtschaftliche Verschlechterung jedoch nicht verhindert. Diese Reaktionen sind mangels getätigter Reinvestitionen bei Anpassung des Investitionsverhaltens auch nicht kombinierbar.

Neben den dargestellten Reaktionen der Netzbetreiber wird daher nachfolgend untersucht, wie sich punktuelle Änderungen im derzeitigen Regulierungssystem auf die Modellnetze mit den jeweiligen Nachfrageszenarien auswirken.

III. ANPASSUNG DES REGULATORISCHEN RAHMENS

Die nachfolgenden Untersuchungen sollen zeigen, ob eine Anpassung des heutigen Regulierungssystems aus wirtschaftlicher Sicht zielführend ist.

1) Kürzere kalkulatorische Nutzungsdauern

Bei Anwendung der **kürzeren Nutzungsdauern** ab dem Jahr 2018 für alle seit dem Jahr 1995 aktivierten Leitungstypen zeigt sich, dass die Netzentgelte anfänglich höher sind und dann im Zeitablauf unter das ursprüngliche Niveau absinken. Dies ist grundsätzlich vorteilhaft, da gerade in den späteren Jahren die Netzentgelte in einzelnen Netzentgeltszenarien eine kritische Höhe erreichen und dieses Problem dadurch etwas entschärft wird.

Allerdings sind die Absenkungen und damit der positive Effekt in den einzelnen Szenarien unterschiedlich groß. Bei neuerer Altersstruktur ergibt sich in sieben der acht kritischen Szenarien eine Verschiebung der Stilllegungen auf spätere Jahre, meist allerdings nur um ein Jahr, vereinzelt auch um zwei bzw. drei Jahre. Bei älterer Altersstruktur ergibt sich bei den acht kritischen Szenarien nur bei fünf Szenarien eine Verschiebung der Stilllegung um jeweils ein Jahr.

Der wirtschaftliche Verlust bei Stilllegung verringert sich insbesondere durch den geringeren Restbuchwert zum Ende des Planungszeitraums. Der Effekt ist in den einzelnen Netzentgelt-szenarien unterschiedlich groß. Die Bandbreite zeigt eine Verbesserung von 0,7 % bis 10 %.

Wir haben eine entsprechende Anwendung der kürzeren Nutzungsdauern, auch bezogen auf die Netzentgeltszenarien, die grundsätzlich nicht als kritisch beurteilt wurden, untersucht. Gegenüber den Szenarien ohne Anpassung zeigt sich, dass hier in geringem Umfang ein wirtschaftlicher Verlust entsteht (Bandbreite 0,0 % bis -0,9 %).

Nachfolgend sind die Wertveränderungen in Prozentpunkten gegenüber den ursprünglichen Netzentgeltszenarien zusammengefasst dargestellt:



Zusammenfassung Wertveränderung bei Nutzungsdauerkürzung

vgl. Abb. 71 in Teil 5 WWS

Modellnetze

Netzentgelt-szenarien	Modellnetze								
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	
Anschlussdichte	hoch	hoch	niedrig	niedrig	hoch	hoch	niedrig	niedrig	
Abnahmedichte	hoch	niedrig	niedrig	hoch	hoch	niedrig	niedrig	hoch	
Altersstruktur	alt	alt	alt	alt	neu	neu	neu	neu	
Elektrifizierung	+3,7 %	+5,1 %	+7,8 %	+4,8 %	+1,5 %	+4,4 %	+10,0 %	+3,5 %	
Technologiemix	-0,3 %	+3,4 %	+6,4 %	+2,9 %	-0,9 %	+0,7 %	+6,4 %	+0,3 %	
PtG	-0,3 %	-0,2 %	+3,7 %	-0,1 %	-0,9 %	-0,8 %	+0,8 %	-0,5 %	
Trend	-0,3 %	-0,2 %	0,0 %	-0,1 %	-0,9 %	-0,8 %	-0,6 %	-0,6 %	



Bezogen auf die Modellnetze, die zuvor nicht stillgelegt werden mussten, ergibt sich zwar durchgängig ein leicht negativer Nettobarwert, allerdings könnte die Anwendung der kürzeren Nutzungsdauern theoretisch auch differenziert nach einzelnen Teilnetzen vorgenommen werden. In der Praxis ergibt sich zum Teil das Problem, dass eine Differenzierung bezogen auf die historischen kalkulatorischen Werte nur schwer möglich ist.

Bei Anwendung der kürzeren Nutzungsdauern zeigt sich im Ergebnis, dass insbesondere bei den Modellnetzen mit älterer Altersstruktur die wirtschaftlichen Verluste, die durch das

Verhältnis des negativen Nettobarwerts zum kalkulatorischen Vermögen zu Planungsbeginn ausgedrückt werden, immer noch erheblich sind:

.....

