-

ConGas

frontier economics

Fraunhofer IEG

ZUKUNFT DES EFFIZIENZVERGLEICHS DER GASNETZBETREIBER

Gutachten im Auftrag der Bundesnetzagentur

Unter Mitarbeit von ConGas und Fraunhofer IEG

20 MAI 2025

WWW.FRONTIER-ECONOMICS.COM

Inhalt

Zusammenfassung 5

Executive Summary 10

1 Einführung 14

1.1 Hintergrund 14

1.2 Fragestellungen 14

1.3 Aufbau des Berichts 15

2 Durchführung des Effizienzvergleichs und Einflussfaktoren 16

2.1 Effizienzvergleich: Hintergrund und Methodik 16

2.2 Änderungen des Regulierungsrahmens durch die RAMEN-Festlegung und der Methodenfestlegung Effizienzvergleich (Entwurf) 17

2.2.1 Sachstand zu Tenor und Erwägungen RAMEN-Festlegung 18

2.2.2 Methodenfestlegung Effizienzvergleich 19

2.3 Versorgungsaufgabe und Vergleichbarkeit der Unternehmen 20

2.4 Durchführung und Wechselwirkungen zur Anwendung des Effizienzvergleichs 21

2.4.1 Durchführung des Effizienzvergleichs 22

2.4.2 Anwendung der Ergebnisse des Effizienzvergleichs in der Regulierung 23

2.5 Einfluss intertemporaler Effekte bei der Effizienzmessung 24

2.6 Schlussfolgerungen und Implikationen für die Analyse 26

3 Versorgungsaufgabe und Entwicklungstendenzen bei Gasnetzbetreibern 27

3.1 Versorgungsaufgabe der Gasverteilernetze 27

3.2 Zukunftsszenarien und erwartete Veränderung der Versorgungsaufgaben 31

3.2.1 Zielzustände der Gasverteilernetztransformation 31

3.2.2 Unterschiedliche Transformationspfade – Richtung und Geschwindigkeit 33

3.2.3 Abschätzung der Ausprägung der Transformationsprozesse im Vergleich der Systemstudien 35

3.2.4 Auswertung der kommunalen Wärmeplanung 40

3.2.5 Erwartungen für die Einflussgrößen auf den Effizienzvergleich 41

frontier economics

3.3 Auswirkungen der Transformation auf die Kostenbasis 42
3.3.1 Überblick über die Modellnetzanalyse 42
3.3.2 Entwicklung 1 – (stetige) Rückentwicklung der Elementarlasten/Jahreshöchstlast (JHL) bei gleichbleibender Fläche und Anzahl an Ausspeisepunkten (AP) 44
3.3.3 Entwicklung 2 – kontinuierliche Rückentwicklung der Ausspeisepunkte (AP) bei gleichbleibender Fläche und Elementarlasten 47
3.3.4 Entwicklung 3 – Rückgang der Netzfläche 51
3.4 Stilllegungskosten 54
3.4.1 EU GasmarktRL und Gasstilllegungspläne 54
3.4.2 Stilllegung von Gasleitungen und Netzanschlüssen 55
3.4.3 Stilllegungskosten und Gasstilllegungspläne 57
3.4.4 Netzbetreiber im Abwicklungsbetrieb 59
3.5 Einfluss der Transformation auf die Vergleichsparameter 61
3.5.1 Entwicklung 1 – Rückgang der Elementarlast/Jahreshöchstlast (JHL) 62
3.5.2 Entwicklung 2 – kontinuierlicher Rückgang der Ausspeispunkte 62
3.5.3 Entwicklung 3 – Rückgang der Netzausdehnung 63
3.5.4 Aussagekraft der Vergleichsparameter im Rahmen der Transformation 64
3.6 Schlussfolgerung und Implikationen für den Effizienzvergleich 67

4 Prüfraster zur Durchführbarkeit des Effizienzvergleichs 69
4.1 Überblick 69
4.2 Stufe 1: Vergleichbarkeit der Netzbetreiber 71
4.3 Stufe 2: Methodische Durchführbarkeit 73
4.4 Stufe 3: Anwendung in der Regulierung 75

5 Implikationen der Gasnetztransformation für den Effizienzvergleich in RP5 77
5.1 Überblick zu den allgemeinen Entwicklungstendenzen in RP5 und den Folgen für den Effizienzvergleich 77
5.2 Prüfraster Stufe 1: Vergleichbarkeit der Netzbetreiber 78
5.2.1 Vergleichbarkeit der Kostenbasis 78
5.2.2 Strukturelle Vergleichbarkeit der Versorgungsaufgabe 87
5.3 Prüfraster Stufe 2: Methodische Durchführbarkeit 89
5.3.1 Methodenauswahl und Stichprobe 89
5.3.2 Angemessenheit der Umsetzung 91

frontier economics

5.4 Prüfraster Stufe 3: Anwendung in der Regulierung 92
5.4.1 Konsistenz Effizienzvorgabe und Erlösobergrenze 92
5.4.2 Regulierungskonsistenz 93
5.5 Schlussfolgerungen zur Verwendung des Prüfrasters in RP5 93

6 Langfristige Auswirkungen der Gasnetztransformation auf den Effizienzvergleich 95

6.1 Überblick zu den allgemeinen Entwicklungstendenzen ab RP6 und den Folgen für den Effizienzvergleich 95
6.2 Prüfraster Stufe 1: Vergleichbarkeit der Netzbetreiber 96
6.2.1 Vergleichbarkeit der Kostenbasis 96
6.2.2 Strukturelle Vergleichbarkeit der Versorgungsaufgaben 101
6.3 Prüfraster Stufe 2: Methodische Durchführbarkeit 106
6.3.1 Methodenauswahl und Stichprobe 106
6.3.2 Angemessenheit der Umsetzung 109
6.4 Prüfraster Stufe 3: Anwendung in der Regulierung 111
6.4.1 Konsistenz Effizienzvorgabe und Erlösobergrenze 111
6.4.2 Regulierungskonsistenz 113
6.5 Alternative Anreizinstrumente 113
6.5.1 Stilllegungskosten – Sharing Mechanismus als Anreizinstrument 114
6.5.2 Sharing Mechanismus als erweitertes Anreizinstrument 116
6.6 Schlussfolgerungen zur Verwendung des Prüfrasters ab RP6 119

Annex A Details zur Entwicklungstendenz „Umwidmung zu Wasserstoffnetzen“ 122

Annex B Schlussfolgerungen für den Effizienzvergleich der Fernleitungsnetzbetreiber 126

B.1 Versorgungsaufgabe und Entwicklungstendenzen Gasfernleitungsnetzbetreiber 126
B.2 Implikationen für den Effizienzvergleich der FNB 128
B.3 Alternative Anreizinstrumente 129

frontier economics

Zusammenfassung

Die Transformation zur Klimaneutralität führt perspektivisch zu deutlichen Änderungen bei den Erdgasnetzen mit Implikationen für den Effizienzvergleich

Der Transformationsprozess zur Klimaneutralität wird den Gassektor als Ganzes und die Gasnetzinfrastruktur im Speziellen grundlegend verändern. So geht mit dem Ziel der Klimaneutralität 2045 einher, dass große Teile der bestehenden Erdgasnetzinfrastruktur in ihrer jetzigen Ausgestaltung perspektivisch nicht mehr benötigt werden könnten. Neben einer Stilllegung der Netzinfrastrukturen ist auch die teilweise Umwidmung auf Wasserstoff oder in gewissen Teilbereichen eine Weiternutzung der Netze durch den Einsatz von Biomethan und/oder synthetischen Kohlenwasserstoffen möglich.

Im Rahmen des Transformationsprozesses zeichnen sich zwei Arten von Entwicklungen ab: stetige und perspektivisch auch sprunghafte Veränderungen der Versorgungsaufgabe. Gasnetzbetreiber werden sich voraussichtlich in der kurzen bis mittleren Frist in dieselbe Richtung entwickeln und eher stetigen Transformationsprozessen wie z.B. einer kontinuierlich sinkenden Last oder der sukzessiven Stilllegung von Ausspeisepunkten unterliegen. Längerfristig, die aktuelle Studienlandschaft geht hier von einem Zeitraum nach 2035 aus, sind auch sprunghaftere Entwicklungen wie die Stilllegung von ganzen (Teil-)Netzen anzunehmen. In beiden Fällen sind Auswirkungen auf die Kostenbasis und Vergleichsparameter des Effizienzvergleichs und damit auf die relative Effizienz der Netzbetreiber zu erwarten.

Die Transformation wird ferner zu einem deutlichen Anstieg der Kosten für die Stilllegung von Rohrleitungen und anderen Netzanlagen führen. Diese werden perspektivisch einen erheblichen Anteil der Gesamtkosten für den noch verbleibenden Betrieb der Erdgasverteilernetze ausmachen. Die umfassende Stilllegung von Netzgebieten unterscheidet sich von der üblichen Versorgungsaufgabe eines Verteilernetzbetreibers (Bereitstellung von Kapazitäten, Anschluss von Kunden und sicherer Betrieb der Netze) und ist als ein separater Prozess zu klassifizieren. Dies spricht dafür, Kosten für Stilllegungen bzw. dafür getätigte Rückstellungen im Effizienzvergleich gesondert zu behandeln.

Eine sachgerechte Durchführung des Effizienzvergleichs für die Gasnetzbetreiber ist in Zukunft nur bei Erfüllung bestimmter Kriterien möglich

Ziel des Effizienzvergleichs ist es, Netzbetreiber einander gegenüberzustellen, die miteinander strukturell vergleichbar sind. Dies bedeutet, dass sie jeweils grundsätzlich eine vergleichbare Versorgungsaufgabe erfüllen, die durch die Auswahl der Vergleichsparameter beschrieben werden kann. Ein gewisses Maß an Varianz in den Daten und Heterogenität zwischen den Netzbetreibern war dabei schon immer zu beobachten. Es stellt sich jedoch die

Frage, inwiefern die Entwicklungstendenzen bei den Gasnetzbetreibern aufgrund des Transformationsprozesses dazu führen, dass die strukturelle Vergleichbarkeit nicht mehr gegeben ist und somit ein sachgerechter Effizienzvergleich nicht mehr durchführbar ist.

Mit Hilfe eines Prüfrasters lässt sich vor Beginn der Regulierungsperiode analysieren und bewerten, ob einerseits die Durchführbarkeit des Effizienzvergleichs in seiner geplanten Ausrichtung vor dem Hintergrund der Transformation des Sektors und zunehmender Heterogenität gegeben ist. Andererseits liefert das Prüfraster Anhaltspunkte und Hinweise zu Anpassungs- bzw. Weiterentwicklungsmöglichkeiten, sollte die geplante Durchführbarkeit in Frage stehen. Die Bewertung umfasst neben konzeptionellen Überlegungen eine empirische Betrachtung.

Folgende Kriterien sind als Teil des Prüfraster zu untersuchen:

- **Stufe 1 – Vergleichbarkeit der Netzbetreiber** hinsichtlich Kostenbasis und Vergleichbarkeit der Versorgungsaufgabe;
- **Stufe 2 – Methodische Durchführbarkeit** hinsichtlich Methodenwahl, Stichprobe und Angemessenheit der operativen Durchführbarkeit;
- **Stufe 3 – Anwendung in der Regulierung** hinsichtlich konsistenter Effizienzvorgabe und Erlösobergrenze sowie Regulierungskonsistenz.

Aus konzeptioneller Sicht gibt es keine Einwände gegen die Durchführung des Effizienzvergleichs in der fünften Regulierungsperiode (RP5), sofern bestimmte Detailfragen geklärt werden können

Eine vollständige Anwendung des Prüfrasters für RP5 ist in Ermangelung von Daten für eine empirische Analyse derzeit nicht möglich. Bei einer sich auf konzeptionelle Aspekte beschränkenden Analyse lassen sich allerdings erste Einschätzungen zur Durchführbarkeit des Effizienzvergleich in RP5 ableiten. Es ist zu erwarten, dass die noch geringen Auswirkungen der Transformationsprozesse auf Kosten und Leistungen im Basisjahr für RP5 (2025), sowie auch bis zum Jahr 2032, die Durchführung eines Effizienzvergleichs nicht grundsätzlich in Frage stellen. Vielmehr rücken Detailfragen in den Mittelpunkt, für die sich spezifische Lösungsoptionen anbieten.

- **Flexibilisierung der Abschreibungen aufgrund von KANU 2.0** – Die Anwendung von KANU 2.0 im Basisjahr 2025 für RP5 hat unmittelbare Auswirkungen auf die Abschreibungsbildung und damit auf die in den Effizienzvergleich eingehende nicht-standardisierte Kostenbasis (TOTEX) der Netzbetreiber. Konkret besteht das Risiko veränderter Effizienzwerte und daraus resultierender Effizienzvorgaben aufgrund erhöhter Kosten im Basisjahr. Bei weiterer Anwendung der „Best-of-Four“ Ermittlung der Effizienzwerte können die Effizienzvergleiche auf Basis standardisierter Kosten die Auswirkungen auf die betroffenen Netzbetreiber dämpfen. Dies ist Sinn und Zweck der

bestehenden Standardisierungsrechnungen. Wenn es zu Änderungen in der „Best-of-Four“ Effizienzwertermittlung kommen sollte, wäre zudem zu erwägen, die Effekte von KANU 2.0 in der Kostenbasis zu korrigieren, um die Auswirkungen auf die betroffenen Unternehmen zu begrenzen.

- **Rückstellung für Stilllegungskosten** – Es kann bereits in RP5 zu Rückstellungsbildungen für Stilllegungskosten kommen. Da Stilllegungen eine von der Gasversorgung gesonderte Aufgabe darstellen, liegt es nahe, derartige Stilllegungskosten und damit auch Rückstellungen separat zu behandeln und ggf. gesondert zu beanreizen. Sollte ein Herausrechnen der Stilllegungskosten bzw. Rückstellungen aus der Kostenbasis für den Effizienzvergleich nicht möglich sein, wäre zu prüfen, ob die Ausnahmeregelung in Anlehnung an die bisherige Regelung gemäß § 15 ARegV zur Anwendung kommen könnte.

- **Objektiv abgrenzbare Gruppen von Netzbetreibern mit unterschiedlicher Ausprägung der Versorgungsaufgabe** – Zu prüfen ist zudem die strukturelle Vergleichbarkeit der Versorgungsaufgabe. So könnte die Gruppe der Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet (NoKG) in RP5 womöglich eine eigenständige Gruppe darstellen. Neben der analog zu RP4 in Frage kommenden Anwendung der Gruppendominanzanalyse kommt u.a. eine a priori-Entfernung der Netzbetreiber aus der Stichprobe in Betracht, um die strukturelle Vergleichbarkeit herzustellen. In letztgenannten Fall wäre ggf. ein eigenständiger Effizienzvergleich für die NoKG durchzuführen oder diese anderweitig zu beanreizen.

Für nachfolgende Regulierungsperioden ab RP6 zeichnen sich verschiedene Herausforderungen für die zukünftige Durchführung des Effizienzvergleichs ab

Aus konzeptioneller Sicht zeigen sich für nachfolgende Regulierungsperioden ab RP6 im Unterschied zu RP5 grundsätzlichere Herausforderungen hinsichtlich der Durchführbarkeit des Effizienzvergleichs. Ursächlich hierfür ist, dass die Folgen der Gasnetztransformation insbesondere nach dem Jahr 2035 größere Auswirkungen haben werden.

- **In Teilen reduzierte Vergleichbarkeit der Kostenbasis** – Die Anlagen- und Kostenbasis der Netzbetreiber kann sich aufgrund von zunehmenden Stilllegungen und Umwidmungen kontinuierlich und zum Teil auch sprunghaft verkleinern, wobei die Netzbetreiber hiervon aufgrund von KANU 2.0 zum Teil sehr unterschiedlich betroffen sein können.

- **Zunahme der Stilllegungskosten und damit verbundener Rückstellungen für Stilllegungskosten** – Das Grundproblem bei Stilllegungsrückstellungen aus Sicht des Effizienzvergleichs ist das zeitliche Auseinanderfallen der Kostenwirksamkeit im Jahr der Rückstellungsbildung und der Zeitpunkt der durchgeführten Stilllegung als „Leistung“. Hieraus können verzerrende Effizienzwerte resultieren, insbesondere wenn keine

expliziten Leistungsparameter wie z.B. geplante Stilllegungen im Effizienzvergleich implementiert werden sollen, die den Rückstellungen gegenüberstehen. Zudem stellen Stilllegungen eine grundsätzlich andere gaswirtschaftliche Leistung dar als Bau und Betrieb der Gasverteilnetze, das heißt Stilllegungsaktivitäten unterscheiden sich strukturell von den übrigen Dimensionen der Versorgungsaufgabe eines Netzbetreibers.

- **Sprunghafte Veränderungen der Versorgungsaufgabe der Netzbetreiber** – Sprunghafte Veränderungen der Versorgungsaufgabe können ggf. die strukturelle Vergleichbarkeit zwischen Unternehmen einschränken, falls sie zu einem Auseinanderfallen von Kostenbasis und Leistungen führen. Es ist im Einzelfall auf Basis empirischer Daten zu prüfen, ob und inwieweit dieser Fall in der Praxis auftritt und den Effizienzvergleich verzerren könnte.

- **Potenziell objektiv abgrenzbare Gruppen von Netzbetreibern** – Bei der Durchführung des Effizienzvergleichs ist zu prüfen, inwieweit objektiv abgrenzbare Subgruppen von Netzbetreibern gebildet werden müssen, um ein angemessenes Niveau an Vergleichbarkeit sicherzustellen. Neben der potenziellen bereits für RP5 identifizierten Subgruppe von Netzbetreibern ohne Konzessionsgebiet könnte dies perspektivisch z.B. für eine Gruppe von „Netzbetreibern im Abwicklungsbetrieb“ der Fall sein, da diese Netzbetreiber eine strukturell von der Gasverteilung unterscheidbare Aufgabe erfüllen. Bei kleinen Stichproben stellen sich perspektivisch Herausforderungen hinsichtlich der zur Anwendung kommenden Methoden der Effizienzmessung.

- **Umsetzungsaufwand** – In den nachfolgenden Regulierungsperioden könnte der Aufwand für die Durchführung des Effizienzvergleichs ansteigen. Neben Anpassungen bei der Datenerhebung (Vergleichbarkeitsrechnung der Kosten, Ableitung neuer oder komplexerer Leistungsparameter), einer Erhöhung der Frequenz der Durchführung bei einer dreijährigen Regulierungsperiode ist hier auch die Implementierung unterschiedlicher Modelle zur Effizienzermittlung oder Anreizinstrumente für Subgruppen zu nennen. Essentiell für die weitere Durchführung des Effizienzvergleichs ist, dass der zu erwartende Nutzen der Durchführung größer ist als der Aufwand.

Alternative Anreizinstrument kommen insbesondere für bestimmte Kostenpositionen oder Gruppen von Netzbetreibern in Betracht

- **Mögliche Beanreizung von Stilllegungskosten über „Sharing Mechanismus“:** Bei einem Verzicht auf die Berücksichtigung der Stilllegungskosten bzw. Rückstellungen im Effizienzvergleich kann stattdessen eine flankierende separate Beanreizung der Stilllegungskosten durch einen alternativen Mechanismus in Betracht gezogen werden. Ein Beispiel hierfür wäre ein „Sharing-Mechanismus“. Hierbei werden vorab Zielgrößen für bestimmte Kostenkategorien vorgegeben, bei deren Unter- bzw. Überschreitung im

Nachhinein die Kostenabweichungen bzw. Gewinne zwischen Netzbetreibern und Netzkunden nach festgelegten Regeln verteilt werden.

- **Regulierung von Netzbetreiber im Abwicklungsbetrieb in Anlehnung an Vorschlag für Strom-ÜNB**: Für Netzbetreiber im Abwicklungsbetrieb könnten analog zum Vorschlag der Bundesnetzagentur für Stromübertragungsnetzbetreiber ggf. eine jährliche plankostenbasierte Cost-Plus-Regulierung in Erwägung gezogen werden, insbesondere wenn Stilllegungskosten separat beanreizt werden (siehe oben).

Executive Summary

The transition to climate neutrality will lead to significant changes in natural gas networks, with implications for the efficiency benchmarking

The transition of the energy system towards climate neutrality will fundamentally affect the gas sector as a whole and the gas network infrastructure in particular. The goal of climate neutrality by 2045 means that large parts of the existing natural gas network infrastructure may no longer be needed in the future. In addition to decommissioning the network infrastructure, it may also be possible to convert some parts to hydrogen or, in certain areas, to continue using the networks by employing biomethane and/or synthetic hydrocarbons.

Two types of developments are emerging as part of the transformation process: steady and, in the long term, also sudden changes in the supply task. Gas network operators are likely to develop in the same direction in the short to medium term and be subject to rather steady transformation processes, such as a continuous decline in load or the gradual decommissioning of exit points. In the longer term, which current studies assume will be after 2035, more abrupt developments such as the decommissioning of entire parts of the network are also to be expected. In both cases, impacts on the cost base and parameters of the efficiency benchmarking and thus on the relative efficiency of network operators are to be expected.

The transformation will also lead to a significant increase in the costs of decommissioning of pipelines and other network facilities. These are expected to account for a considerable share of the total costs of the remaining operation of natural gas distribution networks. The comprehensive decommissioning of network areas differs from the usual supply task of a distribution network operator (provision of capacity, connection of customers, and safe operation of the networks) and should be classified as a separate process. This argues for a separate treatment of costs for decommissioning or provisions made for this purpose in the efficiency benchmarking.

In future, it will only be possible to carry out an appropriate efficiency benchmarking for gas network operators if certain criteria are met

The aim of the efficiency benchmarking is to compare network operators that are structurally comparable. This means that they must perform a comparable supply task that can be described by the choice of output parameters. A certain degree of variance in the data and heterogeneity between network operators has always been observed. However, the question arises whether the development trends among gas network operators mean that structural comparability is no longer given and that an appropriate efficiency benchmarking is therefore no longer feasible.

With our criteria catalogue, it is possible to evaluate an efficiency benchmarking model before the start of the regulatory period. On the one hand, it can be analysed whether the efficiency benchmarking is feasible in its planned form against the backdrop of the transformation of the sector and increasing heterogeneity. On the other hand, the criteria catalogue provides indications and pointers for possible adjustments or further developments should the planned feasibility be called into question. The assessment includes conceptual considerations and an empirical analysis.

The following criteria must be examined as part of the criteria catalogue:

- **Stage 1 – Comparability of network operators** in terms of cost base and comparability of the supply task;
- **Stage 2 – Methodological feasibility** in terms of choice of methods, sample, and appropriateness of operational feasibility;
- **Stage 3 – Application in regulation** with regard to consistent efficiency targets and revenue caps as well as regulatory consistency.

From a conceptual point of view, there are no objections to conducting the efficiency benchmarking in the fifth regulatory period (RP5), provided that certain detailed issues can be clarified

A full application of the criteria catalogue for RP5 is currently not possible due to a lack of data for empirical analysis. However, an analysis limited to conceptual aspects allows initial assessments to be made regarding the feasibility of the efficiency benchmarking in RP5. It is to be expected that the still minor impact of the transformation processes on costs and services in the base year for RP5 (2025) and up to 2032 will not fundamentally call into question the implementation of an efficiency benchmarking. Instead, the focus will shift to detailed issues for which specific solutions are available.

- **Flexibility of depreciation due to KANU 2.0** – The application of KANU 2.0 in the base year 2025 for RP5 has a direct impact on depreciation and thus on the non-standardized cost base (TOTEX) of network operators included in the efficiency benchmarking. Specifically, there is a risk of changed efficiency scores and resulting efficiency targets due to increased costs in the base year. If the ‘best of four’ method continues to be used to determine efficiency scores, the efficiency benchmarking based on standardised costs can mitigate the effects on the affected network operators. This is the purpose of the existing standardisation calculations. If there are changes to the ‘best-of-four’ efficiency value calculation, it should also be considered to correcting the effects of KANU 2.0 in the cost base in order to limit the impact on the companies affected.

- **Provision for decommissioning costs** – Provisions for decommissioning costs may already be made in RP5. Since decommissioning is a task separate from gas supply, it might be indicated to treat decommissioning costs and the respective provisions

separately and, if necessary, to incentivise them separately. If it is not possible to exclude the decommissioning costs and the respective provisions from the cost base for the efficiency benchmarking, it should be examined whether the exemption rule could be applied in line with the previous rule under Article 15 ARegV.

- **Objectively definable groups of network operators with different characteristics of the supply task** – The structural comparability of the supply task must also be examined. For example, the group of network operators without a concession area in RP5 could possibly constitute a separate group. In addition to the application of the group dominance analysis, which is possible in analogy to RP4, the a priori removal of network operators from the sample could be considered in order to establish structural comparability. In the latter case, a separate efficiency benchmarking for the network operators without a concession area may have to be carried out or these would have to be incentivized in some other way.

For subsequent regulatory periods from RP6 onwards, various challenges for the future implementation of the efficiency benchmarking are emerging

From a conceptual point of view, more fundamental challenges regarding the feasibility of the efficiency benchmarking are emerging for subsequent regulatory periods from RP6 onwards, in contrast to RP5. This is due to the fact that the consequences of the gas network transformation will have a greater impact, particularly after 2035.

- **Partially reduced comparability of the cost base** – The asset and cost base of network operators may shrink continuously and, in some cases, abruptly due to increasing decommissioning and repurposing, with network operators being affected to varying degrees due to KANU 2.0.

- **Increase in decommissioning costs and associated provisions for decommissioning costs** – From the perspective of efficiency benchmarking, the fundamental problem with decommissioning costs and provisions is the time lag between the cost effectiveness in the year the provision is made and the date on which the decommissioning is carried out as a “service.” This can result in distorted efficiency scores, especially if no explicit output parameters, such as planned decommissioning, are to be implemented in the efficiency benchmarking to offset the decommissioning costs. In addition, decommissioning represents a fundamentally different gas industry service than the construction and operation of gas distribution networks, i.e. decommissioning activities differ structurally from the other dimensions of a network operator's supply task.

- **Sudden changes in the supply task of network operators** – Sudden changes in the supply task may limit the structural comparability between companies if they lead to a divergence between the cost base and services. In individual cases, it must be examined

on the basis of empirical data whether and to what extent this occurs in practice and could distort the efficiency benchmarking.

- **Potentially objectively distinguishable groups of network operators** – When conducting the efficiency benchmarking, it must be examined to what extent objectively distinguishable subgroups of network operators must be formed in order to ensure an appropriate level of comparability. In addition to the potential subgroup of network operators without a concession area already identified for RP5, this could also be the case in the future, for example, for a group of "network operators in the liquidation process," as these network operators perform a task that is structurally distinct from gas distribution. In the case of small samples, there are potential challenges with regard to the efficiency measurement methods to be used.

- **Implementation effort** – In subsequent regulatory periods, the effort required to carry out the efficiency benchmarking could increase. In addition to adjustments to data collection (comparability of costs, derivation of new or more complex performance parameters) and an increase in the frequency of implementation in a three-year regulatory period, the implementation of different models for determining efficiency or incentive schemes for subgroups should also be mentioned here. It is essential for the continued implementation of the efficiency benchmarking that the expected benefits of implementation outweigh the costs.

Alternative incentive instruments are particularly suitable for certain cost items or groups of network operators

- **Possible incentivisation of decommissioning costs via a "sharing mechanism"** – If decommissioning costs and/or respective provisions are not taken into account in the efficiency benchmarking, a separate incentivisation of decommissioning costs via an alternative mechanism could be considered instead. An example of this would be a "sharing mechanism." In this case, target values are specified in advance for certain cost categories. If these values are exceeded or not reached, the cost deviations or profits are distributed between network operators and network customers according to defined rules.

- **Regulation of network operators in settlement mode based on the proposal for electricity TSO –** For network operators in settlement mode, an annual cost-plus regulation based on planned costs could be considered, similar to the proposal of the Federal Network Agency for electricity transmission system operators, especially if decommissioning costs are incentivised separately (see above).

1 Einführung

1.1 Hintergrund

Im Rahmen des Klimaschutzgesetzes hat sich Deutschland verpflichtet, bis 2045 netto treibhausgasneutral zu werden. Dies bedeutet eine deutliche Reduktion der Treibhausgasemissionen, wodurch die Rolle von Erdgas in vielen Sektoren stark abnehmen wird. Teile der Erdgasnetze sollen zukünftig für den Transport von klimaneutralen Gasen, insbesondere Wasserstoff, genutzt werden. Dennoch werden erhebliche Teile der Gasverteilnetze nicht mehr für die Verteilung von Gas benötigt und langfristig stillgelegt.

Der Transformationsprozess im Gas(netz)sektor wird flankiert durch eine ganze Reihe an Gesetzen und Regelungen. Auf europäischer Ebene ist hierbei insbesondere die EU-Richtlinie 2024/1788 über gemeinsame Vorschriften für die Binnenmärkte für erneuerbares Gas, Erdgas und Wasserstoff (GasRL) zu nennen, die in naher Zukunft entscheidende Impulse auf die nationale Gesetzgebung haben wird. Auf nationaler Ebene gibt es auch heute schon diverse gesetzliche Regelungen, die von großer Relevanz für die weiteren Entwicklungen sind wie beispielsweise das Gesetz für die Wärmeplanung und zur Dekarbonisierung der Wärmenetze (WPG), das Gebäudeenergiegesetz (GEG) oder Neuerungen beim Energiewirtschaftsgesetz (EnWG). Nicht zuletzt spielt auch die Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs zur Unabhängigkeit und Zuständigkeit der Regulierungsbehörden sowie zur Umsetzung entflechtungsrechtlicher Vorgaben im Energiebereich aus dem Jahr 2021 noch eine Rolle, die Nachfolgeregelungen seitens der Bundesnetzagentur unter anderem für die Anreizregulierungsverordnung oder Gasnetzzugangsverordnung erforderlich macht.

1.2 Fragestellungen

Die Transformation der Gasinfrastruktur erfordert eine Anpassung des regulatorischen Rahmens, die den unterschiedlichen Entwicklungen in den Regionen sowie den vorzeitigen Dekarbonisierungszielen einzelner Bundesländer und Kommunen Rechnung trägt. Vor diesem Hintergrund soll das Gutachten Empfehlungen zur zukünftigen Ausgestaltung eines Effizienzvergleichs für Gasverteilernetzbetreiber geben. Die wesentlichen Fragestellungen lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Welche Auswirkung hat die Dekarbonisierung auf die Versorgungsaufgabe von Gasverteilernetzbetreibern und wie lässt sich die Transformation bestmöglich beschreiben?
- Kann zukünftig (in RP5 und später) ein robuster Effizienzvergleich durchgeführt werden, der der Transformation der Gaswirtschaft in angemessener Weise Rechnung trägt?

- Sind vor dem Hintergrund der Transformation Anpassungen bezüglich der Effizienzvergleichsmethoden oder der Aufwands- oder Leistungsparameter durchzuführen?
- Welche Schlussfolgerungen lassen sich auch für den Effizienzvergleich der Gas-Fernleitungsnetzbetreiber ziehen?

Unser Gutachten konzentriert sich dabei auf die Durchführung des Effizienzvergleichs bei den Verteilnetzbetreibern. Wo nötig, wird dabei die Einbettung des Effizienzvergleichs in den Gesamtkontext des überarbeiteten Regulierungsrahmens diskutiert und berücksichtigt. Es ist nicht Gegenstand des Gutachtens, detaillierte Empfehlungen zu einzelnen Bausteinen des Effizienzvergleichs zu geben, z.B. zur Wahl der Methodik für Ausreißeranalysen, oder Vorschläge zur Weiterentwicklung des gesamten Regulierungsrahmens zu entwickeln.

1.3 Aufbau des Berichts

Der Bericht zur zukünftigen Ausgestaltung des Effizienzvergleichs der Gasverteilernetzbetreiber ist wie folgt aufgebaut:

- In **Kapitel 2** geben wir einen Überblick über die Durchführung des Effizienzvergleichs in vorherigen Regulierungsperioden und diskutieren Einflussfaktoren auf die künftige Durchführung.
- In **Kapitel 3** beschreiben und analysieren wir die Entwicklungstendenzen der Transformation bei Gasverteilernetzbetreibern und diskutieren die Auswirkungen der Transformation auf die Vergleichs- und Aufwandsparameter sowie die Stichprobe des Effizienzvergleichs.
- In **Kapitel 4** entwickeln wir ein Prüfraster, um die Durchführbarkeit des Effizienzvergleichs zu bewerten.
- In **Kapitel 5** diskutieren wir anhand des Prüfrasters die Implikationen der Transformation für die Durchführbarkeit des Effizienzvergleichs in der fünften Regulierungsperiode.
- In **Kapitel 6** diskutieren wir die langfristigen Implikationen der Transformation für die Durchführbarkeit des Effizienzvergleichs in der sechsten Regulierungsperiode und darüber hinaus.
- **Annex A** enthält ergänzende Hintergrundinformationen aus dem Studienvergleich zu Kapitel 3.
- In **Annex B** diskutieren wir Schlussfolgerungen zur Durchführbarkeit des Effizienzvergleichs für Gasfernleitungsnetzbetreiber.

2 Durchführung des Effizienzvergleichs und Einflussfaktoren

In diesem Kapitel beschreiben wir die grundsätzliche Durchführung des Effizienzvergleichs und diskutieren wesentliche Einflussgrößen und Wechselwirkungen. Das Kapitel ist wie folgt gegliedert:

- Effizienzvergleich: Hintergrund und Methodik (**Abschnitt 2.1**);
- Änderungen des Regulierungsrahmens durch die RAMEN-Festlegung (**Abschnitt 2.2**);
- Versorgungsaufgabe und Vergleichbarkeit der Unternehmen (**Abschnitt 2.3**);
- Durchführung des Effizienzvergleichs und Wechselwirkungen zur Anwendung der Effizienzwerte (**Abschnitt 2.4**);
- Intertemporale Effekte der Effizienzmessung (**Abschnitt 2.5**); und
- Schlussfolgerungen und Implikationen für die Analyse (**Abschnitt 2.6**).

2.1 Effizienzvergleich: Hintergrund und Methodik

Der Effizienzvergleich stellt ein wesentliche Anreizinstrument im deutschen System der Erlösobergrenzenregulierung dar. Als natürliche Monopole sind Netzbetreiber keinem echten Wettbewerb ausgesetzt. Anreize für effizientes Handeln müssen im Regulierungskontext gesetzt werden. Ein Effizienzvergleich ist ein relativer Vergleich zwischen Netzbetreibern, der Wettbewerb „simuliert“, mit dem Ziel, Anreize für die möglichst kosteneffiziente Erfüllung der Versorgungsaufgabe zu bieten.

Die Erlösobergrenze wird ausgehend von einem Basisjahr festgesetzt und für die Dauer der Regulierungsperiode mit Hilfe von Indizes, die Kosten- und Produktivitätsentwicklungen abbilden, fortgeschrieben. In der Erlösobergrenze wird der Effizienzwert auf die Gesamtkosten angewendet. Ausgenommen vom Effizienzanreiz sind Kosten, die nicht im Einflussbereich des Netzbetreibers liegen. Über die Regulierungsperiode ergibt sich ein gleichverteilter Abbaupfad für die identifizierten Ineffizienzen.

Bisher galten für die Durchführung des Effizienzvergleichs die Vorgaben der Anreizregulierungsverordnung (ARegV). Diese sieht zum Beispiel die Verwendung von zwei Kostenarten sowie zwei Methoden, die Stochastic Frontier Analysis (SFA) und die Data Envelopment Analysis (DEA), sowie die Best-Abrechnung der vier Effizienzwerte vor.

Der Effizienzwert eines Netzbetreibers wird anhand von statistisch-ökonometrisch bzw. mathematischen Methoden bestimmt. Die Kosten eines Netzbetreibers werden dabei durch Kostentreiber beschrieben, die aus ingenieurwissenschaftlicher und statistischer Sicht in ihrer Kombination die Versorgungsaufgabe der Netzbetreiber bestmöglich beschreiben. Nach dem

Wortlaut der ARegV sind Vergleichsparameter „*Parameter zur Bestimmung der Versorgungsaufgabe und der Gebietseigenschaften, insbesondere die geografischen, geologischen oder topografischen Merkmale und strukturellen Besonderheiten der Versorgungsaufgabe auf Grund demografischen Wandels des versorgten Gebietes“* (§13 Abs. 3 S. 1 ARegV).

Daten für den Effizienzvergleich werden größtenteils von den Netzbetreibern erhoben, die Kosten (Aufwandsparameter) werden im Fall der nicht-standardisierten Kosten (TOTEX) durch die Netzbetreiber geltend gemacht und durch die Regulierungsbehörden geprüft. Standardisierte Kosten (sTOTEX) im Sinne des § 14 ARegV werden anhand einer Vergleichbarkeitsrechnung hergeleitet. Sie berücksichtigen im Gegensatz zu den nicht-standardisierten Kosten anstelle der historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten (AK/HK) das Anlagevermögen zu Tagesneuwerten. Für die Ermittlung von einheitlichen Nutzungsdauern sind aktuell für jede Anlagengruppe die unteren Werte der betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauern in Anlage 1 der Gasnetzentgeltverordnung und Anlage 1 der Stromnetzentgeltverordnung zu verwenden. Die Standardisierung dient dem Zweck, Kapitalkosten unabhängig von potenziellen Einflüssen wie Investitionszyklen, unterschiedlichen Abschreibungs- oder Aktivierungspraxen der Netzbetreiber zu definieren.

Nach den Vorgaben der ARegV sind bei den beiden zuvor genannten Methoden Ausreißeranalysen durchzuführen, die dem Stand der Wissenschaft entsprechen.

Als Reaktion auf das Urteil des Europäischen Gerichtshofs zur Unabhängigkeit der BNetzA (Urteil vom 02.09.2021, Rs. C-718/18) unterliegt der Regulierungsrahmen einer grundlegenden Überarbeitung. Der neue Regulierungsrahmen für den Effizienzvergleich setzt sich zusammen aus

- der übergeordneten RAMEN-Festlegung (GBK-24-01-03#3),
- der Methodenfestlegung zum Effizienzvergleich; sowie
- periodenbezogenen Festlegungen für einzelne Regulierungsperioden.

2.2 Änderungen des Regulierungsrahmens durch die RAMEN-Festlegung und der Methodenfestlegung Effizienzvergleich (Entwurf)

Im folgenden Abschnitt fassen wir den für den Effizienzvergleich wesentlichen Sachstand der RAMEN-Festlegung (Stand Januar 2025) sowie den Stand der Überlegungen der BNetzA zur Methodenfestlegung Effizienzvergleich zusammen.