Zusammenfassung Wertminderung bei Nutzungsdauerkürzung

vgl. Abb. 72 in Teil 5 WWS

		Modellnetze							
Netzentgelt-szenarien		I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII
		Anschlussdichte Abnahmedichte Altersstruktur	hoch hoch alt	hoch niedrig alt	niedrig niedrig alt	niedrig hoch alt	hoch hoch neu	hoch niedrig neu	niedrig niedrig neu
Marktentwicklungs-szenarien	Elektrifizierung	-12,8 %	-11,0 %	-12,4 %	-10,7 %	-3,8 %	-3,4 %	-5,1 %	-3,4 %
	Technologiemix	-0,2 %	-12,5 %	-10,3 %	-11,7 %	-0,8 %	-4,1 %	-3,2 %	-3,9 %
	PtG	-0,2 %	-0,1 %	-11,6 %	0,0 %	-0,9 %	-0,8 %	-3,8 %	-0,5 %
	Trend	-0,2 %	-0,2 %	0,0 %	-0,1 %	-0,9 %	-0,8 %	-0,6 %	-0,6 %

.....

Schaut man an dieser Stelle bereits einmal auf mögliche Änderungen am regulierungsrechtlichen Rahmen, so erscheint eine **Anpassung der unteren Bandbreite der Nutzungsdauern** nach Anlage 1 der GasNEV vorteilhaft. Daneben müsste es aber auch zulässig sein, für in der Vergangenheit gewählten Nutzungsdauern eine Anpassung für die Zukunft vorzunehmen (**Nutzungsdauerwechsel**).

Bei den Modellnetzen mit einer neuen Altersstruktur erhöht die Anpassung der Nutzungsdauern die Kapitalkosten anfänglich stärker. Damit verbessert sich der Effizienzwert der Modellnetze mit alter Altersstruktur. Im weiteren Zeitverlauf kehrt sich der Effekt um.

2) Höherer kalkulatorischer Eigenkapitalzins durch Berücksichtigung eines Wagniszuschlags

Aus den Berechnungen der kritischen Netzentgeltszenarien ergibt sich eine Bandbreite von notwendigen zusätzlichen Wagniszuschlägen von 1,4 %-Punkten bis 8,5 %-Punkten. Bei diesen Wagniszuschlägen würde sich trotz Stilllegung jeweils ein Nettobarwert von Null ergeben, so dass ein wirtschaftlicher Verlust vermieden werden könnte.

Bei Berücksichtigung des zusätzlichen Wagniszuschlags ergeben sich jeweils höhere Netzentgelte, die um bis zu 20 % über denen der ursprünglichen Netzentgeltszenarien liegen. Vereinzelt ist durch die Netzentgeltsteigerung bei Überschreiten des jeweiligen Grenzpreises eine um bis zu zwei Jahre frühere Stilllegung notwendig. Dies erfordert wiederum iterativ eine weitere Erhöhung des Wagniszuschlags.

Die notwendige Höhe des zusätzlichen Wagniszuschlags stellt sich je Netzentgeltszenario wie folgt dar:

.....

Zusätzlicher Wagniszuschlag im kalkulatorischen Eigenkapitalzins

vgl. Abb. 77 in Teil 5 WWS

		Modellnetze							
Netzentgelt-szenarien		I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII
		Anschlussdichte Abnahmedichte Altersstruktur	hoch hoch alt	hoch niedrig alt	niedrig niedrig alt	niedrig hoch alt	hoch hoch neu	hoch niedrig neu	niedrig niedrig neu
Marktentwicklungs-szenarien	Elektrifizierung	4,7 %	5,1 %	8,5 %	4,5 %	1,7 %	2,7 %	7,5 %	2,3 %
	Technologiemix	-	4,5 %	6,0 %	4,1 %	-	1,6 %	3,7 %	1,4 %
	PtG	-	-	4,6 %	-	-	-	1,6 %	-
	Trend	-	-	-	-	-	-	-	-

.....

Soweit die Wahrscheinlichkeit für den Eintritt aller 32 Netzentgeltszenarien gleichverteilt wäre, läge ein angemessener zusätzlicher Wagniszuschlag bei rund 2 %.

3) Weitere Anwendung des Sockeleffekts

Darüber hinaus gibt es die Möglichkeit, dem Netzbetreiber grundsätzlich eine höhere Refinanzierungsmöglichkeit als im derzeitigen System vorgesehen, zuzugestehen. Mit der ARegV-Novelle, die ab der dritten Regulierungsperiode wirkt, wurde für Anlagenzugänge der Jahre 2007 bis 2016 eine Ausnahme bei der Berechnung des Kapitalkostenabzuges für die dritte Regulierungsperiode geschaffen. Bereits vor Verabschiedung wurde in der Branche diskutiert, ob diese Ausnahme nicht auch für die vierte Regulierungsperiode gefordert werden sollte.