2.2.1 Sachstand zu Tenor und Erwägungen RAMEN-Festlegung

Für Gasverteilernetzbetreiber beginnt am 01.01.2028 die fünfte Regulierungsperiode. Grundsätzlich wird die Dauer einer Regulierungsperiode zukünftig drei Jahre betragen, die fünfte Regulierungsperiode stellt mit einer Dauer von weiterhin fünf Jahren einen Sonderfall dar.

Die Regulierungsformel zur Anpassung der Erlösobergrenze soll angepasst werden, siehe **Abbildung 1**. Wesentlich ist die Trennung zwischen OPEX und CAPEX in der Regulierungsformel, wobei die individuelle Effizienzvorgabe aus dem Effizienzvergleich (Xind) weiterhin auf Betriebskosten (OPEX) und Kapitalkosten (CAPEX) wirken soll, die allgemeine Produktivitätsvorgabe (PF) sowie die Inflationsentwicklung jedoch nur noch auf die OPEX Anwendung finden. Die Kapitalkosten werden jährlich mit dem Kapitalkostenabzug sowie dem Kapitalkostenaufschlag fortgeschrieben.

Abbildung 1 Regulierungsformel nach RAMEN-Festlegung

$$EOG_t = KA_{nEu,t} + OPEX_0 \times \left(1 - X_{ind,t}\right) \times \prod_{i=1}^{t} \left(\frac{VPI_i}{VPI_{i-1}} - PF\right)$$

$$+\left(CAPEX_0 - \mathrm{KK_{Ab,t}}\right) \times \left(1 - \mathrm{X_{ind,t}}\right) + \quad KK_{Auf,t} + B_t + Q_t$$

$$+VK_t - VK_0 \times \prod_{i=1}^{t} \left(\frac{VPI_i}{VPI_{i-1}} - PF\right) + S_t + \ F\&E_t$$

Quelle: *BNetzA RAMEN-Festlegung (Stand Januar 2025), Ziffer 4.3.*

Hinweis: *EOG: Erlösobergrenze, KA(nEu): Kostenanteil der nicht dem Effizienzvergleich unterliegt, OPEX: operative Kosten, Xind: individuelle Effizienzvorgabe, VPI: Verbraucherpreisindex, PF: genereller sektoraler Produktivitätsfaktor, CAPEX: Kapitalkosten, KK(ab): Kapitalkostenabzug, KK(Auf): Kapitalkostenaufschlag, B: Effizienzbonus, Q: Qualitätselement, VK: Volatile Kosten, S: Regulierungskonto, F&E: Zuschlag F&E Kosten.*

Weiterhin sieht die RAMEN-Festlegung eine Überarbeitung der Anteile dauerhaft nicht-beeinflussbaren Kosten vor, welche Kostenanteile darstellen, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen, also grundsätzlich nicht als durch den Netzbetreiber beeinflussbar gelten. Zukünftig umfasst dies die Kosten (oder Erlöse) vorgelagerter Netzebenen, vermiedene Netzentgelte und betrieblich oder tariflich vereinbarte Versorgungsleistungen für im Netzbetrieb beschäftigtes Personal. Die volatilen Kosten sollen nunmehr auch explizit beanreizt werden, mit einer Anpassung um die allgemeine PF und die Inflationsentwicklung.

Weiterhin werden Anpassungen bei dem vereinfachten Verfahren für kleine Netzbetreiber geplant, die Auswirkungen auf die Stichprobe des Effizienzvergleichs haben können: Anstatt auf die Kundenanzahl soll auf einen wirtschaftlichen Schwellenwert abgestellt werden. Dieser

soll vor jeder Regulierungsperiode durch die BNetzA festgelegt werden. Laut RAMEN-Tenorierung soll der Schwellenwert für Gasverteilernetzbetreiber so gewählt werden, dass eine 82%- Marktabdeckung, ausgehend von den Kosten im Ausgangsniveau (ohne vorgelagerte Netzkosten), erreicht wird.[1]

2.2.2 Methodenfestlegung Effizienzvergleich

Im aktuellen Stand der Überlegungen zur Methodenfestlegung zum Effizienzvergleich spricht sich die BNetzA weiterhin für die Durchführung eines Effizienzvergleichs auf Basis der Gesamtkosten (TOTEX) aus. Spezifisch für Gasnetzbetreiber ist die Durchführbarkeit des Vergleichs vor dem Hintergrund der Transformation des Energiesystems mit dem absehbaren Rückgang der Gasnachfrage und der möglichen Stilllegung von (Teil-) Netzen zu überprüfen.

Als wesentliche Änderung wird eine Verkürzung des Abbaupfads für Ineffizienzen von fünf auf drei Jahre vorgeschlagen sowie eine modifizierte Bestabrechnung der letztendlich zur Anwendung kommenden Effizienzwerte diskutiert: Bisher wurde aus den zwei Kostenarten (sTOTEX, TOTEX) und zwei Effizienzvergleichsmethoden (SFA, DEA) der maximale Effizienzwert gewählt und in der Regulierungsformel verwendet. Im Sachstandspapier zum Effizienzvergleich stellt die BNetzA zwei alternative Möglichkeiten der Bestabrechnung vor, die jeweils auf einer Mittelwertbildung und einer Best-of 2 Abrechnung beruhen:

- **Best-of-Mean-of (BoMo)**: Zunächst werden analog zur derzeitigen Systematik vier Effizienzwerte einzeln berechnet (DEA, sDEA, SFA, sSFA). In einem zweiten Schritt erfolgt eine Mittelwertbildung der DEA-Effizienzwerte mit tatsächlichen und standardisierten Kapitalkosten (DEA, sDEA) sowie der SFA-Effizienzwerte mit tatsächlichen und standardisierten Kapitalkosten (SFA, sSFA). Im finalen Schritt wird von diesen beiden methodenspezifischen Mittelwerten der individuell beste Wert für den Netzbetreiber angesetzt.

- **Mean-of-Best-of (MoBo)**: Auch hier werden die vier Effizienzwerte (DEA, sDEA, SFA, sSFA) zunächst separat ermittelt. Im zweiten Schritt erfolgt eine Best-of-Bildung über die DEA-Effizienzwerte mit tatsächlichen und standardisierten Kapitalkosten (DEA, sDEA) sowie eine Best-of-Bildung über die SFA-Effizienzwerte mit tatsächlichen und standardisierten Kapitalkosten (SFA, sSFA). Der finale Effizienzwert für den Netzbetreiber entspricht dem Mittelwert dieser beiden Best-of-Werte.

Bisher haben Netzbetreiber mit einem Supereffizienzwert in der DEA größer 100 % einen Effizienzbonus von maximal 5 % erhalten. Dieser soll zukünftig nicht mehr in der Erlösobergrenze verankert werden.

[1] Bezogen auf die Netzkosten abzüglich Kosten für vorgelagerte Netze.

Vor dem Hintergrund der Transformation des Energiesystems ist weiterhin sicherzustellen, dass das Effizienzvergleichsverfahren hinreichend flexibel ist, um zum Beispiel neue Datenformate und Anpassungen an die Methodik zu berücksichtigen. Bezüglich der Datenerhebung ist zu prüfen, ob der Gesamtprozess durch die Integration in das Monitoring beschleunigt werden kann. Für die Modellfindung soll auf vorangegangenen Modellen aufgesetzt werden.

2.3 Versorgungsaufgabe und Vergleichbarkeit der Unternehmen

Unternehmen, die dem Effizienzvergleich unterliegen, erfüllen die Legaldefinition eines Verteilernetzbetreibers des EnWG: „Verteilernetzbetreiber“ ist eine natürliche oder juristische Person oder eine Personengesellschaft, die ein Verteilernetz betreibt. „Verteilernetz“ ist ein Energieversorgungsnetz, das nicht unter die Definition eines Übertragungsnetzes fällt und das der Verteilung von Elektrizität oder Gas dient (§ 3 Nr. 37 EnWG). Ein Verteilernetzbetreiber betreibt Netze, die auf der Ebene der regionalen oder lokalen Energieverteilung tätig sind. Diese Netze sind nicht für den Ferntransport (wie bei Übertragungsnetzen) ausgelegt, sondern für die Versorgung von Haushalten, Gewerbebetrieben und anderen Endverbrauchern. Die Aufgaben eines Verteilernetzbetreibers umfassen den Betrieb, die Wartung und den Ausbau dieser Verteilernetze.

Der BGH hat in seinem Beschluss zur Behandlung der Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet in der dritten Regulierungsperiode[2] hervorgehoben, dass es Netzbetreiber gibt, deren Versorgungsaufgabe nach objektiven Kriterien von der Versorgungsaufgabe übriger Netzbetreiber abweicht. Wesentlich für die Durchführung eines Effizienzvergleichs ist jedoch, dass die Unternehmen strukturell vergleichbar sind. Strukturell vergleichbar heißt in diesem Kontext, dass sie jeweils grundsätzlich eine ähnliche Versorgungsaufgabe erfüllen, die durch die Auswahl der Vergleichsparameter beschrieben werden kann. Damit ist nicht gleichzusetzen, dass die Ausprägung der Versorgungsaufgabe komplett homogen und frei von Heterogenität sein muss. Im Gegenteil, Netzbetreiber werden stets individuelle Strukturen aufweisen, und ein robuster Effizienzvergleich erfordert ein gewisses Maß an Heterogenität bzw. Varianz in den Daten.

Die Versorgungsaufgabe kann abhängig vom Versorgungsgebiet unterschiedliche Ausprägungen annehmen, die durch die gewählten Vergleichsparameter beschrieben werden. Die Versorgungsgebiete unterscheiden sich zum Beispiel durch

- die Anzahl der Netznutzer,
- die Fläche des versorgten Gebietes,
- den Umfang der Versorgung,

[2] BGH Beschluss 26.9.2023, EnVR 37/21.

- eher städtische oder ländliche Versorgungsgebiete bzw. dünn vs. dicht besiedelte Gebiete,
- Anteil der Kunden, deren Abnahmestellen mit Hochdruckausspeisepunkten betrieben werden, oder
- geographische Besonderheiten des Versorgungsgebiets.

Diese Heterogenität wird durch die Auswahl der Vergleichsparameter und deren Kombination beschrieben und ist notwendig, um einen robusten Effizienzvergleich durchzuführen.

Einige der nachfolgend in **Kapitel 3** beschriebenen Entwicklungstendenzen, die dem Transformationspfad zur Klimaneutralität folgen, können grundsätzlich den Effizienzvergleich beeinflussen. Beispielsweise können Unterschiede in der Transformationsgeschwindigkeit oder unterschiedliche Transformationspfade die strukturelle Vergleichbarkeit zwischen Netzbetreibern beeinflussen. Auch auf die Kostenseite kann sich die Transformation des Energiesystems auswirken. So könnten Kosten auftreten, denen keine Outputs gegenüberstehen oder umgekehrt. Dies wäre entsprechend zu prüfen.

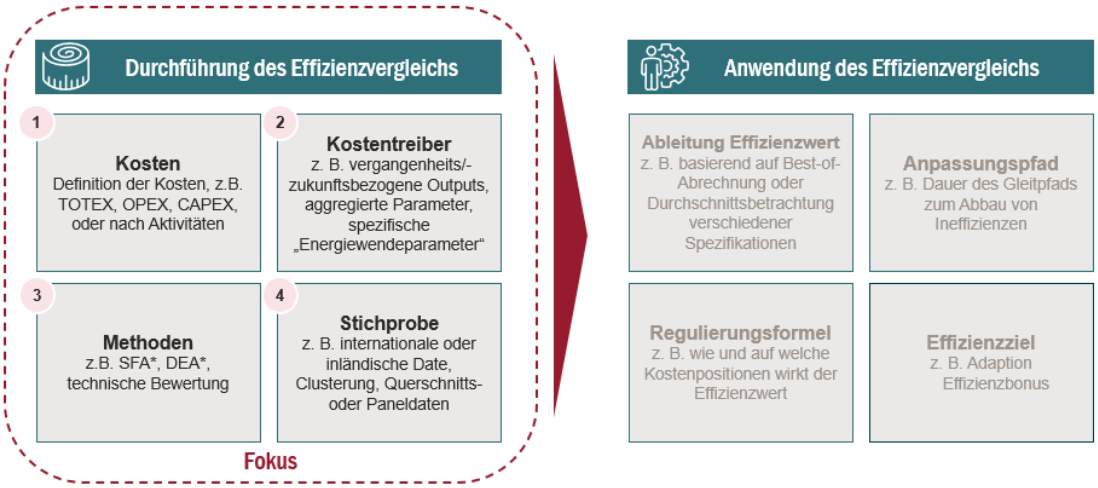
Daraus ergeben sich die folgenden wesentlichen Fragestellungen, denen wir uns im weiteren Verlauf des Gutachtens widmen:

- Wie kann festgestellt werden, ob die strukturelle Vergleichbarkeit der Unternehmen in der Stichprobe gewährleistet ist?
- Wie können bei der Durchführung des Effizienzvergleichs zunehmende Veränderungen der Versorgungsaufgabe, welche die strukturelle Vergleichbarkeit beeinflussen, erfasst werden?
- Wie wirken die Effizienzvorgaben während der Regulierungsperiode im Hinblick auf die sich verändernden Versorgungsstrukturen, und welche Implikationen ergeben sich auf die Erreichbarkeit der Vorgaben?

2.4 Durchführung und Wechselwirkungen zur Anwendung des Effizienzvergleichs

Durch den Effizienzvergleich sollen asymmetrische Informationen zwischen den Netzbetreibern und der Regulierungsbehörde über Kosteneffizienzpotentiale reduziert werden. Über den Vergleich können Vorgaben, die die unterschiedlichen Effizienzpotentiale der Netzbetreiber berücksichtigen, definiert werden. Somit besteht eine Wechselwirkung zwischen der Durchführung des Effizienzvergleichs einerseits sowie der Anwendung des Effizienzvergleichs (bzw. der Ergebnisse) im Regulierungskontext andererseits. Im Folgenden diskutieren wir diese beiden Schritte und die sich hieraus ergebende Implikationen für die Bewertung der zukünftigen Durchführung und Durchführbarkeit des Effizienzvergleichs.

Abbildung 2 Durchführung und Anwendung EVG



Quelle: Frontier Economics

2.4.1 Durchführung des Effizienzvergleichs

Durch den Effizienzvergleich wird anhand Input-Output-Verhältnisse die Kosteneffizienz eines Netzbetreibers ermittelt. Netzbetreiber mit einem für ihre Charakteristika optimalen Input-Output-Verhältnis erhalten einen Effizienzwert von 100 %.[3]

Die folgenden Elemente sind typische Bestandteil einer Effizienzvergleichsanalyse. Die Elemente sind teilweise interdependent und können von der Transformation des Gassektors unterschiedlich betroffen sein:

- **Kosten (Inputs)**: Welche Kosten finden Eingang in die Effizienzanalyse? Gesamtkosten (TOTEX), Kapitalkosten (CAPEX), Betriebskosten (OPEX) oder Ersatzinvestitionen (REPEX)? Weiterhin gibt es Unterschiede bei der exakten Definition der Kostendaten, zum Beispiel bezüglich der Abschreibung von Kapitalgütern. Die Kostenbasis eines Netzbetreibers kann aufgrund der Transformation durch eine Anpassung der Abschreibungspraxis oder letztendlich Kosten für Stilllegungen variieren.
- **Kostentreiber (Outputs)**: In einer Input-orientierten Effizienzanalyse werden die Kosten durch Kostentreiber (Outputs) beschrieben. Die Kostentreiber sollen die Versorgungsaufgabe bestmöglich abbilden, wobei sich diese durch die Transformation des Gassektors ändern kann. Das erfordert ggf. die Anpassung von bis dato angewandten Kostentreibern (Outputs).

[3] In der SFA ist ein Effizienzwert von 100 % nur durch eine Skalierung der Effizienzwerte auf 100% möglich.

- **Methoden**: Es gibt eine Vielzahl an Methoden zur Effizienzmessung. Diese weisen einerseits unterschiedliche Vor- und Nachteile auf und andererseits Anforderungen an die Stichprobengröße. Die Methoden müssen bestmöglich in den konkreten Kontext passen (Inputs, Outputs, Stichprobe). Bis zur vierten Regulierungsperiode kamen für die Gasverteilernetzbetreiber die SFA und DEA zur Anwendung. Die Stilllegung von Gasnetzen als Folge der Transformation des Energiesystems kann sich in der langen Frist auf die Stichprobengröße auswirken und damit eine Rückwirkung auf die Verwendung von Methoden zur Effizienzmessung haben.
- **Stichprobengröße**: Die Zusammensetzung und Größe der Stichprobe und die zeitliche Dimension (Querschnitts- oder Paneldaten) haben u.a. Implikationen auf die Methoden, die im Effizienzvergleich zum Einsatz kommen können. Die Transformation des Energiesystems kann sich auf die Stichprobenzusammensetzung auswirken.

Der Fokus dieser Studie liegt auf der Durchführung des Effizienzvergleichs, wie dieser durch die Transformation des Sektors beeinflusst wird und welche Adaptionen beim Effizienzvergleich erforderlich sein könnten.

2.4.2 Anwendung der Ergebnisse des Effizienzvergleichs in der Regulierung

Die Erlöswirkung des Effizienzvergleichs ergibt sich durch die Überführung der Ergebnisse des Effizienzvergleichs in die Effizienzvorgaben der Erlösobergrenze. Für die Umsetzung der Effizienzvorgabe in der Regulierungsformel sind die folgenden Elemente von Bedeutung, die auch Gegenstand der Diskussion zur Weiterentwicklung der Anreizregulierung sind:

- **Ableitung der Effizienzvorgabe:** Das Ergebnis des Effizienzvergleichs ist ein in Prozent ausgedrückter Effizienzwert. Bis zur vierten Regulierungsperiode wurde dieser als Best-of-Abrechnung der zwei Methoden und zwei Kostenarten ermittelt. Wie zuvor dargestellt, ist im Sachstandspapier zum Effizienzvergleich eine Best-of-Two Abrechnung mit Mittelwertbildung über die zwei Kostenarten vorgesehen (Best-of-Mean-of, BoMo). Vorstellbar ist auch eine Best-of-Two Abrechnung über die beiden Kostenarten und die Mittelwertbildung über die Methoden (Mean-of-Best-of, MoBo).[4]
- **Abbaupfad der Ineffizienz**: Die Effizienzvorgabe wird im Fall der deutschen Netzbetreiber auf die durch die Netzbetreiber beeinflussbaren Gesamtkostenanteile angewendet. Die Ineffizienzen müssen innerhalb einer Regulierungsperiode abgebaut werden. Für die RP5 sieht die BNetzA weiterhin einen 5-jährige Regulierungsperiode vor. Ab der RP6 soll die Regulierungsperiode auf drei Jahre verkürzt werden und somit auch der Abbaupfad für Ineffizienz auf drei Jahre. Die Verkürzung der Regulierungsperiode auf

[4] Im Unterschied zu BoMo ergeben sich bei letztgenannter Art der Bestabrechnung hinsichtlich der Anwendung von KANU 2.0 nur geringfügige Implikationen gegenüber der bisher zur Anwendung kommenden Best-of-Four Abrechnung. Vor diesem Hintergrund wird diese nachfolgend nicht gesondert untersucht. Weitere Details hierzu finden sich in **Abschnitt 5.2.1**.

drei Jahre begründet die BNetzA durch die zunehmende Dynamik der Energiewende, deren Auswirkungen durch kürzere Regulierungsperioden besser erfasst werden können.

Unabhängig davon, ob eine dreijährige oder fünfjährige Regulierungsperiode gewählt wird, ist es stets vorteilhaft, wenn das Basisjahr möglichst nah am Beginn der nächsten Regulierungsperiode liegt. Dadurch ist eine möglichst hohe Aktualität der festzulegenden Effizienzvorgaben und des entsprechenden Abbaupfads gewährleistet.

- **Kostenpositionen in der Regulierungsformel**: Die Einführung von KANU 2.0 führt bei Netzbetreibern, die von dieser Option Gebrauch machen, zu höheren Abschreibungen im Basisjahr der fünften Regulierungsperiode und einem Anstieg der nicht-standardisierten Gesamtkosten. Als Folge dessen können Netzbetreiber, die bisher ihre Vorgabe aus den nicht-standardisierten Kosten erhalten haben, zukünftig ggf. ihren Effizienzwert aus den standardisierten Kosten erhalten, bzw. gemäß dem Sachstandspapier zum Effizienzvergleich aus dem Durchschnitt der beiden Effizienzwerte. Dies kann zu Sprüngen in den Effizienzvorgaben im Vergleich zu früheren Regulierungsperioden führen.

  Bisher werden die Effizienzvorgaben aus einer Gesamtkostenbetrachtung hergeleitet und auf beeinflussbare Gesamtkosten angewendet. Grundsätzlich ist dabei heute vorgesehen, dass Effizienzvorgaben nicht nur aus den nicht-standardisierten Kosten, sondern auch aus den standardisierten Kosten in der Erlösobergrenze auf nicht-standardisierte TOTEX angewendet werden. Die Kostenbasis zur Ermittlung des Effizienzwertes einerseits und bei der Anwendung der Effizienzwerte in der Erlösobergrenze andererseits sind in diesen Fällen also nicht vollständig konsistent. Sollte künftig eine Anpassung der Kosten für die Durchführung des Effizienzvergleichs (z.B. OPEX) in Frage kommen, wäre die Anwendung in der Regulierungsformel allerdings entsprechend anzupassen.
- **Adaption des Effizienzziels**: Grundsätzlich können weitere Modifikationen des Effizienzziels berücksichtigt werden. Derzeit fließt der aus der DEA abgeleitete Effizienzbonus in die Erlösobergrenze ein. Nach aktuellen Überlegungen wird die BNetzA diesen in der fünften Regulierungsperiode nicht mehr implementieren.

2.5 Einfluss intertemporaler Effekte bei der Effizienzmessung

Die Bestimmung der Effizienz erfolgt, wie oben beschrieben, in einem Foto- bzw. Basisjahr für die folgenden Regulierungsperioden. Durch den zeitlichen Verzug zwischen Effizienzmessung und Anwendung der Effizienzwerte können intertemporale Effekte entstehen, die bei der Bewertung des Einflusses der Transformation zu berücksichtigen sind.

Der Effizienzvergleich soll die Effizienz der Netzbetreiber im Basisjahr offenbaren. Der ermittelte Effizienzwert wird für die Dauer der Regulierungsperiode in Form von abzubauenden Ineffizienzen angewendet. Dieses Vorgehen beruht auf der Annahme, dass sich die Effizienz des Netzbetreibers durch exogene, vom Netzbetreiber nicht beeinflussbare

Faktoren im Laufe der Regulierungsperiode nicht grundlegend ändert, Effizienzziele also durch derartige Faktoren nicht unerreichbar werden bzw. keine „Windfall Profits“ durch nicht antizipierte Kostenbewegungen während der Regulierungsperiode entstehen.

Durch die Transformation der Energiewirtschaft kann es jedoch dazu kommen, dass sich die Kostenbasis der Netzbetreiber oder die Versorgungsaufgabe auch sprunghaft ändern. Nachfolgend in **Abschnitt 3.3** und **3.5** diskutieren wir, welche Auswirkung die Transformation auf Kosten und Versorgungsaufgabe haben kann: Reduziert sich z.B. die Versorgungsaufgabe und damit die Kostenbasis, erfolgt – abgesehen von Netzübergängen – keine Anpassung der Erlösobergrenze während der Regulierungsperiode. Es kommt potenziell zu „Windfall-Profits“ für die Netzbetreiber, da die Erlösobergrenze auf Basis einer größer dimensionierten Versorgungsaufgabe hergeleitet und in der Regulierungsperiode angewendet wurden.

Ein zeitliches Auseinanderfallen von Kosten- und Leistungswirkung kann zudem eine negative Auswirkung auf die Effizienzschätzung haben, wenn antizipatorische Entscheidungen (Investitionen oder Rückstellungen z.B. für Stilllegungskosten) die Kostenbasis im Basisjahr erhöhen, die Versorgungsaufgabe sich jedoch erst zeitlich nachgelagert ändert, sei es durch Stilllegung oder Umwidmung: Rückstellungen für erwartete Stilllegungskosten erhöhen die Kosten im Basisjahr. Bei der Stilllegung zu einem späteren Zeitpunkt wird die Rückstellung in Anspruch genommen und die Stilllegungskosten dadurch grundsätzlich gedeckt (Erfolgsneutralität). Die Rückstellung führt bei der Bildung zunächst zu einem Effizienznachteil für den Netzbetreiber (sofern die Kosten nicht herausgerechnet werden), im Zeitpunkt der Inanspruchnahme hingegen zu einem Effizienzvorteil.

Insofern kann die Wahl des Basisjahres bei sprunghaften Entwicklungen wie der Außerbetriebnahme von Netzarealen zu merklichen Veränderungen der Effizienzwerte der Netzbetreiber haben. Dies ist allerdings nicht zwingend: Stehen verminderten Outputs (z.B. Rohrvolumen) entsprechend geringere Kosten (hier v.a. Kapitalkosten, aber ggf. auch Betriebskosten) gegenüber, können die Auswirkungen auf den Effizienzwert auch moderat ausfallen.

Ähnliche Effekte ergeben sich durch Anpassungen bei den Abschreibungsmodalitäten für bestehende Anlagen wie z.B. KANU 2.0. So erhöhen z.B. beschleunigte Abschreibungen die Kostenbasis in frühen Jahren. Dies erhöht die nicht-standardisierter Kosten (TOTEX) und senkt somit den korrespondierenden Effizienzwert des Netzbetreibers[5], während in späteren Jahren die Kostenbasis niedriger ausfällt, mit entsprechend positiven Auswirkungen auf die Effizienzwerte des betroffenen Netzbetreibers (und ggf. niedrigeren Effizienzwerten für andere Netzbetreiber).

[5] Erhöht aber ggf. die Effizienzwerte anderer Netzbetreiber, falls der Netzbetreiber mit beschleunigter Abschreibung zuvor Peer Unternehmen war.

Somit kann durch die Gasnetztransformation ein Konflikt zwischen dem zeitlichen Vorziehen von Kosten (durch KANU 2.0 und Stilllegungsrückstellungen) und einer sachgerechten Effizienzmessung entstehen, wenn der Transformationspfad der Netzbetreiber zeitlich, inhaltlich und hinsichtlich des Ausmaßes unterschiedlich verläuft.

In den nachfolgenden Kapiteln diskutieren wir Möglichkeiten, mit den intertemporalen Effekten und deren Auswirkungen auf die Effizienzvorgabe umzugehen. Grundsätzlich sollte eine über Regulierungsperioden hinweg konsistente Behandlung von unterschiedlichen Kostenpositionen und Effizienzvorgaben gewährleistet sein.

2.6 Schlussfolgerungen und Implikationen für die Analyse

Die Ermittlung der Effizienzvorgaben auf Basis eines Effizienzvergleichs als einem der wesentlichen Instrumente zur Anreizsetzung im (Anreiz-) Regulierungsregime hat sich nach bereits viermaliger Durchführung etabliert. Vor dem Hintergrund der Transformation des Energiesektors und der Überarbeitung des Regulierungsrahmens im Zuge des NEST-Prozesses stehen substantielle Anpassungen für die Zukunft bevor, auf die wir im Rahmen der Analyse tiefergehender eingehen werden.

Ziel des Effizienzvergleichs ist es, Netzbetreiber einander gegenüberzustellen, die miteinander strukturell vergleichbar sind. Dies bedeutet, dass sie jeweils grundsätzlich eine vergleichbare Versorgungsaufgabe erfüllen, die durch die Auswahl der Vergleichsparameter beschrieben werden kann. Ein gewisses Maß an Varianz in den Daten und Heterogenität zwischen den Netzbetreibern war dabei schon immer zu beobachten.

Bei der Ableitung unternehmensindividueller Effizienzvorgaben ist zwischen der Effizienzwertermittlung als der Durchführung des Effizienzvergleichs und der Anwendung des Effizienzwertes im Regulierungskontext zu unterscheiden. Auch wenn im Rahmen dieses Gutachtens Durchführbarkeit des Effizienzvergleichs im Fokus steht, berücksichtigen wir spezifische Aspekte der Anwendung des Effizienzwertes, wie zum Beispiel die Ableitung der Effizienzvorgabe (Bestabrechnung) oder die Einbettung der Effizienzvorgabe in der Regulierungsformel.

Der Einfluss intertemporaler Effekte bei der Effizienzmessung ist aus zwei Gründen für die weitere Untersuchung von Bedeutung. Einerseits können durch den zeitlichen Verzug zwischen Effizienzmessung und Anwendung der Effizienzwerte Windfall-Profit/-Losses entstehen. Anderseits kann sich die Transformation zu unterschiedlichen Zeitpunkten auf Kosten oder Versorgungsaufgabe auswirken, was die Vergleichbarkeit der Unternehmen einschränken kann.

3 Versorgungsaufgabe und Entwicklungstendenzen bei Gasnetzbetreibern

Die Transformation zur Klimaneutralität wird deutliche Veränderungen der Erdgasverteilernetze bewirken, in der Regel bis zu einer vollständigen Stilllegung. Wir erläutern in diesem Kapitel, wie sich dadurch die Versorgungsaufgabe der Verteilernetze ändern kann.

- Zunächst erläutern wir in **Abschnitt 3.1**, in welcher zeitlichen Dynamik sich die Versorgungsaufgabe der Verteilernetze ändern kann und mit welchem Grundgerüst an Indikatoren sich diese Veränderung beobachten lässt.
- In **Abschnitt 3.2** zeigen wir auf, welche grundlegenden Entwicklungsrichtungen – Stilllegung, Umwidmung für Wasserstoff, in Einzelfällen evtl. Weiternutzung mit Biomethan/SNG – aus heutiger Sicht möglich erscheinen und erstellen eine Gesamtübersicht von Szenariostudien, insbesondere auf Basis der Langfristszenarien für die Bundesregierung, die mögliche Divergenzen und Geschwindigkeiten der Veränderungen abbildet.
- Die **Abschnitte 3.3 und 3.5** gehen vertiefend darauf ein, welche Auswirkungen unterschiedliche Entwicklungen – 1) Rückgang der Elementarlasten, 2) Reduktion der Ausspeisepunktdichte und 3) Flächenstilllegungen – auf die Inputparameter (Kosten) und Vergleichsparameter (Vergleichs- oder Leistungsparameter zur Beschreibung der Versorgungsaufgabe) der Verteilernetze haben.
- Eine Sonderrolle im Rahmen der Transformation spielen die Kosten für die Stilllegung und ggf. sogar den Rückbau von Verteilernetzen, dem sich **Abschnitt 3.4** widmet, und in dem eine Budgetierung der sachgerechten Stilllegungskosten hergeleitet wird.
- In **Abschnitt 0** ziehen wir ein Zwischenfazit.

3.1 Versorgungsaufgabe der Gasverteilernetze

In der aktuellen Ausgangssituation werden Erdgasverteilernetze ausschließlich für Erdgas und Biomethan genutzt; Beimischungen von Wasserstoff finden nicht in relevantem Umfang statt. Die Nachfrage nach Gas stammt aus den Sektoren private Haushalte und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD), insbesondere für die dezentrale Raumwärmebereitstellung, sowie aus dem Sektor Industrie, vor allem für Prozesswärme; ferner gibt es Nachfrage für die Fernwärmeerzeugung und die Stromerzeugung in Gaskraftwerken. Insgesamt gibt es in Deutschland Erdgasverteilernetze mit einer Gesamtlänge von etwa 500.000 km.

Von großer Relevanz für die Entwicklung der Versorgungsaufgabe sind die Entscheidungen in der kommunalen Wärmeplanung sowie die Entwicklung der Industrie- und Gewerbenachfrage nach gasförmigen Energieträgern. Alle Energiesystemanalysen weisen

deutliche Verringerungen aus, auch bei Einbezug klimaneutraler Gase, und für fossiles Erdgas einen Rückgang auf null. Auch im Verlauf dieses Transformationsprozesses sind die Struktur der Versorgungsgebiete und der Nachfrage zu beachten, die für unterschiedliche Netzausprägungen sorgen, z.B.

- **städtisch und ländlich geprägte Regionen** – Während städtische Gebiete durch eine hohe Anschlusspunktdichte und eine Vielzahl an Kunden und entsprechend hohe Energiedichten geprägt sind, bilden in ländlich geprägten Regionen vor allem die zurückzulegenden Distanzen zwischen den Versorgungszentren eine Herausforderung für die Gasverteilung. Auf der anderen Seite sind Bauarbeiten und Wartungen in städtischen Gebieten oft aufwendiger.
- **Gebiete mit hohem Industrieanteil und solche mit überwiegendem Haushaltsverbrauch** – Während Netzbetreiber in industriell geprägten Regionen hohe Abnahmemengen verteilen und Leistungen bereitstellen, sind diese Werte auch in ausgedehnten Verteilernetzen ohne industrielle Nachfrage niedriger. Die Netzdimensionierung kann sich in industriell geprägten Regionen deutlich unterscheiden von der in Regionen mit vorwiegend Haushaltskunden.
- **Transportanteile über regionale Entfernungen oder kleinteilige Verteilung** – In einigen Fällen spielt der regionale Gastransport größerer Gasmengen eine wichtige Rolle, während in anderen Verteilernetzen die Verteilung kleiner Gasmengen über kurze Distanz überwiegt oder vollständig dominiert – das Verhältnis der lokalen Verteilung vs. regionalen Transportanteile variiert zwischen den Netzbetreibern. Mit wenigen Ausnahmen bestehen aber alle Verteilernetze aus Komponenten, die dem Gastransport über größere Strecken dienen, und solchen für die Verteilung an Endkunden.

Während die Struktur von Versorgungsgebieten und Nachfrage zu exogenen Unterschieden der Versorgungsaufgabe führen können, und damit auch zu unterschiedlichen Netzausprägungen, gibt es auch endogene Gestaltungsmöglichkeiten in Bezug auf die Umsetzung der Versorgungsaufgabe. So können Verteilernetzbetreiber zum Beispiel unterschiedliche Druckstufenkonzepte anwenden und auch die verwendeten Pipelinedurchmesser und -materialien beeinflussen. Auch Pipelinelängen können durch die Betreiber für ein und dieselbe Versorgungsaufgabe unterschiedlich geplant werden. Ebenfalls können in Gasverteilernetzen, z.B. durch die Planung von Trassenverläufen, Leitungslängen unterschiedlich dimensioniert werden.

Vor diesem Hintergrund ist die Versorgungsaufgabe eines jeden Verteilernetzes in ihrer jeweiligen Ausprägung durch die Kombination geeigneter Parameter zu beschreiben, für die sich die Kriterien **Vollständigkeit und strukturelle Vergleichbarkeit** (durch die Parameter sollen die Unterschiede der Versorgungsaufgabe der Netzbetreiber möglichst vollständig abgebildet werden), **Exogenität** (die Parameter sollen nicht durch die Entscheidungen der Netzbetreiber beeinflussbar sein), **Nicht-Redundanz** (die Parameter sollen sich auf das Wesentliche beschränken, da sich überlagernde Parameter einerseits zu einer Überbetonung

von Teileffekten führen und andererseits die statistische Analyse erschweren können) und **Quantifizierbarkeit** (die Parameter sollen messbar oder mengenmäßig erfassbar sein) etabliert und bewährt haben.

Diesen Kriterien und der methodischen Vorgehensweise in vergangenen Effizienzvergleichen folgend, wird die jeweilige Versorgungsaufgabe eines Netzbetreibers durch die Kombination verschiedener Vergleichs- oder Outputparameter abgebildet, die darauf zu prüfen sind, ob sie auch die Veränderungen im Zuge der Transformation erfassen. Dabei gelten aus ingenieurswissenschaftlicher Sicht die Dimensionen Ausdehnung, Kapazitätsbereitstellung, Verteilung, Transport, Granularität, Geologie und Nachfragestrukturveränderungen unverändert als zielführend. Für diese übergeordneten Dimensionen der Leistungserbringung eines Gasverteilernetzes (die insgesamt die ganzheitliche Versorgungsaufgabe beschreiben) kann unterschieden werden:

- **Ausdehnung des Versorgungsgebiets** – Hiermit wird erfasst, welche Ausdehnung das Netz zur Erfüllung der Versorgungsaufgabe aufweisen muss. Für die Versorgung mit Gas in einer großen geografischen Ausdehnung ist ein erhöhter Umfang an Netzinfrastruktur bereitzustellen und zu betreiben als bei einer räumlich eng umgrenzten Versorgungsaufgabe.
- **Bereitstellung von Kapazität** – Netzbetreiber müssen ihre Netze derart dimensionieren, dass die Nachfrage der Kunden auch zu Spitzenlastzeiten erfüllt werden kann. Die Spitzenlast wird insbesondere durch die Kundenstruktur und das Abnahmeverhalten der Kunden beeinflusst.
- **Verteilung der Energie zum Kunden** – Der Netzbetreiber muss Leitungen bereitstellen, die das Gas bis zu jedem einzelnen Kunden verteilen. Der Umfang der Leitungen selbst hängt vom Erschließungsgrad des Versorgungsgebietes, der Kundendichte und der Zersiedelung ab. Letztere beeinflusst den Umfang der Verbindungsleitungen zwischen Siedlungsgebieten.
- **Transport von Energie in Hochdrucknetzen** – Der Transport von Gas in Hochdrucknetzen geht mit besonderen Anforderungen einher.
- **Granularität des Versorgungsgebietes** – Bei einer komplexeren und stärker zersiedelt und/oder untergliederten Versorgungsaufgabe, zum Beispiel aufgrund einer höheren Anzahl von Ausspeisepunkten, sind in der Regel mehr Leitungen mit (teilweise) geringerem Durchmesser zu verlegen als bei einer Konzentration der Abnahme auf einige wenige durch den Netzbetreiber zu erschließende Ausspeisepunkte. Dementsprechend ist mehr Netzinfrastruktur bereitzustellen, die mit höheren Kosten verbunden ist.
- **Geologische Besonderheit der Versorgungsaufgabe** – Die Kosten der Leitungsverlegung steigen in Versorgungsgebieten mit schwer grabbaren Böden gegenüber leicht grabbaren Böden an.
- **Veränderung der Nachfragestruktur** – Bei einer unerwarteten Veränderung der Nachfragestruktur, zum Beispiel durch einen Bevölkerungsrückgang, stehen Netzkosten

keine unmittelbar gemessenen gaswirtschaftlichen Leistungen gegenüber. Netzbetreiber könnten ggf., bei bestimmter Parameterwahl, ineffizient erscheinen. Dies wäre insbesondere der Fall, wenn im Effizienzvergleich nur Parameter verwendet würden, die mit der Auslastung des Gasnetzes zusammenhängen, wie zum Beispiel die gelieferte Energie.