Bei den Modellnetzen mit alter Altersstruktur verbessert sich der Nettobarwert jeweils um rund € 0,2 Mio. und damit um 0,6 bis 0,7 %-Punkte gegenüber dem ursprünglichen Netzentgeltszenario ohne Reaktion. Damit ergibt sich für die Netzentgeltszenarien mit Stilllegung weiterhin ein deutlicher Wertverlust.

Bei neuerer Altersstruktur verbessert sich der Nettobarwert jeweils um rund € 0,3 bis 0,4 Mio. und damit um 0,8 bis 0,9 %-Punkte gegenüber dem ursprünglichen Netzentgeltszenario ohne Reaktion. Auch für diese Netzentgeltszenarien mit Stilllegung ist weiterhin ein deutlicher Wertverlust zu verzeichnen.

Dies bedeutet, dass eine weitere Anwendung der Regelungen zum Sockeleffekt für die vierte Regulierungsperiode zwar einen positiven Effekt hat, dieser aber wertmäßig fast vernachlässigt werden kann. Dies gilt für alle Netzentgeltszenarien und auch die Auswirkungen auf den Effizienzwert.

4) Kalkulatorische Anerkennung von Verlusten aus Anlagenabgängen

Die derzeitige Anerkennungspraxis der Regulierungsbehörden bezogen auf die Verluste aus Anlagenabgängen ist nach unserer Erfahrung uneinheitlich. Darüber hinaus ergibt sich auch systematisch das Problem, dass die Buchverluste nicht nur im Basisjahr, sondern im Zeitablauf verteilt anfallen. Damit ist die Refinanzierung eher zufällig. Die übliche Regulierungspraxis ist, dass einmalige Kosten im Basisjahr gefünftelt werden oder ein Durchschnittswert über fünf Jahre angesetzt wird. Letzteres würde am ehesten zu einer angemessenen Refinanzierung führen.

Da die spezifischen Netzentgelte insbesondere beim Nachfrageszenario Elektrifizierung im Zeitablauf aber schon stark ansteigen, wird dieser Effekt dadurch noch verstärkt. Damit wird das **Refinanzierungsproblem nur temporär abgemildert** und **keine umfassende Refinanzierung** gewährleistet.

Nimmt man eine Stilllegung sowohl im Szenario „Technologiemix“ als auch im Szenario „Power to Gas“ an und geht gleichzeitig von einer Zusammensetzung des Verteilnetzes aus verschiedenen Teil(modell-)netzen aus, dann können die **wirtschaftlichen Verluste** gegenüber einer Einzelbetrachtung **deutlich gemindert** werden und ein **weiterer Betrieb des übrigen Verteilnetzes wäre möglich**, wenn die kalkulatorischen Buchverluste angemessen anerkannt werden.

5) Zusammenfassung zu möglichen Anpassungen des Regulierungssystems

Auch bei den denkbaren Anpassungen im Regulierungssystem zeigt sich, dass jede Anpassung für sich allein die Auswirkungen aus den sich verändernden Gasnachfrageentwicklungen nur unzureichend abmildert.

Aus der kumulierten Anpassung von

- kürzeren kalkulatorischen Nutzungsdauern,
- zusätzlichem Wagniszuschlag im kalkulatorischen Eigenkapitalzinssatz für Neu- und Altanlagevermögen,
- Verlängerung der Regelungen zum Sockeleffekt und
- einer angemessenen Anerkennung von kalkulatorischen Buchverlusten

könnte für die drei **Nachfrageszenarien Trend, Power to Gas** und **Technologiemix** eine Abschwächung der negativen Effekte für Gasverteilnetzbetreiber erreicht werden.

Den **stärksten Effekt** hat hierbei eine **Verkürzung der Nutzungsdauern**. Die Wirkung der Anerkennung von kalkulatorischen Buchverlusten ist hingegen stark von der Durchmischung eines Gasverteilnetzes bestehend aus den verschiedenen Modellnetzen abhängig. Beim Wagniszuschlag würde bereits eine 1 %-ige Erhöhung des Risikozuschlags eine erhebliche Verbesserung bewirken. Diese Größenordnung ist auch vor dem Hintergrund der Spielräume bei der Zinsab-
leitung nicht völlig unrealistisch. Hierzu wäre eine entsprechend systematische Argumentation und faktenbasierte Unterlegung im Festlegungs- bzw. Beschwerdeverfahren erforderlich.

Sollte sich die Gasnachfrage jedoch wie im **Nachfrageszenario Elektrifizierung** entwickeln, werden auch diese Aspekte insgesamt einen weiteren Betrieb der Gasverteilnetze nicht ermöglichen und erhebliche negative wirtschaftliche Konsequenzen für die betreffenden Modellnetze verbleiben.