Für diese Dimensionen und ihre geeignete Abbildung durch eine Kombination von Vergleichs- oder Outputparametern sind im Zusammenhang mit der Fragestellung des Gutachtens diejenigen Parameter besonders hervorzuheben, die sich im Rahmen der Transformation wesentlich verändern werden. Durch diese Parameter könnte auch die Transformation selbst im Sinne des Kriteriums der Quantifizierbarkeit gemessen oder mengenmäßig erfasst werden. Im Unterschied hierzu können Dimensionen oder Parameter, die keinen oder geringeren Veränderungen unterliegen oder deren Veränderungen geringere Kostenwirkungen haben werden, nachgeordnet betrachtet werden.

Dimensionen, die sich mit der Transformation des Energiesystems ändern werden, gehören „Ausdehnung des Versorgungsgebiets“, „Kapazitätsbereitstellung“ und „Verteilung“ bzw. „Granularität“. Für die Dimension „Geologie“ ist keine Veränderung zu erwarten. Die Dimension der „Nachfragestrukturveränderungen“ resultiert aus der Veränderung der erstgenannten Dimensionen.

Die wesentlichen Änderungen im Zuge der Transformation lassen sich in den genannten wesentlichen Dimensionen durch folgende Parameter abbilden, die auch im Rahmen einer systematischen Modellnetzanalyse variiert werden können:

- **Ausdehnung**: Fläche des Netzgebietes, in dem sich Leitungen sowie Ein- und Ausspeisepunkte befinden.
- **Kapazitätsbereitstellung**: Jahreshöchstlast, als einheitliche Elementarlast bezogen auf jeden Ausspeisepunkt.
- **Verteilung/Granularität**: Anzahl der Ausspeispunkte, bezogen auf die Fläche des Netzgebietes als Ausspeispunktdichte.

Damit kann die Kombination aus Fläche, Last und Ausspeisepunkten als zentrales Grundgerüst für die Parametrierung von Veränderungen verwendet werden, die die jeweiligen Versorgungsaufgaben verschiedener Netzbetreiber im Zuge der Transformation prägen werden. Diese Grundparametrierung ist vollständig exogen.[6]

Wir verwenden die Parameter Fläche, Jahreshöchstlast bzw. Elementarlasten und die Anzahl der Ausspeisepunkte als Messgrößen für die **Veränderungsgeschwindigkeit** in der

6 In den Effizienzvergleichen für Verteilernetzbetreiber der Vergangenheit ist die Dimensionen „Ausdehnung“ durch den Parameter „Rohrvolumen“ abgebildet worden. Dieser Parameter ist im Gegensatz zur Fläche eindeutiger zu erheben, ist allerdings (teil)endogen (siehe **Abschnitt 3.5)**.

Transformation. Wenn diese Parameter auf Basis der exogenen und leicht beobachtbaren Größen eine deutliche Dimension und Richtung aufweisen, ist zu erwarten, dass sich diese Richtung und Veränderungsgeschwindigkeit auch in anderen verwandten Parametern zeigen wird. Das heißt, dass z.B. bei einer Reduktion der Anzahl der Ausspeisepunkte auch die Anzahl der Messstellen in einem ähnlichen Umfang zurückgehen dürfte. Die Transformationsrichtung und -geschwindigkeit ist durch die Anzahl der Ausspeisepunkte gut beobachtbar; ob in einem konkreten Effizienzvergleich die Anzahl der Messstellen oder die Anzahl der Ausspeispunkte vorzugswürdig sind, sollte auf Basis konkreter Datensätze überprüft werden.

3.2 Zukunftsszenarien und erwartete Veränderung der Versorgungsaufgaben

Im folgenden Kapitel werden verschiedene Zielzustände der Gasverteilnetze aufgezeigt, verschiedene Transformationspfade in Bezug auf Richtung und Geschwindigkeit diskutiert und die Ausprägung der Transformationspfade basierend auf Systemstudien aufgezeigt. Danach wird mittels einer ersten Auswertung von kommunalen Wärmeplänen eine Verknüpfung der bottom-up Entwicklungen mit top-down Zielen betrachtet und abschließend die Erwartungen für die Einflussgrößen auf den Effizienzvergleich abgeleitet.

3.2.1 Zielzustände der Gasverteilernetztransformation

Für die Zielzustände, auf die sich Gasverteilernetze hin entwickeln können, kommen – aus heutiger, noch unsicherer Sicht – verschiedene grundlegende Szenarien in Frage. Welches dieser Szenarien sich wie realisieren wird, ist heute nicht bekannt. Auch ein Nebeneinander unterschiedlicher Szenarien, also unterschiedliche Entwicklungsrichtungen für unterschiedliche Gasverteilnetze, kann nicht sicher ausgeschlossen werden. Es ist ebenfalls möglich, dass sich ein einheitliches Grundszenario für alle oder jedenfalls die weit überwiegende Mehrheit der Gasverteilernetze durchsetzt, weil die allgemeinen Einflussfaktoren auf alle in ähnlicher Weise wirken.

In Vereinfachung lassen sich die Zielzustände einordnen in

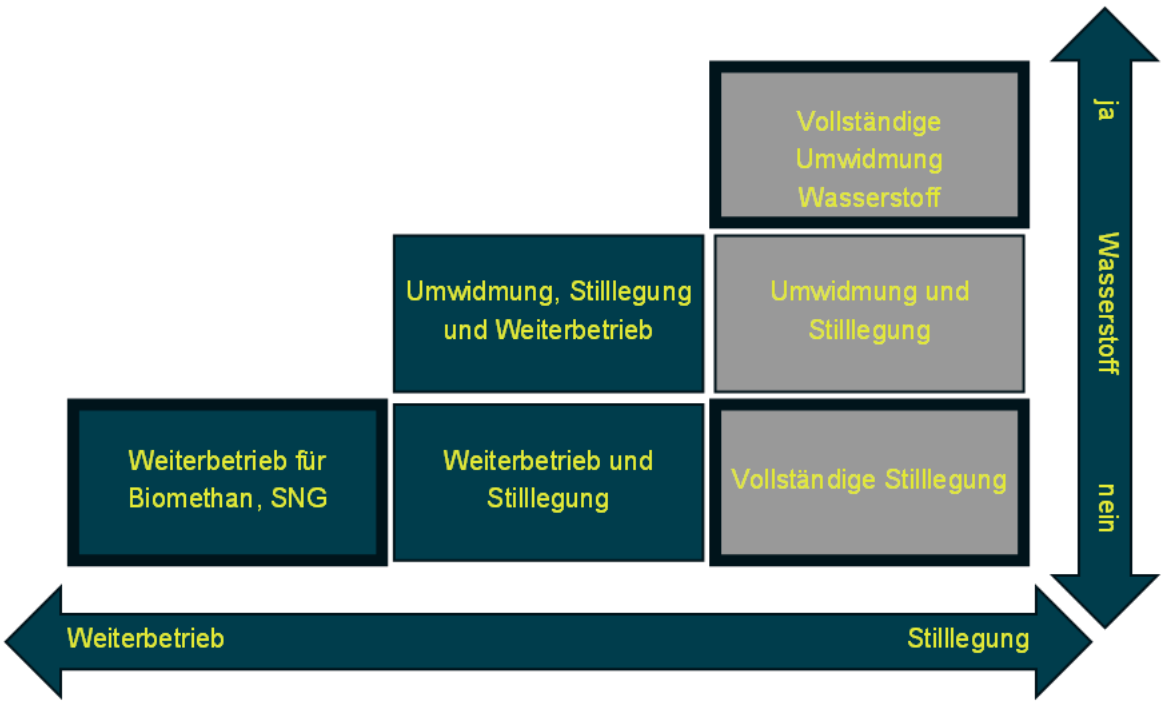
1. eine vollständige Stilllegung der Netzinfrastrukturen;
2. eine teilweise Umwidmung auf Wasserstoff, der für den Gasverteilernetzbetrieb einer Stilllegung entspricht, allerdings mit erheblichen Unterschieden hinsichtlich der Restbuchwerte (die einem dann entstehenden Wasserstoffverteilernetz zuzuordnen wären) und der Stilllegungsaufwendungen (die nur teilweise anfallen würden); Umwidmungsaufwendungen werden hier nicht thematisiert, da sie nur im Wasserstoffverteilernetz eine Rolle spielen dürften;

3. eine vollständige bzw. weitgehend gleichwertige Weiternutzung der Netze durch den Einsatz von Biomethan und/oder synthetischen Kohlenwasserstoffe

Auch wenn die weitere Entwicklung nicht sicher abgeschätzt werden kann, ist davon auszugehen, dass in der Realität der Transformation der Erdgasverteilernetze in aller Regel Zwischenformen dieser Extremszenarien überwiegen werden. So ist gut vorstellbar, dass auch innerhalb eines heutigen Erdgasverteilernetzes bestimmte Teile für die Nutzung von Wasserstoff umgewidmet werden, andere Teile stillgelegt werden und wiederum andere Teile für Biomethan weiterverwendet werden könnten.

Abbildung 3 zeigt die denkbaren Zielzustände. Welcher Zustand sich in welcher Region in welcher Ausprägung einstellt, wird auch erheblich von der kommunalen Wärmeplanung sowie der Entwicklungen in der Industrienachfrage beeinflusst werden. Für den Weiterbetrieb der der Gasverteilernetze sind nur die dunkelblau markierten Zustände relevant.

Abbildung 3 Denkbare Zielzustände der Transformation der Gasverteilernetze



Quelle: Congas

Alle Zielzustände sind durch einen Rückgang der Gasnachfrage in den Versorgungsgebieten geprägt. Die heute noch durch Erdgas bereitgestellte Energie wird im Zuge der Transformation zur klimaneutralen Energieversorgung durch andere Energieträger ersetzt. So kann zum einen eine vollständige Elektrifizierung der Wärmebereitstellung und weiterer Prozesse stattfinden, sodass die Netze vollständig stillgelegt werden. Auch eine Umstellung der

Wärmeversorgung auf Nah- bzw. Fernwärme macht Gasverteilernetze in der lokalen Versorgungsebene überflüssig. Erdgas kann zudem durch andere gasförmige Energieträger wie Biomethan oder Wasserstoff ersetzt werden. Da Biomethan und synthetische Kohlenwasserstoffe in ihrer chemischen Zusammensetzung Erdgas annähernd gleichen, und die Netze ohne größere Umstellungen für die Verteilung dieser Energiegase genutzt werden können, kann hierbei von einem Weiterbetrieb der Netze gesprochen werden. Für Wasserstoff, der mit anderen strömungsmechanischen Eigenschaften, einem anderen Energiegehalt und zum Teil anderen Anwendungsbereichen einhergeht, und in den meisten Fällen bereits ab einem Beimischungsanteil im unteren zweistelligen Prozentbereich eine technische Überarbeitung der Netzinfrastrukturen erfordert, sollte bei der Umwidmung zu Wasserstoffnetzen nicht von einem Weiterbetrieb gesprochen werden.

Zudem kann es Netzgebiete geben, in denen Wasserstoff als Beimischung in das Netz eingespeist wird, um später den Methananteil gänzlich durch Wasserstoff oder Biogas zu ersetzen. Bei einem Mischnetz, das ohne Umstellung von Betriebsmitteln auskommt, kann von einem Weiterbetrieb gesprochen werden.

3.2.2 Unterschiedliche Transformationspfade – Richtung und Geschwindigkeit

In der Transformation sind somit unterschiedliche Entwicklungsrichtungen – hin zu den genannten Zielzuständen der verschiedenen Szenarien – und darüber hinaus auch unterschiedliche Geschwindigkeiten dieser Entwicklungen – denkbar, mithin in zweierlei Dimensionen verschiedene Transformationspfade. So wird auch auf dem Weg hin zu einer vollständigen Stilllegung oder einer Umwidmung auf Wasserstoff zu jeweils unterschiedlichen Zeitpunkten eine unterschiedliche Mischform der Nutzung durchlaufen werden, bis der Prozess mit Erreichung des Zielzustandes zum Abschluss gekommen ist. Auch hier gilt, dass v.a. aus heutiger, unsicherer Sicht unterschiedliche Transformationsgeschwindigkeiten möglich erscheinen, während mit einem fortschreitenden Klärungsprozess für die Umstellung auf Klimaneutralität auch eine weitgehende Vereinheitlichung der Transformationsgeschwindigkeit denkbar ist.

Dabei ist als insgesamt dominanter Treiber der Entwicklung der Rückgang der Nachfrage nach Erdgas zu nennen, den alle in den letzten Jahren durchgeführten Energiesystemanalysen beinhalten (siehe **Abschnitt 3.2.3**). Dieser Rückgang kann aber auf unterschiedliche Art und Weise von statten gehen und sich unterschiedlich auf die noch erforderliche Infrastruktur auswirken. Wir stellen dies in drei wiederum extrem gestalteten Entwicklungsvarianten dar, die in der Realität mit hoher Wahrscheinlichkeit durchmischt nebeneinander, möglicherweise auch in überlappenden Phasen nacheinander durchlaufen werden:

- **Entwicklung 1 – Rückgang der Elementarlasten**: Es wäre denkbar, dass bei grundsätzlich gleichbleibender Kunden- und Abnahmestruktur zunächst die Nachfrage an

allen Ausspeisepunkten und damit auch die Jahreshöchstlast sinkt – bevor die Kunden schließlich ganz auf andere Energieträger wechseln. Ein derartiger Rückgang der sogenannten Elementarlasten wäre zum Beispiel als Folge von steigenden CO2-Preisen und dadurch auch Gaspreisen, Einsparungen durch verbesserte Dämmung und Effizienzsteigerungen denkbar.

- **Entwicklung 2 – Rückgang der Ausspeisepunktdichte**: Ebenfalls vorstellbar ist ein Rückgang der Ausspeisepunkte und damit der Anschlusspunktdichte bei gleichbleibenden Flächen und gleichbleibenden Elementarlasten. Eine sinkende Anschlusspunktdichte könnte durch die Abschaltung einzelner Kunden innerhalb des Netzgebiets entstehen, die nach und nach auf andere Energieträger umsteigen. Der Austausch einer Gastherme durch eine Wärmepumpe dient hier als einfaches Beispiel. Hierbei könnte es zu Unterschieden kommen, je nach Art der Kunden, die vom Netz gehen. So könnten zum Beispiel zunächst vermehrt Industrie und Gewerbe auf andere Energieträger wechseln, und Haushaltskunden erst später nachziehen. In diesem Fall könnte ein Rückgang der Ausspeisepunkte auch einen Einfluss auf die durchschnittlichen Elementarlasten haben.
- **Entwicklung 3 – (Teil-)Gebietsstilllegung**: Im Rahmen der Gebietsplanung innerhalb der kommunalen Wärmeplanung ist ebenfalls möglich, dass zu bestimmten Zeitpunkten ganze Teilgebiete vom Netz getrennt werden und so die Netzausdehnung[7] sprungartig zurückgeht. Gleichzeitig würden die weiter zu versorgenden Gebiete wahrscheinlich mit ähnlichen Nachfragen und Anschlusspunktdichten bestehen bleiben. Für die abgetrennten Netzgebiete gibt es in diesem Fall zwei Möglichkeiten, die ggf. mit unterschiedlichen Kosten für den Netzbetreiber einhergehen. So kann der abgetrennte Teil an einen Wasserstoffnetzbetreiber veräußert werden, oder aber – mit weiteren Kosten verbunden – stillgelegt oder gar rückgebaut werden.

Auch diese drei Entwicklungstendenzen, der Rückgang der Elementarlasten, die sinkende Anschlusspunktdichte und das Abschalten ganzer Teilgebiete, werden voraussichtlich nicht klar voneinander zu trennen sein. So ist in den meisten Regionen zunächst mit einem stetigen Rückgang der Elementarlasten und der Anschlusspunktdichte durch die Entscheidungen einzelner Kunden (beeinflusst durch Gaspreise und Netzentgelte, Wechselförderungen etc.) zu rechnen. Später, je nach kommunaler Wärmeplanung und insbesondere auch Planungs- und Handhabungspraxis der jeweiligen Netzbetreiber, ist mit der Abschaltung von Teilgebieten, die schon mehr oder weniger „ausgedünnt“ sein können, zu rechnen. Diese Entwicklung wird dann sprunghaft erfolgen.

Während stetige und gleichmäßige Entwicklungen voraussichtlich gut abzubilden sein werden, ist nicht sicher auszuschließen, dass sprunghafte Änderungen der

[7] Mit der Ausdehnung des Netzgebiets ist die Größe der Fläche im Sinne der Versorgungsaufgabe gemeint. Die Netzausdehnung kann über verschiedene Parameter, darunter die versorgte Fläche, das Konzessionsgebiet, das Rohrvolumen und die Leitungslänge o.ä. abgebildet werden.

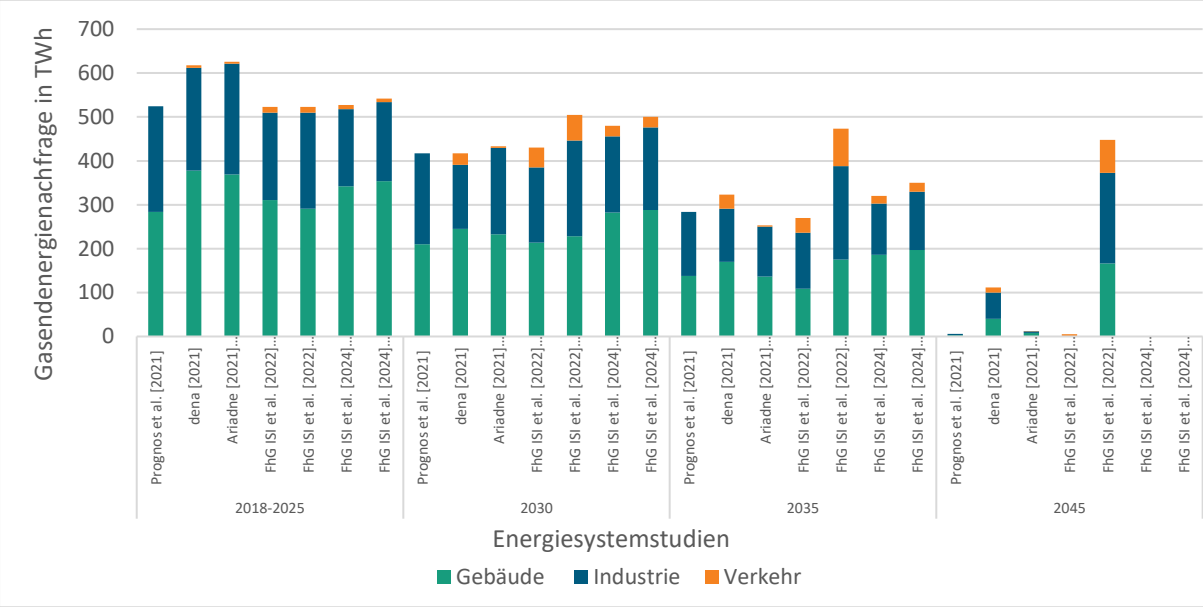
Versorgungsgebiete, ausgelöst durch Umwidmungen oder Stilllegungen, v.a. wenn diese nicht bei vielen Netzbetreibern gleichförmig erfolgen, zu größeren Herausforderungen für die Vergleichbarkeit der Verteilernetze führen. Aus diesem Grund ist es notwendig, nicht nur einzelne Verteilernetze und auch nicht nur Durchschnittswerte über alle Netze zu beobachten und zu bewerten, sondern insbesondere festzustellen, ob Teilgruppen von Netzbetreibern sich in deutlich unterschiedlichen Entwicklungsrichtungen und/oder mit deutlich unterschiedlicher Geschwindigkeit und auf möglicherweise unterschiedlichen Transformationspfaden bewegen, siehe vertieft hierzu **Abschnitte 3.3 und 3.5**.

3.2.3 Abschätzung der Ausprägung der Transformationsprozesse im Vergleich der Systemstudien

Alle Energiesystemstudien zeigen einen deutlichen Rückgang der Gasnachfrage, wie **Abbildung 4** verdeutlicht. Die Abbildung zeigt die szenariobasierte Entwicklung der Gasnachfragen, welche Erdgas, synthetisches Methan und Biogas miteinschließen, für die verschiedenen Endverbrauchssektoren Gebäude, Industrie und Verkehr. Die Szenarien stellen Zielszenarien dar, sodass eine Klimaneutralität des Energiesystems bis 2045 erreicht wird. Die dargestellten Transformationspfade folgen einem volkswirtschaftlichen Optimum, wobei auch verschiedene Fokusszenarien enthalten sind. Lediglich in zwei Szenarien geht die Gasnachfrage nicht auf Werte nahe null zurück; eine Sonderposition nimmt dabei das T45-PtG/PtL Szenario der Langfristszenarien ein, das gezielt auf möglichst hohe Anteile synthetisierter Kohlenwasserstoffe ausgerichtet wurde und aus diesem Grund eine vergleichsweise hohe verbleibende Gasnachfrage, insbesondere im Industriesektor, aufweist.

Abbildung 4 verdeutlicht weiterhin, dass in den meisten Szenarien der größte Rückgang nach 2030 einsetzt und vorrangig zwischen 2035 und 2045 stattfindet.

Abbildung 4 Entwicklung der Gasnachfrage (Erdgas, synthetische Kohlenwasserstoffe, Biogas) in verschiedenen Energiesystemstudien



Quelle: Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut (2021): Klimaneutrales Deutschland 2045. Im Auftrag von Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende und Agora Verkehrswende. dena (2021): dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität. Kopernikus-Projekt Ariadne (2021): Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045. Fraunhofer ISI, Consentec, IFEU, und TU Berlin (2022, 2024): Langfristszenarien. Im Auftrag des BMWK

In Bezug auf die Entwicklungen der Wasserstoffnachfrage zeigen die Studien insbesondere zwischen 2035 und 2045 einen Anstieg der Nachfrage.[8] Nur wenige Studien sehen hierbei Nachfragen im Gebäudesektor, der Großteil der Nachfrage wird im Industriesektor erwartet. Während die großen Chemie- und Stahlstandorte in der Planung des Wasserstoffkernnetzes berücksichtigt wurden, ist noch offen, wie Wasserstoffnachfragen der Glas-, Keramik-, Zement- und Kalkindustrie versorgt werden[9]. Gerade diese Industriebranchen werden heutzutage tendenziell über das Gasverteilnetz versorgt[10], sodass zukünftig zumindest einzelne Leitungen für die Verteilung von Wasserstoff umgerüstet oder gar neugebaut werden könnten.

Um eine kohärente Orientierung bei der Transformation des Energiesystems zu erreichen, wird nach § 12a EnWG von der Bundesregierung eine Systementwicklungsstrategie alle vier Jahre vorgelegt. Diese dient insbesondere für die Netzentwicklungspläne Strom und Gas/ Wasserstoff zur Orientierung und wirken sich somit auch auf die Verteilnetzebene aus. Die

8 Details zur Entwicklung der Wasserstoffnachfrage in Annex A .

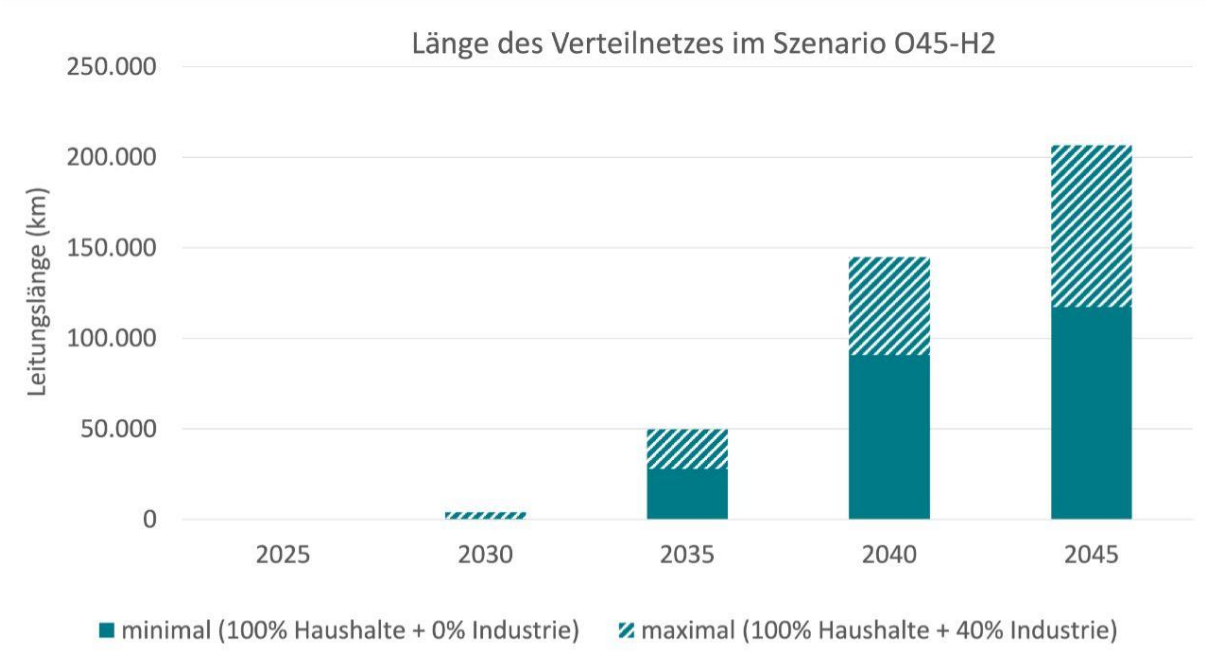
9 Fraunhofer ISI (2024): CO_2-neutrale Prozesswärme durch Elektrifizierung und Einsatz von Wasserstoff.

10 Oberle, S.; Neuwirth, M.; Gnann, T., Wietschel, M. (2022): Can Industry Keep Gas Distribution Networks Alive? Future Development of the Gas Network in a Decarbonized World: A German Case Study. https://doi.org/10.3390/en15249596

zentrale wissenschaftliche Grundlage für die Systementwicklungsstrategie 2024 sind die O45-Szenarien der Langfristszenarien[11].

Wie bereits in dem Studienvergleich gezeigt, sehen die O45-Szenarien einen deutlichen Rückgang der Gasnachfrage bis 2045 vor. Im O45-Strom-Szenario wird keine weitere Nutzung der Gasverteilnetze nach 2045 erwartet. Im Gegensatz dazu zeigt das O45-H2-Szenario eine signifikante Wasserstoffnachfrage in der Industrie sowie im Gebäudesektor, was einen Bedarf an Wasserstoffverteilnetzen zur Folge hat. Das Szenario definiert die untere Grenze des Verteilnetzbedarfs als eine ausschließlich aus Haushalten stammende Wasserstoffnachfrage. Die obere Grenze hingegen umfasst neben den Haushalten auch 40 % der Industrienachfrage, die über Verteilnetze gedeckt werden soll. Dies führt zu einer Spannweite von 6.400 km² bis 11.500 km² angeschlossener Fläche an Wasserstoffverteilnetze. Der Bedarf wird laut dem Szenario zwischen 2025 bis 2030 gering sein, wie **Abbildung 5** darstellt. Bis zum Jahr 2035 werden bis zu 50.000 km an Wasserstoffverteilnetzen benötigt, bis 2040 zwischen 100.000 km und 150.000 km und bis 2045 zwischen 100.000 km und 200.000 km.

Abbildung 5 Verteilnetzlängen nach O45-H2 Szenario der Langfristszenarien



Quelle: TU Berlin et al. (2024): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland. Orientierungsszenarien - Modul Gasnetze. URL: LFS3_O45_Gasnetze_291024.pdf. Zuletzt geprüft am 12.12.2024

[11] BMWK (2024): Systementwicklungsstrategie 2024. URL: Systementwicklungsstrategie 2024. Zuletzt geprüft am 12.12.2024

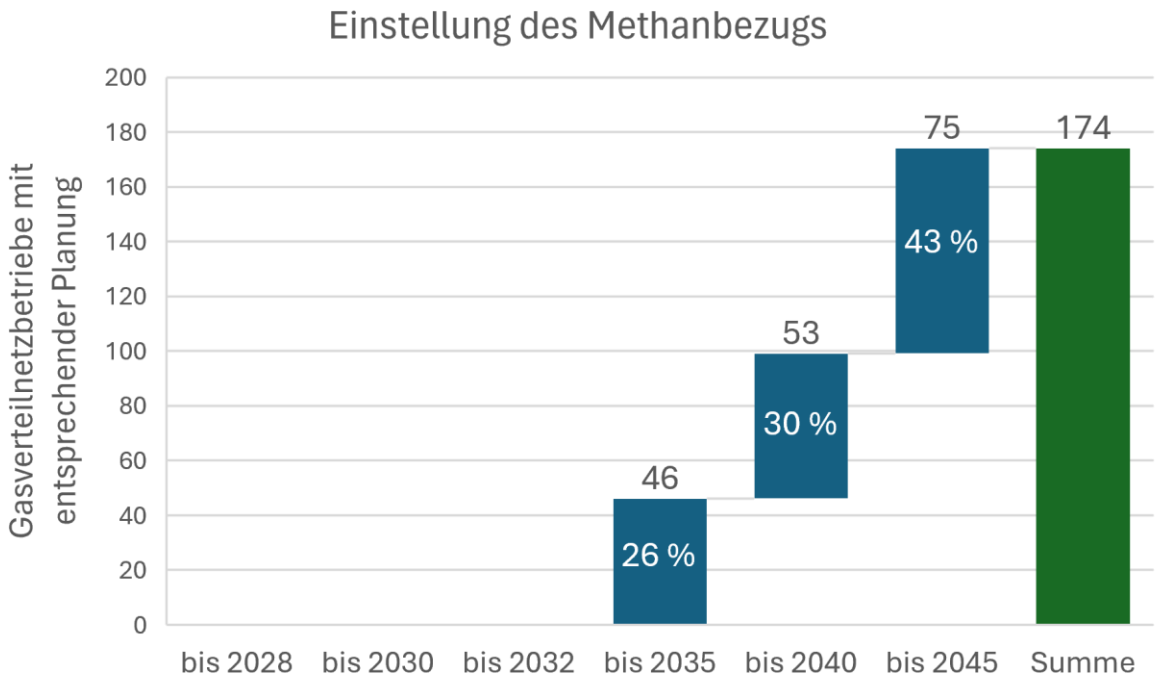
Anders als die Szenarienstudien, welche die Transformation des Energiesystems top down betrachten, haben sich an der Erstellung des Gasnetztransformationsplans (GTP) im Jahr 2024 insgesamt 252 Gasverteilnetzbetriebe beteiligt, welche eine Netzlänge von 450.000 km umfassen[12]. Die Netzbetriebe analysierten den Bedarf ihrer Netzkunden, die Wasserstoffbereitstellung und die technische Eignung ihrer Netze.

Zur Bedarfsermittlung befragten die Netzbetriebe des GTP Kommunen sowie die 30 größten Kunden ihrer Netzgebiete. In der Kategorie „Industrie und Gewerbe“ haben 1.137 Kommunen geantwortet, von denen 759 Kommunen (67 %) eine langfristige Nutzung von klimaneutralen Gasen, wie z. B. Wasserstoff, sehen. 351 Kommunen (31 %) sehen einen Einsatz von klimaneutralen Gasen als „möglich“ an und 27 Kommunen (2 %) sehen keine Nutzung von klimaneutralen Gasen. 1.093 Kommunen antworteten in der Kategorie „Haushalte und öffentliche Einrichtungen“. Einen Einsatz von klimaneutralen Gasen wird von 601 Kommunen (55 %) gesehen, während 417 Kommunen (38 %) eine Nutzung für „möglich“ und 75 Kommunen (7 %) keine Nutzung sehen. Auch seitens der befragten Unternehmen sind 66 % (2.347 Unternehmen von insgesamt 3.540 Unternehmen) an einer Wasserstoffnutzung interessiert.

Von den 252 teilnehmenden Gasverteilnetzbetrieben am GTP haben 244 eine vollständige Planung mit insgesamt 1.600 Umstellzonen für den Gasnetztransformationsplan 2024 eingereicht. 174 Verteilnetzbetriebe im GTP planen, im Jahr 2045 kein Methan von ihren vorgelagerten Netzbetrieben zu beziehen und zu verteilen. Die zeitliche Verteilung der Methanbezugseinstellung verdeutlicht **Abbildung 6.** Die ersten Einstellungen werden von 26 % der entsprechenden Gasverteilnetze bis 2035 geplant. Bis 2040 folgen weitere 30 % der Gasverteilnetzbetriebe und bis 2045 weitere 43%. 51 Verteilnetzbetriebe des GTP planen mit einem parallelen Betrieb von Wasserstoff- und Methannetzen und 31 Verteilnetzbetriebe planen insgesamt 127 Umstellzonen stillzulegen.

12 DVGW (2024): Der Gasnetzgebietstransformationsplan. Ergebnisbericht. URL: Ergebnisbericht-2024-des-GTP.pdf. Zuletzt geprüft am 12.12.2024

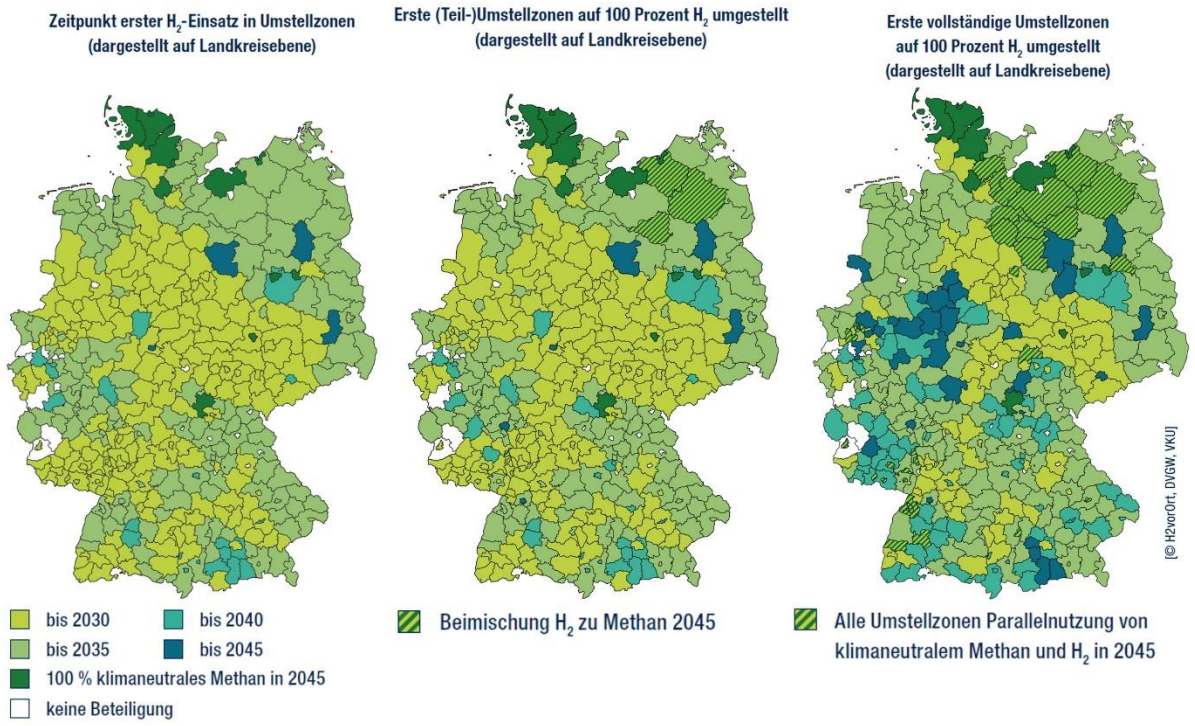
Abbildung 6 Zeitliche Verteilung der geplanten Einstellung des Methanbezugs von vorgelagerten Netzbetreibern



Quelle: DVGW (2024): Der Gasnetzgebietstransformationsplan. Ergebnisbericht. URL: Ergebnisbericht-2024-des-GTP.pdf. Zuletzt geprüft am 12.12.2024

Der zeitliche Verlauf der ersten Wasserstoffeinspeisung bis zu den ersten vollständig umgestellten Zonen auf 100 % Wasserstoffverteilung, sowie Gebiete mit reiner Methanverteilung und Gebiete mit paralleler Verteilung von Wasserstoff und Methan im GTP wird in **Abbildung 7** dargestellt. Die erste Karte (**Abbildung 7** links) zeigt, dass bereits bis 2030 eine Vielzahl der Landkreise mit einer ersten Wasserstoffeinspeisung erwartet wird und nur wenige eine erste Einspeisung zwischen 2040 und 2045 sehen. Auch erste Umstellzonen mit 100 % Wasserstoffnutzung werden in vielen der dargestellten Landkreise erwartet (**Abbildung 7** Mitte). Erste vollständige Umstellungen der Zonen auf 100 % Wasserstoffverteilung werden in vielen der Landkreise bis 2030 oder 2035 gesehen, wobei auch einige dies erst bis 2040 oder 2045 erwartet. Eine 100 % Verteilung von klimaneutralem Methan bis 2045 wird in einigen Landkreisen, insbesondere im Norden Deutschlands, gezeigt, sowie eine Beimischung von Wasserstoff zu Methan und eine parallele Verteilung von Wasserstoff und klimaneutralem Methan.

Abbildung 7 Zeitlicher Verlauf der ersten Wasserstoffeinspeisung bis zu den ersten vollständig umgestellten Zonen auf 100 % Wasserstoffverteilung



Quelle: DVGW (2024)

Hinweis: Die Darstellung erfolgt auf Landkreisebene, wobei die Umstellzonen über die Grenzen von Landkreisen hinaus gehen kann

3.2.4 Auswertung der kommunalen Wärmeplanung

Vergleicht man die Ergebnisse des Gasnetztransformationsplans 2024 mit den zuvor beschriebenen Szenarien erkennt man eine große Diskrepanz, insbesondere in Bezug auf die Nutzung von klimaneutralem Methan und Biogas sowie in den zeitlichen Verläufen. Insbesondere die kommunale Wärmeplanung stellt eine Grundlage zur Verknüpfung der bottom-up Entwicklungen mit den top-down Zielen und Szenarien dar, welche laut § 4 WPG für Kommunen mit mehr als 100.000 Einwohnern bis Mitte 2026 und für Kommunen mit weniger als 100.000 Einwohnern bis Mitte 2028 erstellt werden sollen. Laut dem Kompetenzzentrum Kommunale Wärmewende haben 160 Kommunen (Stand November 2024) bereits abgeschlossenen Wärmepläne vorgelegt, welche größtenteils von Kommunen in Baden-Württemberg erstellt wurden.[13]

[13] KWW (2024): Übersicht der Wärmepläne. URL: Übersicht der Wärmepläne - Kompetenzzentrum Kommunale Wärmewende. Zuletzt geprüft am 12.12.2024

Bisher wurden 126 dieser Wärmepläne detaillierter ausgewertet, von denen 56 Wärmepläne eine dezentrale Nutzung von Wasserstoff vorsehen[14]. Diese Wasserstoffnachfrage dient in erster Linie zur Wärmebereitstellung in der Industrie, aber auch vereinzelt im Gebäudesektor, insbesondere bei alten, gering gedämmten Gebäuden mit neuen Gasheizungen[15]. Des Weiteren zeigen die Wärmepläne, dass Biomasse eine wichtige Rolle zur Wärmebereitstellung für Wärmenetze einnimmt und 43 Wärmenetze mit Biogasbefeuerung in den Plänen vorgesehen sind. Basierend auf der Auswertung der Wärmepläne ist ersichtlich, dass (Teil-)Netzumstellungen für Wasserstoff teilweise vorgesehen werden und somit eine Stilllegung seitens der Gasverteilernetzbetreiber auftreten kann. Konkrete Entwicklungen der Gasverteilnetze werden in den Wärmeplänen bisher nicht adressiert und werden erst mit Erarbeitung der Stilllegungspläne oder Transformationspläne konkretisiert.