IV. ZUSAMMENFASSUNG: GESAMTBETRACHTUNG DER AUSWIRKUNGEN

Die untersuchten Netzentgeltszenarien sind kategorisiert nach acht Modellnetzen und vier Nachfrageszenarien. Bezogen auf die unterschiedlichen Gasnachfrageentwicklungen lassen sich die nachfolgenden Schlussfolgerungen ziehen:

- **Elektrifizierung:**

Bei der bis zum Jahr 2050 **rückgängigen Gasnachfrage** auf nur noch **1,5 % bis 5,2 %** des Ausgangsvolumens kann **keines der Modellnetze** bis zu diesem Zeitpunkt **betrieben werden**. Aufgrund der abweichenden Kostenstrukturen der Modellnetze unterscheiden sich lediglich die kritischen Zeitpunkte für eine voraussichtliche Stilllegung und die Höhe des wirtschaftlichen Verlusts. Die **Modellnetze mit der neueren Altersstruktur** sind hier gegenüber denen mit älterer Altersstruktur **im Vorteil**.

Die Möglichkeiten des Netzbetreibers bzgl. der nicht mehr durchgeführten Reinvestitionen oder des Aktivierungsverhaltens können einen Weiterbetrieb bis zum Jahr 2050 nicht mehr abdecken. Lediglich die Höhe des wirtschaftlichen Verlusts durch die mangelnde Refinanzierung zum Zeitpunkt der Stilllegung kann bedingt durch die Anpassung des Verhaltens gemildert werden.

Auch die denkbare Kombination der Verhaltensänderung mit Anpassungen in der Regulierungssystematik, die dem Grunde nach aber lediglich den wirtschaftlichen Verlust in den Fällen der Stilllegung mindert, führt nur bei Kumulierung aller Effekte und selbst dann nur in wenigen Fällen zu einer positiven wirtschaftlichen Gesamtsituation.

- **Technologiemix:**

Die **Gasnachfrage** bis zum Jahr 2050 wird auf **26,1 % bis 36,5 %** des Ausgangsvolumens zurückgehen. Dies bedeutet für sechs der acht Modellnetze, dass auch hier **kein Weiterbe-**

trieb bis zu diesem Zeitpunkt möglich ist. **Lediglich die Modellnetze mit hoher Anschluss- und Absatzdichte** können – unabhängig von der Altersstruktur – **weiterhin betrieben** werden. Auch hier zeigt sich, dass der wirtschaftliche Verlust und der Zeitpunkt der Stilllegung bei Netzen mit neuerer Altersstruktur geringer ist bzw. später erfolgt als bei den Modellnetzen mit älterer Struktur. Die Modellnetze mit niedriger Abnahme- und Anschlussdichte sind am stärksten betroffen.

Die mögliche Verhaltensänderung des Netzbetreibers bzgl. der nicht mehr durchgeführten Reinvestitionen oder des Aktivierungsverhaltens mildern, wie auch im Nachfrageszenario Elektrifizierung, den wirtschaftlichen Verlust für die sechs kritischen Modellnetze ab, können aber einen Weiterbetrieb bis zum Jahr 2050 nicht ermöglichen.

In Kombination mit Anpassungen in der Regulierungssystematik ergibt sich bei Kumulierung aller Effekte teilweise eine positive wirtschaftliche Gesamtsituation. Ein Weiterbetrieb der sechs kritischen Modellnetze bis zum Jahr 2050 ist aber dennoch nicht möglich.

- **Power to Gas:**

Bis zum Jahr 2050 wird die **Gasnachfrage** auf **52,6 % bis 57,4 %** des Ausgangsvolumens zurückgehen. Hier zeigt sich, dass immer noch **die zwei Modellnetze mit kombinierter niedriger Anschluss- und Absatzdichte** – unabhängig von der Altersstruktur – **nicht bis zum Jahr 2050 betrieben** werden können. Erklärbar wird dies dadurch, dass auch in den Nachfragszenarien Power to Gas erhebliche Endenergieeinsparungen unterstellt und zugrunde gelegt werden.

Die mögliche Verhaltensänderung des Netzbetreibers bzgl. der nicht mehr durchgeführten Reinvestitionen oder des Aktivierungsverhaltens mildern ebenfalls den wirtschaftlichen Verlust für die zwei kritischen Modellnetze ab, können aber einen **Weiterbetrieb bis zum Jahr 2050 nicht ermöglichen**.

In Kombination mit Anpassungen in der Regulierungssystematik ergibt sich bei Kombination der größeren Effekte eine positive wirtschaftliche Situation für die beiden Modellnetze. Ein Weiterbetrieb bis zum Jahr 2050 ist trotzdem nicht möglich.

- **Trend:**

Bei der bis zum Jahr 2050 **rückgängigen Gasnachfrage** auf **85,3 % bis 90,2 %** des Ausgangsvolumens können **alle Modellnetze** bis zum Ende des Beurteilungszeitraums im Jahr 2050 **betrieben** werden.

Eine **Umstellung des Verhaltens** bzw. **Anpassungen des Regulierungssystems** sind **weder für den Weiterbetrieb noch für die Wirtschaftlichkeit notwendig**. Hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit können sich Veränderungen in der dargestellten Art und Weise dann auch negativ auswirken.