3.2.5 Erwartungen für die Einflussgrößen auf den Effizienzvergleich

Die verschiedenen vorgestellten Transformationspfade zeigen eine große Bandbreite der Entwicklungen und verschiedenen Gasnutzungen. Während das O45-Strom Szenario keinen langfristigen Bedarf für Gasverteilnetze zeigt, verdeutlicht das O45-H2 Szenario, dass eine Transformation zur Wasserstoffverteilung auch für bestimmte Verteilnetze relevant werden könnte, insbesondere zwischen 2035 und 2045. Hingegen verdeutlicht der Gasnetztransformationsplan 2024, dass durchaus auch ein Einsatz von synthetischem Methan und Biogas, insbesondere im Norden Deutschlands, erwartet wird. Die Wasserstofftransformationspläne gehen von ersten vollständig umgestellten Teilbereichen bereits bis 2030 oder 2035 aus, während Umstellzonen mit Gasnetzausstieg dies überwiegend zwischen 2040 und 2045 erwarten.

Folglich kann es bereits erste leichte Änderungen der Versorgungsaufgabe innerhalb der fünften Regulierungsperiode geben, aber größere Änderungen sind erst in den späteren Regulierungsperioden zu erwarten, welche dann die Heterogenität der Netzbetriebe beeinflussen, wenn sich die unterschiedlichen Entwicklungserwartungen tatsächlich in verschiedenen Gruppen der Verteilernetze realisieren.

14 Ifeu (2024): Ergebnisse aus der wissenschaftlichen Auswertung der Wärmepläne. Wärmegipfel BaWü. Mit Beiträgen der KEA-BW. URL: https://www.ifeu.de/fileadmin/uploads/Publikationen/Energie/Waermegipfel/2024-10-21_Waermegipfel_Auswertung_Waermeplaene_ifeu.pdf. Zuletzt geprüft am 12.12.2024

15 Die Bandbreite des Wasserstoffeinsatzes in der dezentralen Versorgung liegt in den betrachteten Wärmeplänen zwischen 0 % und 50 %. Einen Wasserstoffeinsatz zur Wärmeerzeugung für Wärmenetze wird in 62 der 126 untersuchten Wärmepläne ausgewiesen, sodass eine Bandbreite der Wasserstoffnutzung zwischen 0 % und 80 % für die Wärmebereitstellung in den Wärmeplänen besteht. Weitere Wasserstoffmengen sind tendenziell in den Wärmeplänen vorgesehen, werden aber nicht trennscharf von anderen erneuerbaren Gasen abgegrenzt.

3.3 Auswirkungen der Transformation auf die Kostenbasis

Im vorherigen Abschnitt beschreiben wir, welche Transformationsprozesse im Laufe der kommenden Regulierungsperioden möglich sind. Im Folgenden wird mithilfe von Modellnetzanalysen gezeigt, wie sich diese Prozesse auf die Kostenbasis der Netzbetreiber auswirken können. Im anschließenden Abschnitt wird dargelegt, wie sich die Transformationsprozesse auf die Vergleichsparameter auswirken können und welchen Einfluss beide Entwicklungen auf die Vergleichbarkeit haben können.

3.3.1 Überblick über die Modellnetzanalyse

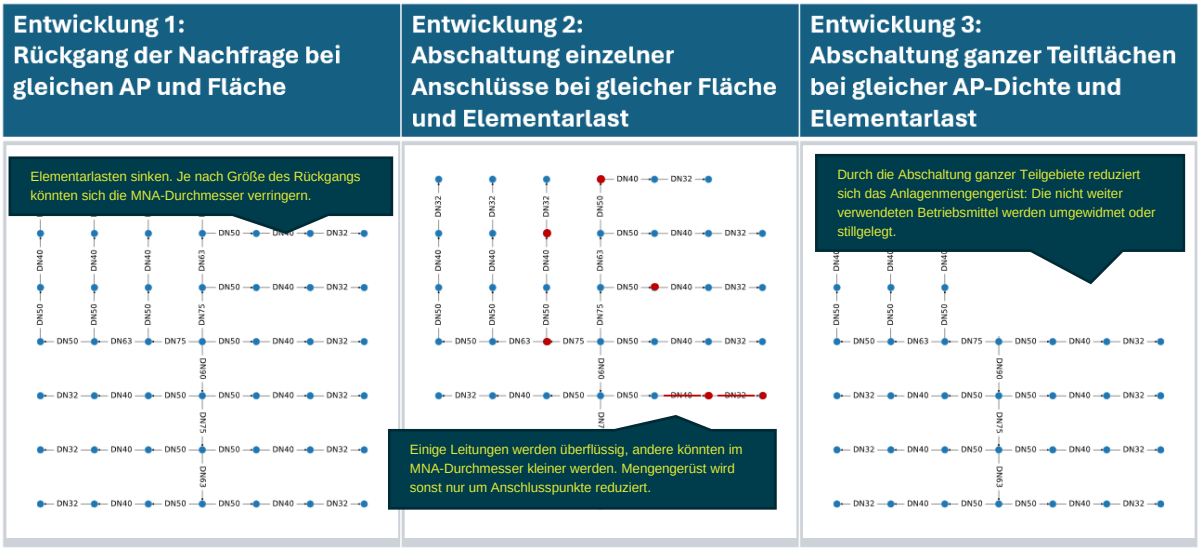
Mithilfe einer Modellnetzanalyse kann gezeigt werden, wie sich Veränderungen der Versorgungsaufgabe auf die Kostenbasis auswirken. So kann in der Modellnetzanalyse durch Variation einzelner Eingangsparameter deren kostentreibende Wirkung unabhängig von anderen Parametern identifiziert und beschrieben werden.

Exkurs zur Modellnetzanalyse

Die Modellnetzanalyse ist ein Verfahren zur Entwicklung sogenannter Modellnetze, die sich durch einen einfachen, symmetrischen Aufbau auszeichnen. Sie verbinden eine vorgegebene Anzahl an Anschlusspunkten innerhalb eines definierten Gebiets möglichst effizient. Die Leitungsdurchmesser der Modellnetze werden so dimensioniert, dass bei der festgelegten Druckstufe und unter Berücksichtigung der maximalen Jahreslast alle Anschlusspunkte zuverlässig versorgt werden können. Aus den sich daraus ergebenden Anlagenmengengerüsten können schließlich die Netzkosten abgeleitet werden. Besonders nützlich ist die Modellnetzanalyse, wenn eine Vielzahl von Netzbetreibern oder unterschiedliche Zukunftsszenarien betrachtet werden müssen. Anstatt wie bei der Referenznetzanalyse auf bestehende Versorgungsaufgaben zugeschnitten zu sein, entwirft die Modellnetzanalyse ein optimales Netz für eine generische Situation. Dadurch lassen sich verschiedene Szenarien und deren Auswirkungen konsistent und vergleichbar modellieren. Insbesondere bei der ingenieurwissenschaftlichen Bewertung kostentreibender Faktoren ist die Modellnetzanalyse von Vorteil, da sie Parameter isoliert variieren kann. Dies kann für die systematische Untersuchung der Transformationsprozesse in Annäherung an die Referenznetzanalyse weiterentwickelt werden, indem die grundlegenden Entwicklungsrichtungen (Stilllegung, Biomethan-Weiterbetrieb, Umstellung auf Wasserstoff) und unterschiedliche Transformationsgeschwindigkeiten in die Modellnetz-Simulationen aufgenommen werden.

Ausgangspunkt für die Analysen sind die in **Abschnitt 3.2.2** beschriebenen Entwicklungen der Gasnetztransformation, die in extremer Ausprägung einzeln, mit höherer Wahrscheinlichkeit aber in zeitlicher Abfolge und überlappend stattfinden dürften.

Abbildung 8 Abbildung Modellnetzanalyse und Transformationspfade



Quelle: ConGas

Abbildung 8 zeigt die beschriebenen Entwicklungen am Beispiel von vereinfachten Modellnetzen.

- **Entwicklung 1 – Rückgang der Nachfrage bei gleichbleibenden Ausspeisepunkten und Flächen**: In den Berechnungen der Modellnetzanalyse geht die Variation der Jahreshöchstlast mit einer Neuauslegung der Netze einher. Bei einer Variation der Jahreshöchstlast bleibt die Netzstruktur gleich, aber die verwendeten Leitungsdurchmesser werden angepasst. In der Realität würde ein Rückgang der Jahreshöchstlasten nur eine niedrigere Auslastung der gleichen Netzinfrastrukturen bedeuten. Ab einem gewissen Punkt kann es zur Reduktion der Betriebsmittel kommen, da Leitungen, die in einem vermaschten Netz für die Bereitstellung zusätzlicher Kapazitäten nicht mehr benötigt werden oder andere Betriebsmittel wie Gasdruckregelanlagen an bestimmten Stellen überflüssig werden.
- **Entwicklung 2 – Abschaltung einzelner Ausspeisepunkte bei gleichbleibenden Flächen und Elementarlasten**: In der Modellnetzanalyse folgt aus einer Variation der Anzahl an Ausspeisepunkten bei gleichbleibender Fläche eine Variation der Anschlusspunktdichte. Durch die Gleichverteilung der Anschlüsse auf die Fläche entsteht ein entsprechend dünner bzw. dichter ausgebautes Netz und somit v.a. eine Veränderung der Netzlänge und – teilweise durch die Netzlängenreduktion induziert – auch des

Rohrvolumens. In der Realität führt eine Reduktion der Anschlusspunkte zunächst nicht zu einer Änderung der Netzlänge. Lediglich, wenn wie im dargestellten Fall (vgl. Abbildung 11 **Abbildung 8** Mitte) durch die Ausdünnung einzelne Leitungen überflüssig werden, kann es zu einer Reduktion der tatsächlichen Netzlängen kommen.

- **Entwicklung 3 – Abschaltung ganzer Teilgebiete bei gleichbleibenden Elementarlasten und Anschlusspunktdichten im restlichen Netzgebiet**: In der Modellnetzanalyse folgt aus einer Veränderung der zu versorgenden Flächen eine Neuauslegung der Leitungen in der veränderten Fläche. Bei gleichbleibender Anschlusspunktdichte und Elementarlasten, ist das neu ausgelegte Modellnetz in den verbleibenden Gebieten gleich dimensioniert.

Es ist hervorzuheben, dass sich in allen Fällen zunächst nur die modelltheoretisch benötigte Netzinfrastruktur für die Netzbetreiber ändert, d.h. in Entwicklung 1 minimal (Durchmesserreduktion), in Entwicklung 2 geringfügig (Reduktion Durchmesser und einzelne Leitungen) und in Entwicklung 3 in nennenswertem Umfang zurückgeht. Die real existierenden Anlagenmengengerüste und die damit verbundene Kostenbasis bleiben weitgehend unverändert. Während sich die OPEX (siehe nachfolgende Ausführungen) mit Rückgang der Nachfrage, Anschlusspunkte und Fläche tatsächlich etwas reduzieren lassen, können die CAPEX nur über Sonderabschreibungen (oder ggf. die Ablösung der Betriebsmittel z.B. durch Wasserstoffnetzbetreiber) angepasst bzw. neu bewertet werden. Ein anderer Fall für einen tatsächlichen Rückgang der CAPEX würde vorliegen, wenn ohne Stilllegung Ersatzinvestitionen erforderlich wären.

Die Modellnetzanalyse geht stets von einer Neuauslegung der Netze aus. So kann sie dazu verwendet werden, zu beleuchten, wie sich eine Variation relevanter Eingangsparameter im Vergleich der Netzbetreiber auswirken würde. Die Ergebnisse der Modellnetzanalyse können also den Vergleich zu einem Netzbetreiber darstellen, der die eigenen Netze von vornherein auf die jeweils betrachtete Versorgungsaufgabe entsprechend dem reduzierten Umfang ausgelegt hätte, also für eine Versorgungsaufgabe, die sich im Ausgangsfall erst durch die Reduktion der Elementarlasten (Entwicklung 1), der Anzahl der Ausspeisepunkte (Entwicklung 2) bzw. die Flächenstilllegung (Entwicklung 3) einstellt. So wird systematisch aufgezeigt, wie groß der Kostenunterschied zu einem Netzbetreiber wäre, der von der Transformation unbeeinflusst ein auf die Versorgungsaufgabe ausgelegtes Netz betreibt.

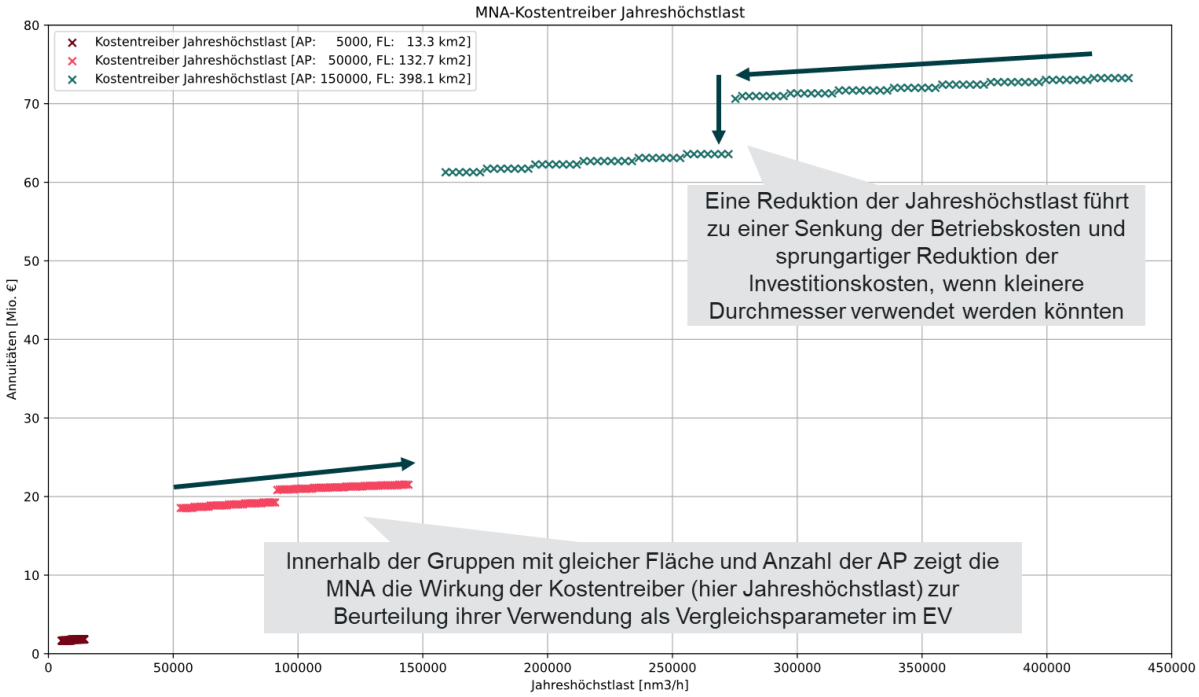
3.3.2 Entwicklung 1 – (stetige) Rückentwicklung der Elementarlasten/Jahreshöchstlast (JHL) bei gleichbleibender Fläche und Anzahl an Ausspeisepunkten (AP)

Die **Abbildung 9** zeigt ein beispielhaftes Modellnetz in seinem Ausgangszustand. Eine Änderung der Jahreshöchstlast bzw. der Jahresarbeit ändert zunächst an der Netzinfrastruktur – weder in der Realität noch in der MNA – nichts.

Die bestehende und benötigte Netzinfrastruktur bleibt zunächst gleich. Tatsächliche Kosten reduzieren sich nur um einen geringen OPEX-Anteil, da weniger Energie für Gasdruckregel- und -messanlagen aufgebracht wird. Ebenfalls verringern sich Wartungskosten für durchsatzabhängige Wartungsarbeiten.

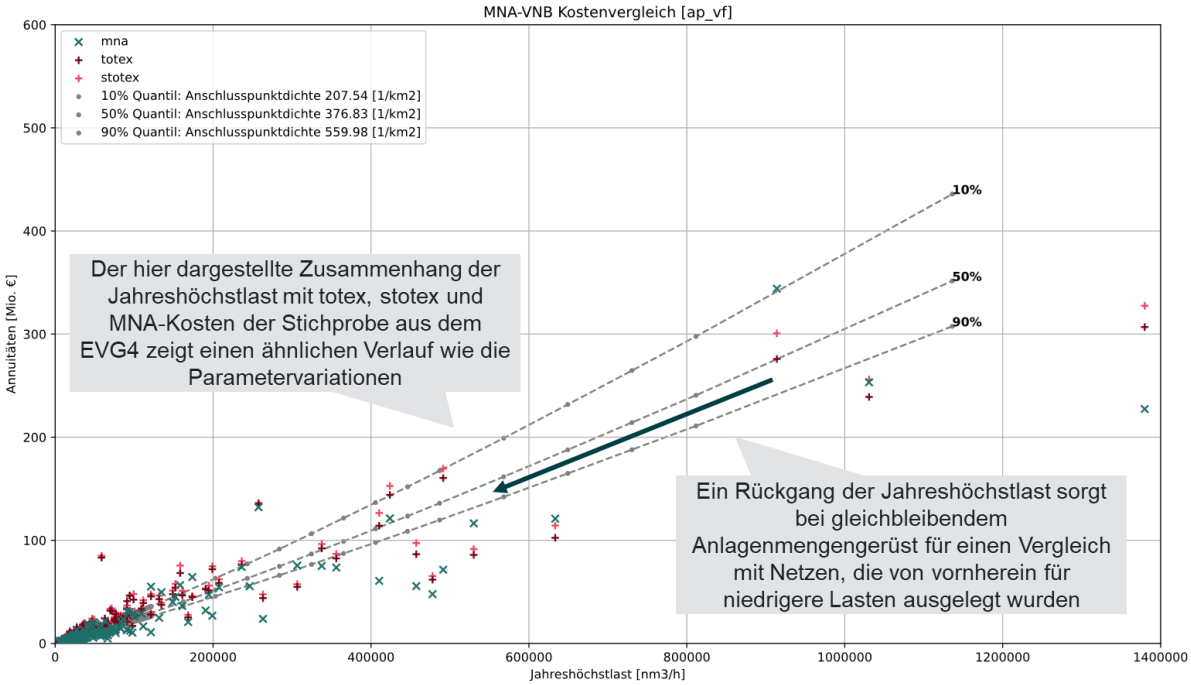
Der Rückgang des Outputs JHL bzw. JA sorgt bei unveränderter Infrastruktur aber veränderten Outputs für einen Vergleich mit Netzbetreibern, die ggf. von vornherein eine Versorgungsaufgabe mit weniger Nachfrage / Leistung bedienen.