Allerdings würden auch sämtliche Klimaschutzziele 2050 deutlich verfehlt.

Bzgl. der Einteilung in die Modellnetze können die nachfolgenden **Grundsatzaussagen** festgehalten werden:

- **Modellnetz I und V mit jeweils hoher Abnahme- und Anschlussdichte:**
Diese Modellnetze weisen im Verhältnis zu den hohen Gasmengen eine günstige Kostenstruktur auf und können daher auch bei stark sinkender Gasnachfrage am längsten betrieben werden.
- **Modellnetz III und VII mit jeweils niedriger Abnahme- und Anschlussdichte:**
Diese Modellnetze weisen im Verhältnis zu den geringen Gasmengen eine ungünstige Kostenstruktur auf und können **am wenigsten lange betrieben** werden.
- **Modellnetz V bis VIII mit neuer Altersstruktur:**
Bei diesen Modellnetzen ist der wirtschaftliche Verlust im Falle der Stilllegung **geringer** als bei den Modellnetzen mit älterer Altersstruktur.

Die Analyse hat gezeigt, dass die Anschlussdichte keinen besonders signifikanten Einfluss auf die Entscheidungen und Ergebnisse hat. Die Anschlussdichte verstärkt lediglich die Effekte, die sich aufgrund der Altersstruktur eines Modellnetzes ergeben.

HINWEIS: Um auf die jeweils erwartete Nachfrageentwicklung angemessen reagieren zu können, ist aus Sicht des Netzbetreibers eine Analyse seines Gesamtnetzes, bezogen auf die enthaltenen Teilnetze, erforderlich. Entscheidend ist dabei, dass zunächst kritische Teilnetze identifiziert werden. Bei untergeordneter Bedeutung aller identifizierten kritischen Teilnetze für das Gesamtnetz besteht kein besonderer Handlungsdruck. Bei wesentlicher Bedeutung von Teilnetzen mit wahrscheinlicher Stilllegung im Betrachtungszeitraum besteht dringender Handlungsbedarf. Das für den konkreten Einzelfall optimale Maßnahmenpaket kann aus einer Simulation für das Gesamtnetz mit den jeweiligen Stilllegungen abgeleitet werden.

Bei den Überlegungen zu einem bestimmten Gasverteilnetz sind auch die in den Methoden zur Analyse der Auswirkungen auf den Netzbetreiber beschriebenen denkbaren Abweichungen zu realen Gasverteilnetzen bezogen auf die getroffenen Annahmen zu berücksichtigen. Die Ableitungen aus der Analyse für ein konkretes Gasverteilnetz können aufgrund der dort erläuterten Themen abweichen und erfordern eine individuelle Analyse.

D. RECHT UND REGULIERUNG

(VGL. TEIL 6 WWS)

Der abschließende Teil stellt nach einem Überblick über die rechtlichen Anforderungen an die Betreiber eines Verteilnetzes nach dem heutigen **Status quo** die **Hindernisse und Hemmnisse** dar, die sich aus diesen Maßgaben **vor dem Hintergrund der Wärmewende** ergeben können. Aber auch **Möglichkeiten, gestalterisch tätig zu werden** und **Einfluss auf die Entwicklungen** zu nehmen, werden aufgeführt. Abschließend finden sich Vorschläge für **mögliche Änderungen** am rechtlich-regulatorischen Rahmen, um die nachteiligen Auswirkungen des bestehenden Regulierungsrahmens auf kommunale Energieversorgungsunternehmen möglichst gering zu halten.

I. STATUS QUO

Auswirkungen auf den Netzbetrieb haben neben der Genehmigung desselben vor allem die Vergabe von Konzessionen sowie die aus §§ 17, 18 und 20 EnWG folgenden Pflichten zum Netzanschluss und zur Gewährung von Zugang zum Netz. Darüber hinaus hat der Netzbetreiber sich innerhalb des regulatorischen Rahmens der Anreizregulierung zu bewegen, was insbesondere eine sachgerechte Ermittlung der Netznutzungsentgelte einschließt. Zusätzlich hat er verschiedene Sicherungspflichten zu beachten. Mittelbar wirken sich zudem verschiedene Steuern, Abgaben und Umlagen auf den Netzbetrieb aus.

II. HINDERNISSE UND HEMMNISSE

Bei der Abwägung, ob der Gasnetzbetreiber im Rahmen der Regeln zum **Netzanschluss** ein **Recht zum Rückbau** hat oder ob ihm gar eine Pflicht zum Rückbau der Netzinfrastruktur auferlegt werden kann, muss die Regulierungsbehörde verschiedene Faktoren berücksichtigen. Für die wirtschaftliche (Un-)Zumutbarkeit sind hier vor allem die mangelnde Leistungsgerechtigkeit sowie das Gebot der Preisgerechtigkeit (zur Wahrung der schutzwürdigen Interessen der Netzbetreiber) und das „öffentliche Interesse“ einzubeziehen. Das Ziel des bedarfsgerechten Optimierens kann nach Auslegung der einschlägigen Normen auch einen Rückbau der Netze erfordern. Grundsätzlich sind die bestehenden gesetzlichen Regelungen aber nicht ausreichend, um die sich abzeichnende Wärmewende sachgerecht abzubilden.

Als schwerwiegendes Hindernis für einen effizienten Netzbetrieb vor dem Hintergrund der Wärmewende gilt die **Netzentgeltsystematik**. Besondere Unstimmigkeiten ergeben sich bei rückläufigem Gasabsatz, fehlender Betriebsnotwendigkeit und bzgl. der Kosten für Rückbaumaßnahmen, insbesondere bei Kurz- und Mittelfristbetrachtung.

III. MÖGLICHKEITEN DER KOMMUNALEN GESTALTUNG

Die folgenden Maßnahmen bieten sich als Planungs- und Steuerungsinstrumente der Kommunen an, um die Klimaschutzziele in der sich verändernden Umgebung der Gasverteilnetze abzubilden.

- Schon das **Konzessionsrecht** bietet Gestaltungsmöglichkeiten: Obgleich die Studie vielfältige Einschränkungen aufdeckt, lässt sich an die Möglichkeit denken, über „Nebenbedingungen“ bei der Vergabe der Konzession den **Klimaschutz als übergeordnetes Ziel** abzubilden; dafür spricht schon der als Ziel des § 1 EnWG aufgelistete Klimaschutz.
- Zahlreiche weitere Gestaltungsmöglichkeiten bieten sich auf der kommunalen Ebene an. Im Zuge der **Bauleitplanung** (also der Vorbereitung und Leitung der Bebauung von Grundstücken in einer Gemeinde) ist besonders auf die Möglichkeit der **Wärmeleitplanung** einzugehen: Bei diesem Konzept handelt es sich um die umfassende Erhebung von Wärmeerzeugungs- und Verbrauchsdaten in einem definierten Gebiet (Wärmeatlas) sowie die hierauf gestützte Festlegung ressourcensparender Maßnahmen. Ziel des Prozesses ist die Identifikation und Umsetzung der lokal jeweils günstigsten Strategie für die langfristige Wärmeversorgung. Kommunale Wärmeplanung wird von verschiedenen Akteuren betrieben: So stellen Unternehmen **Wärmeentwicklungspläne** auf, um Kosten zu sparen und ressourcenschonend zu arbeiten. Außerdem können natürlich auch die Kommunen selbst Wärmeleitplanung betreiben.
- Weitere Möglichkeiten liegen im Bereich des Flächennutzungsplans und des Bebauungsplans, der städtebaulichen Vorschriften und des städtebaulichen Vertrags. Zu den Maßnahmen in Bezug auf die erneuerbaren Energien ist für die kommunale Ebene festzuhalten: Die Maßnahmen im Rahmen des Bauplanungsrechts ermächtigen die Kommunen grundsätzlich zum Tätigwerden. Zudem ist es sachgerecht, wenn die Wärme- und Energieleitplanung angesichts des Aufwands bei der Datenerhebung und Analyse sowie den Details der Umsetzung auf kommunaler Ebene angegangen wird, statt auf Landes- oder Bundesebene angesiedelt zu sein.
- Auch das **Satzungsrecht** der Kommunen kann **in Verbindung mit einem Anschluss- und Benutzungszwang für die Nutzung von Fernwärme** in bestimmten Gebieten einen erheblichen Einfluss auf die örtliche Wärmeversorgung leisten – die Studie geht diesbezüglich auf rechtliche Rahmenbedingungen ein und erläutert die aktuelle Rechtsprechung, insbesondere das wegweisende Urteil des Bundesverwaltungsgerichts auf diesem Gebiet von Ende 2016.
- Darüber hinaus besteht eine Reihe von sonstigen Möglichkeiten, die vom **Gebäudebereich** (zuvorderst Neubauten) über die **Förderung von Wärmenetzen** – auch über die Förderbekanntmachung „Wärmenetze 4.0“ – und das **kommunale Wirtschaftsrecht** allgemein bis hin

zu **privaten Initiativen** (z.B. standortbezogene Maßnahmen) und **informellen Instrumenten** wie etwa der planerischen Instrumente in Zusammenarbeit mit einer Hochschule reichen, um die kommunale Energiewende voranzutreiben.

Im Ergebnis dieses Abschnitts der Studie wird deutlich, dass Möglichkeiten der aktiven Gestaltung im Bereich der Wärme- oder Energieleitplanung in erster Linie bei den Kommunen liegen. Der Bund hat dabei vor allem im Bauplanungsrecht und im EEWärmeG einige gesetzliche Grundlagen geschaffen, die für die Wärmeleitplanung von Nutzen sein können. Allerdings sind aufgrund der Art. 28 und 84 GG die unmittelbaren Einwirkungsmöglichkeiten des Bundes auf Aufgaben der Kommunen grundsätzlich erheblich beschränkt. Der Bund könnte allerdings im Rahmen des geplanten **Bundesklimaschutzgesetzes** die Kommunen mittelbar in die Pflicht nehmen bzw. weitere Anreize zur Vornahme von Maßnahmen der kommunalen Wärme- oder Energieleitplanung schaffen. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund, dass solche Maßnahmen von den Kommunen überwiegend auf freiwilliger Basis ergriffen werden. Dies hat zur Folge, dass Kommunen, die weniger wohlhabend sind oder schwerpunktmäßig mit anderen Themen befasst sind, den Herausforderungen zur Erreichung der Klimaschutzziele weniger Aufmerksamkeit schenken. Nur wenige Klimaschutzgesetze der Länder enthalten verbindliche Vorgaben für die Entwicklung von Klimaschutz und Energiestrategien.

HINWEIS: Die Länder haben ferner die Möglichkeit, den Kommunen mehr Handlungsspielraum zu geben, indem die Grenzen des kommunalen Wirtschaftsrechts so gestaltet werden, dass kommunale Unternehmen flexibel bei der Auswahl und Entwicklung von Maßnahmen sind. Kommunale Unternehmen können ein wichtiger Impulsgeber für Maßnahmen der Wärme- oder Energieleitplanung sein und Initiative ergreifen.

Die **kommunale Ebene** ist der richtige Ort für **praktisch wirksamen Klimaschutz**. Folgerichtig sind die kommunalen Gestaltungsmöglichkeiten im Rahmen der Wärmewende bereits heute vielfältig. Eine Steuerung und Gestaltung der Wärmewende durch die Kommunen ist über Maßnahmen vom Konzessions- bis zum Baurecht möglich. Daneben kann die Kommune über Anschluss- und Benutzungszwänge, Klimakonzepte oder gezielte Förderung den Gang und den Erfolg einer Wärmewende positiv beeinflussen.

Eine kommunale Wärmeleitplanung aus Wärmeversorgersicht zeitnah im Verbund mit der oder den Kommunen des eigenen Versorgungsgebiets anzugehen, ist daher nachdrücklich zu empfehlen. Die Details der Umsetzung (z.B. bzgl. des Umfangs und der Tiefe einer notwendigen Datenerhebung) sind zwar auf abstrakter Ebene bislang häufig unzureichend gelöst, im Rahmen eines konkreten Projektes im Regelfall aber lösbar.

IV. ÄNDERUNGEN AM RECHTLICH-REGULATORISCHEN RAHMEN

Die dargestellten Probleme machen einige **Änderungen** am Rechtsrahmen erforderlich. Zunächst ist für die Vorgaben zum **Netzanschluss** festzuhalten, dass die aktuellen Regeln nicht im Hinblick auf die Möglichkeit einer kommenden Wärmewende abgefasst wurden. Die eng gesteckten Gründe, die einem Netzbetreiber die Verweigerung des Anschlusses ermöglichen, müssten zum Beispiel um einen

- **Verweigerungsgrund** „Rückbau des Verteilnetzes wegen Maßnahmen der Sektorenkopplung“ **ergänzt** werden.

Die Lösungsansätze für das **Netzentgeltregime** müssten ebenfalls die Tatsache abfangen, dass dieser Rahmen im Hinblick auf einen langfristigen Betrieb der für die Gasversorgung erforderlichen Infrastruktur und nicht für einen zu erwartenden rückläufigen Gasabsatz geschaffen wurden.

- Anpassungsbedarf ergibt sich daher bezüglich der **Nutzungsdauer** oder **Anerkennung von Sonderabschreibungen**: Rückt der Ordnungsgeber von der in der GasNEV vorgesehenen Fixierung auf eine einmal in Ansatz gebrachte Nutzungsdauer ab, könnte den mit einem rückläufigen Gasabsatz verbundenen wirtschaftlichen Risiken besser begegnet werden. Auch im Rahmen der ARegV wäre eine Regelung sinnvoll, dass für die vor Ablauf der betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauer nicht mehr erforderlichen Betriebsmittel Sonderabschreibungen bei der Bildung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen zu berücksichtigen sind.
- Was die **Anerkennung des Aufwands für Rückbaumaßnahmen als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten** betrifft, sollte sichergestellt werden, dass die Weitergabe der für Rückbaumaßnahmen infolge eines sinkenden Gasabsatzes entstehenden Kosten über die Netzentgelte gewährleistet wird. Insoweit wäre zu regeln, dass die Netzbetreiber die kalenderjährlichen Erlösobergrenzen bei einer Veränderung dieser Kosten entsprechend anzupassen haben. Der Mechanismus würde demnach in beide Richtungen wirken, weil auch denkbar wäre, dass die in einem Basisjahr entstandenen Kosten besonders hoch waren und im Verlauf der Regulierungsperiode weniger Rückbaumaßnahmen erfolgen, so dass es zu einer entsprechenden Reduzierung der Erlösobergrenzen kommen würde. Wie bei der Berücksichtigung von Sonderabschreibungen wäre eine derartige Regelung in die ARegV aufzunehmen, da die Netzbetreiber bereits jetzt verpflichtet sind, die dort als dauerhaft nicht beeinflussbar eingestuften Kosten bei der jährlich vorzunehmenden Anpassung der Erlösobergrenze zu aktualisieren.

- Weiterhin wird hier vorgeschlagen, den **Ansatz eines besonderen Wagniszuschlags bei der Bestimmung des kalkulatorischen Eigenkapitalzinssatzes** aufzunehmen.
- Die **Regelungen zu einem Sockeleffekt** sollten ausgeweitet werden: Im alten System galt für gewisse Investitionen übergangsweise dieser Sockeleffekt, nach dem die höheren Restwerte eines Basisjahres im Verlauf der Regulierungsperiode unverändert bleiben und damit auch die sich hieraus ergebenden Kapitalkosten nicht abgesenkt werden. Diese Übergangsregelung dient der Vermeidung „individueller Härtefälle“.

Durch den Erlass eines im Koalitionsvertrags ja explizit vorgesehenen **Klimaschutzgesetzes** hätte der Bund die Möglichkeit, bestimmten Defiziten bei Planungs- und Umsetzungsinstrumenten für eine Wärmewende entgegen zu wirken: Zum Ersten könnte eine sichere Rechtsgrundlage für eine umfassende und zielgerichtete Datenerhebung, die zu Beginn einer Wärmeleitplanung dringend benötigt wird, geschaffen werden. Zum Zweiten könnte die Bundesebene die Länder unmittelbar und die Kommunen mittelbar zur Aufstellung einer Wärmeleitplanung in die Pflicht nehmen. Dies würde wegen der dann eindeutigen Rechtslage für eine Initialzündung und mehr Dynamik im Wärmesektor sorgen.

E. ERGEBNISSE DER WÄRMEWENDE-STUDIE IN SIEBEN THESEN

1. Die **Wärmewende** steht auf der **(energie-)politischen Agenda weit oben** und wird in den kommenden Jahren immer wichtiger. Ansonsten würden nämlich sämtliche Klimaschutzziele Deutschlands nicht erreicht.
2. Eine ganz wesentliche Stellschraube für eine erfolgreiche Wärmewende – und insofern unabdingbar – ist hierbei die Steigerung der Effizienz, im Falle der Wärmewende vor allem eine **signifikante Reduzierung des Endenergieverbrauchs** im Gebäudebereich (Raumwärme).
3. Gelingt eine solche Reduzierung des Endenergieverbrauchs im Wärmesektor, ist die zukünftige (Wärme-)Marktstruktur und die **Rolle, die hierbei Erdgas oder grüne Gase spielen, noch offen** – verschiedene Pfade zur Zielerreichung sind auf Grundlage der heutigen Kenntnisse plausibel.
4. **Aber:** Selbst in dem für die Gasinfrastrukturbetreiber auf Verteilnetzebene günstigsten Szenario einer Grüngas-Welt kommen mit hoher Wahrscheinlichkeit mindestens einzelne Teilnetze des bisherigen Netzgebietes unter Druck und stehen ab Mitte der 2030er / Anfang der 2040er Jahre vor der (Gretchen-)Frage: **Weiterbetrieb oder Stilllegung?**
5. Aufgrund der langfristigen Zyklen bei **Investitionen in Infrastrukturen** müssten sich Gasverteilnetzbetreiber schon heute bei jeder neuen Investition in ihr Gasnetz und bei jeder Diskussion über mögliche betriebswirtschaftlich-technische Reaktionen die Frage ihrer Sinnhaftigkeit stellen.
6. Der **aktuelle Rechts- und Regulierungsrahmen** passt nicht für eine Infrastruktur, die – wenn man die politischen Klimaschutzziele ernst nimmt – (partiell) ein Verfallsdatum trägt. Der Rechts- und Regulierungsrahmen räumt den Netzbetreibern bislang keine Option auf eine betriebswirtschaftlich sachgerechte Reaktion ein – dies muss vom Gesetzgeber dringend nachjustiert werden.
7. Positiv gewendet kann die Wärmewende infolge ihrer Heterogenität aber auch nur gelingen, wenn Kommunen ihre durchaus schon vorhandenen Planungskompetenzen nutzen. Energieversorgern vor Ort bietet sich im Schulterschluss mit den Kommunen die Chance, mittels **kommunaler Wärmeleitpläne** die Wärmewende in ihrem Sinne mit zu gestalten.



IMPRESSUM

Herausgeber

Becker Büttner Held
Rechtsanwälte Wirtschaftsprüfer Steuerberater
PartGmbH

Becker Büttner Held Consulting AG

www.bbh-online.de
www.bbh-beratung.de
www.derenergieblog.de

Bildnachweis

UI: ssuaphoto@iStock