Abbildung 9 MNA-Kostentreiber JHL



Quelle: ConGas

Abbildung 10 MNA-Kostenvergleich (JHL)



Quelle: ConGas

In **Abbildung 10** wurden drei Gruppen (dunkelrot, rot, türkis) mit jeweils konstanter Anzahl an Ausspeisepunkten und konstanter Fläche modelliert. Es wurden drei Gruppen gebildet, um jeweils im Bereich realistischer Elementarlasten zu bleiben. Innerhalb der Gruppen sind die Verläufe annähernd linear, weisen aber einige Sprungstellen auf. Der tatsächliche Zusammenhang ist leicht unterproportional. **Abbildung 10** zeigt die Kosten der Netzbetreiber aus dem vergangenen Effizienzvergleich, sowie die MNA-Kosten der Netzbetreiber mit demselben Zusammenhang.

Kleinere Sprungstellen entstehen in der gezeigten Abbildung durch Leitungsäste, die ab einer bestimmten benötigten Leistung in der Auslegung eine höhere Durchmesserklasse erreichen. Größere Sprünge innerhalb einer Gruppe entstehen durch die Hinzunahme zusätzlicher GDRM an den Schnittstellen verschiedener Netzebenen. Die Unterschiede zwischen den Gruppen entstehen durch den Einfluss von Anzahl der AP und Größe der Fläche.

Wie **Abbildung 9** zeigt, sind die Zusammenhänge zwischen JHL und Kosten leicht unterproportional, d.h. mit steigender JHL steigen auch die MNA-Kosten, allerdings weniger stark. Bei sinkender JHL sinken die MNA-Kosten entsprechend überproportional. Der generelle Zusammenhang ist nicht sehr stark ausgeprägt und annähernd linear.

Bei einem stärkeren Rückgang der Haushaltsnachfrage und einem dadurch erhöhten Anteil an industrieller Nachfrage, ist es denkbar, dass die Jahresarbeit im Vergleich zur

Jahreshöchstlast weniger stark sinkt. Nichtsdestotrotz sind beide Parameter in ihrer Entwicklung eng miteinander verknüpft. Die Auswirkung der JA, unabhängig von der JHL, bezieht sich ausschließlich auf die Betriebskosten, da die Auslegung der Leitungsdurchmesser nur durch die JHL beeinflusst wird. Die MNA-Kosten zeigen den Netzbetreiber, mit dem der beschriebene NB nun verglichen wird, nicht seine tatsächlichen Kosten. Dessen Kosten reduzieren sich unmittelbar nur um den OPEX-Anteil.

Verglichene NB, die von vornherein für die entsprechende Versorgungsaufgabe dimensioniert haben, haben neben denselben geringeren OPEX auch geringere CAPEX für Netzinfrastrukturelemente. So können z.B. Leitungen mit kleineren Durchmessern verwendet werden, oder auf die Verwendung von Materialien, die größeren Drücken standhalten, verzichtet werden. Die Effizienz sinkt somit für den beschriebenen Netzbetreiber, sofern dieser Entwicklungstrend (Rückgang der Elementarlast/JHL) nicht ebenfalls bei den Vergleichsnetzbetreibern ausgeprägt ist.

Der Rückgang der Elementarlast/JHL wird dabei weniger z.B. im Rahmen der kommunalen Wärmeplanung gesteuert, sondern folgt vielmehr gesamtgesellschaftlichen Trends und betriebswirtschaftlichen Entscheidungen einer Vielzahl von Individuen und Unternehmen. Dennoch ist nicht ausgeschlossen, dass derartige Trends in gewissen Regionen stärker ausgeprägt sind als in anderen. Die Effizienz von anderen Netzbetreibern, die diese Entwicklung (Rückgang Elementarlast/JHL) nicht erleben, steigt folglich durch den Vergleich mit nun weniger effizient wirkenden Peers.

Ein Rückgang der Nachfrage ohne Änderung der AP bzw. Fläche ist voraussichtlich die erste Auswirkung der Transformation und kann in gewissem Umfang auch die kommende RP betreffen. Größere Nachfragerückgänge, die tendenziell auch eine größere Wirkung auf die Vergleichbarkeit der Stichprobe entfalten könnten, werden höchstwahrscheinlich mit anderen Entwicklungen, wie einem Rückgang der Anzahl der AP oder einer Flächenreduktion einhergehen. Diese werden in den folgenden Punkten weiter beleuchtet.

3.3.3 Entwicklung 2 – kontinuierliche Rückentwicklung der Ausspeisepunkte (AP) bei gleichbleibender Fläche und Elementarlasten

Abbildung 11 zeigt, wie sich ein Rückgang der Anzahl der Ausspeisepunkte (AP) im Sinne der beschriebenen Transformationsprozesse beispielhaft auf die Modellnetze auswirken könnten. In der Realität ist hier also die Stilllegung einzelner Anschlüsse in mehr oder weniger regelmäßiger Verteilung über das Versorgungsgebiet gemeint. Da Leitungen in der Regel mehr als einen Ausspeisepunkt beliefern, verändert sich durch die Stilllegung einzelner Ausspeisepunkte zunächst an der benötigten Netzinfrastruktur sehr wenig. Ab einer gewissen kritischen Menge kann es vorkommen, dass einzelne Versorgungsleitungen obsolet werden, da sie 1) nicht mehr benötigte zusätzliche Transportkapazitäten, die ab einer gewissen Ausdünnung nicht mehr benötigt werden, bereitstellen, oder 2) einzelne Straßenzüge

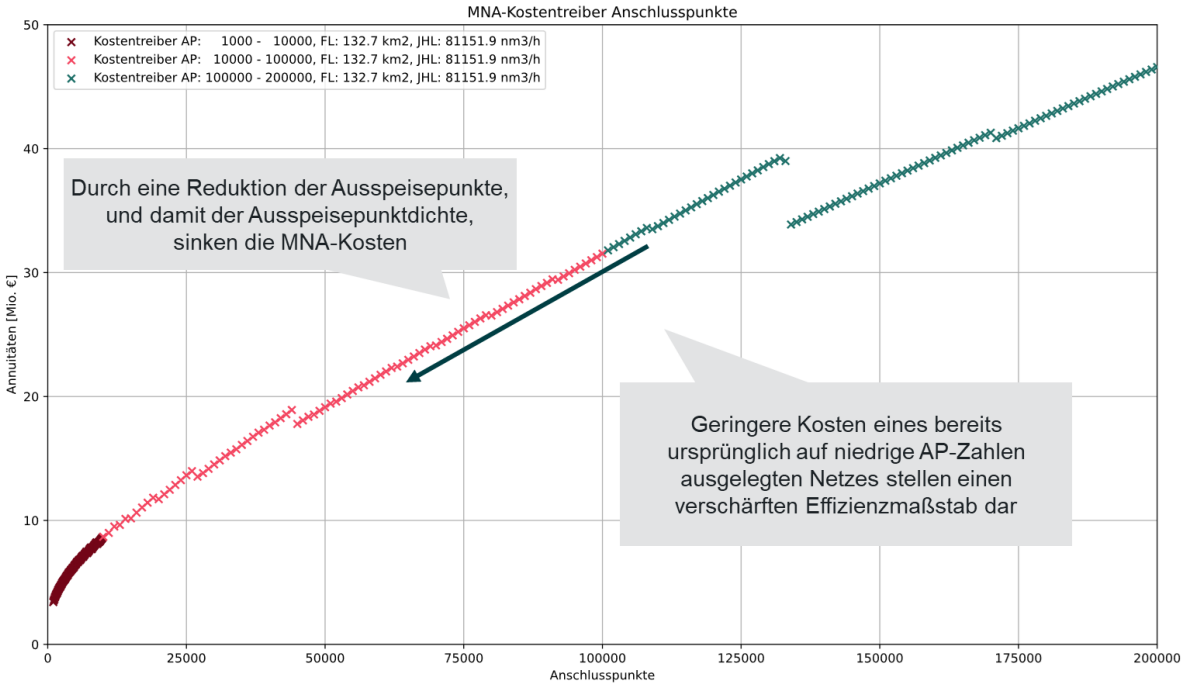
versorgen, die keine Ausspeisepunkte mehr besitzen. Zunächst hat die Stilllegung einzelner AP aber geringe Auswirkungen auf die benötigte Netzinfrastruktur. In der Regel werden Betreiber Straßenzüge möglichst im Ganzen stilllegen und daher abwarten, bis ein ganzer Straßenzug keine in Betrieb befindlichen Ausspeisepunkte besitzt.

Durch einen Rückgang der Ausspeisepunkte (extern) auf den verschiedenen Ebenen HD, MD und ND bei gleichbleibender Fläche reduziert sich zunächst die Ausspeisepunktdichte. Je nachdem ob vermehrt Industriekunden (vor allem MD, HD) als Ausspeisepunkte wegfallen oder Haushaltskunden (weitestgehend ND) abgeschaltet werden, kann die durchschnittliche Elementarlast steigen (erhöhter Industrieanteil) oder sinken (erhöhter Haushaltsanteil).

Die bestehende und benötigte Netzinfrastruktur bleibt zunächst gleich. Durch niedrigere Auslastungen können teilweise einige Leitungen stillgelegt werden. Die Kosten reduzieren sich um einen geringen OPEX-Betrag, da insgesamt weniger Gas an Endkunden geliefert wird und so durchsatzabhängige Wartungsarbeiten seltener durchgeführt werden müssen und weniger Energie für Gasdruckregelung benötigt wird. Durch die geringere Anzahl an zu wartenden Anlagen sinken ebenfalls die Betriebskosten.

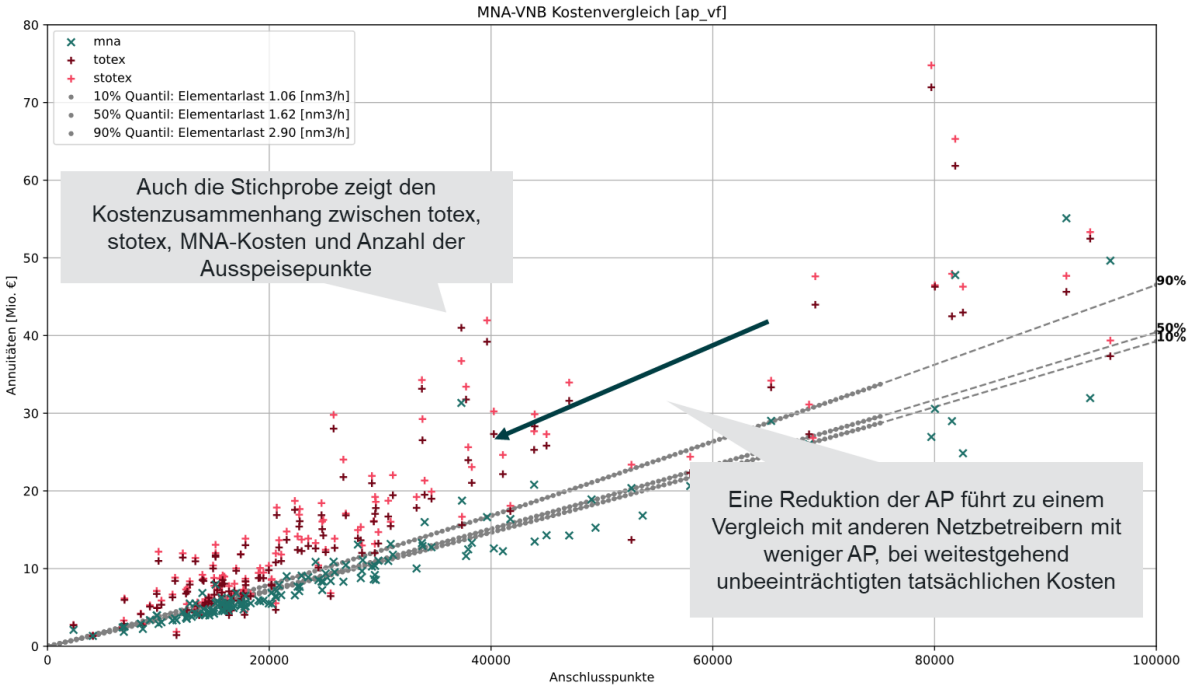
Der Rückgang des Outputs Anzahl der AP (ND, MD, HD) führt zu einem Vergleich mit anderen Netzbetreibern, die von vornherein in Gebieten mit geringerer AP-Dichte bzw. bei einer niedrigeren Anzahl an AP arbeiten. Die Effizienz sinkt somit für den beschriebenen Netzbetreiber, sofern dieser Entwicklungstrend (Rückgang der Anzahl AP) nicht ebenfalls bei den Vergleichsnetzbetreibern ausgeprägt ist.

Abbildung 11 MNA-Kostentreiber Ausspeisepunkte



Quelle: ConGas

Abbildung 12 MNA-Kostenvergleich (Ausspeisepunkte)



Quelle: ConGas

Abbildung 11 zeigt die kostentreibende Wirkung der AP bei gleichbleibender Fläche und Jahreshöchstlast. Hier steigt also mit Anzahl der AP auch die AP-Dichte. Sprungstellen in der Abbildung entstehen bei im Sinne der MNA günstigen Zahlen (Quadratzahlen), die eine neue, effizientere Netzstruktur erlauben. Während es in der Realität ebenfalls ggf. effizienzsteigernde Netzformen geben könnte, lassen sich die hier gezeigten Sprünge nicht unkorrigiert auf die Realität übertragen. **Abbildung 12** zeigt den gleichen Zusammenhang anhand der Daten aus dem vergangenen Effizienzvergleich.

Der Zusammenhang in der MNA ist wurzelförmig. Mit steigender Anzahl an AP wird die kostentreibende Wirkung geringer. Umgekehrt wird bei einem stärkeren Rückgang der AP bzw. AP-Dichte die kostensenkende Wirkung verstärkt. Die Steigung in der Abbildung zeigt, dass die kostentreibende Wirkung der AP vergleichsweise stark ist. Diese unmittelbare Wirkung wird eine Abschaltung der AP in der Realität allerdings nicht entfalten. Stattdessen wird ein NB im Vergleich zu anderen NB verschoben, die von vornherein niedrigere AP-Zahlen hatten und entsprechend auch geringere Kosten. Während bei der JHL der Unterschied zwischen den Anlagen der verglichenen NB weiterhin gering sein dürfte, kommt es hier zu größeren Unterschieden im Anlagenbestand.

Die relative Kosteneffizienz des betrachteten NB, dessen AP-Anzahl rückläufig ist, sinkt somit spürbar, sofern die Entwicklung nicht auch bei den anderen Netzbetreibern von statten geht. Gleichzeitig steigt die relative Effizienz von NB, die eine entsprechende Entwicklung nicht mitmachen.

Bei kleineren NB ist die Problematik trotz des wurzelförmigen Verlaufs nicht unbedingt größer: Während bei kleineren NB die kostentreibende Wirkung eines einzelnen AP tatsächlich größer ist, werden hier gleichzeitig auch tendenziell weniger AP stillgelegt. Ein Rückgang der AP-Zahl z. B. um 25 % führt zu einer MNA-Kostensenkung von 20 % unabhängig der Größe des Netzbetreibers.

Auch die Abschaltung einzelner AP ist eine Problematik, die in der kommenden Regulierungsperiode bereits vereinzelt auftreten kann. Sie geht zudem einher mit einem Rückgang der Jahreshöchstlasten und Jahresarbeit. Zu erwarten ist, dass ebenso wie bei der JHL/JA auch die Entwicklung der Anzahl der AP deutschlandweit ähnlichen Einflüssen unterliegt. Die beschriebene Entwicklung findet zunächst weitestgehend unabhängig von der kommunalen Wärmeplanung und durch die Entscheidungsfindung von Individuen und Unternehmen statt.

Sollten sich NB in Bezug auf AP und JHL in ihrer Entwicklung (insbesondere in ihrer Entwicklungsgeschwindigkeit) stark voneinander unterscheiden, kann die Vergleichbarkeit stärker beeinflusst werden. Bis in die nächste Regulierungsperiode ist nicht davon auszugehen, dass die NB sich bereits in stark unterschiedlichen Transformationsstadien befinden.

Sobald die Entwicklung so stark fortgeschritten ist, dass ganze Teilgebiete abgeschaltet werden können, kann ein Übergang in den Bereich von Entwicklung 3 folgen, die im Folgenden beschrieben wird. Diese Entwicklung kann allerdings auch direkt und frühzeitig eingeleitet werden, z.B. durch eine Umsetzung von kommunalen Wärmeplänen bzw. Stilllegungsplänen oder anderweitig begründete Entscheidungen von NB. Die Auswirkungen werden im folgenden Abschnitt analysiert.

3.3.4 Entwicklung 3 – Rückgang der Netzfläche

Ein Erdgasverteilernetz belegt eine Fläche, in der Einspeisepunkte, Ausspeisepunkte und Netzbetriebsmittel vorhanden sind. In der hier in Bezug genommenen Modellnetzanalyse ist dies stets eine gleichförmig mit Elementarlasten belegte Fläche, die in ihrer Gesamtheit durch das modellierte Verteilernetz erschlossen wird. Daher findet keine Unterscheidung nach versorgten und/oder nicht versorgten Teilgebieten, unterschiedlich dicht belegten Teilgebieten, unterschiedlichen Anschluss- und/oder Erschließungsgraden, Flächennutzungsarten oder weiteren Differenzierungen innerhalb der Netzfläche statt.

In der konkreten Durchführung von Effizienzvergleichen ist eine Definition der versorgten Fläche erprobt worden, die auf der Konzessionsfläche basiert, da diese für die weit überwiegende Mehrzahl der Verteilernetze als fest verfügbarer und unstreitiger Datenbestand vorliegt. Für Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet konnte die Datenlücke einer versorgten Fläche nicht gefüllt werden. Für Netzbetreiber mit Konzessionsgebiet bezieht sich die versorgte Fläche auf die Fläche aller Flurstücke innerhalb des Konzessionsgebiets, in denen Versorgung stattfindet, während z.B. Waldgebiete, die zur Konzessionsfläche gehören, in denen jedoch keine Versorgung stattfindet, nicht zur versorgten Fläche gezählt werden[16].

Im Rahmen der kommunalen Wärmeplanung, genauer: ihrer Umsetzung, ist es vorstellbar, dass ein gesamtes Gebiet, oder ein Teilgebiet innerhalb der Konzession eines NB von der Gasversorgung abgeschnitten wird. Dies wird exemplarisch in **Abbildung 8 (rechts)** dargestellt. Eine Änderung der versorgten Fläche auf Basis einer Änderung der Konzessionsfläche würde mit einer Änderung des Konzessionsvertrags einhergehen. Stilllegungen innerhalb des versorgten Gebietes und damit eine Reduktion des wie vorstehend definierten versorgten Gebietes sind bisher keine geübte Praxis und würden der konkreten Ausgestaltung bedürfen.

Neben den oben aufgeführten Aspekten zu Netzfläche, Konzessionsgebietsfläche, Versorgungsfläche beziehungsweise Fläche des versorgten Gebietes ist zu beachten, dass in den zuletzt konkret durchgeführten Effizienzvergleichen kein Flächenparameter, sondern

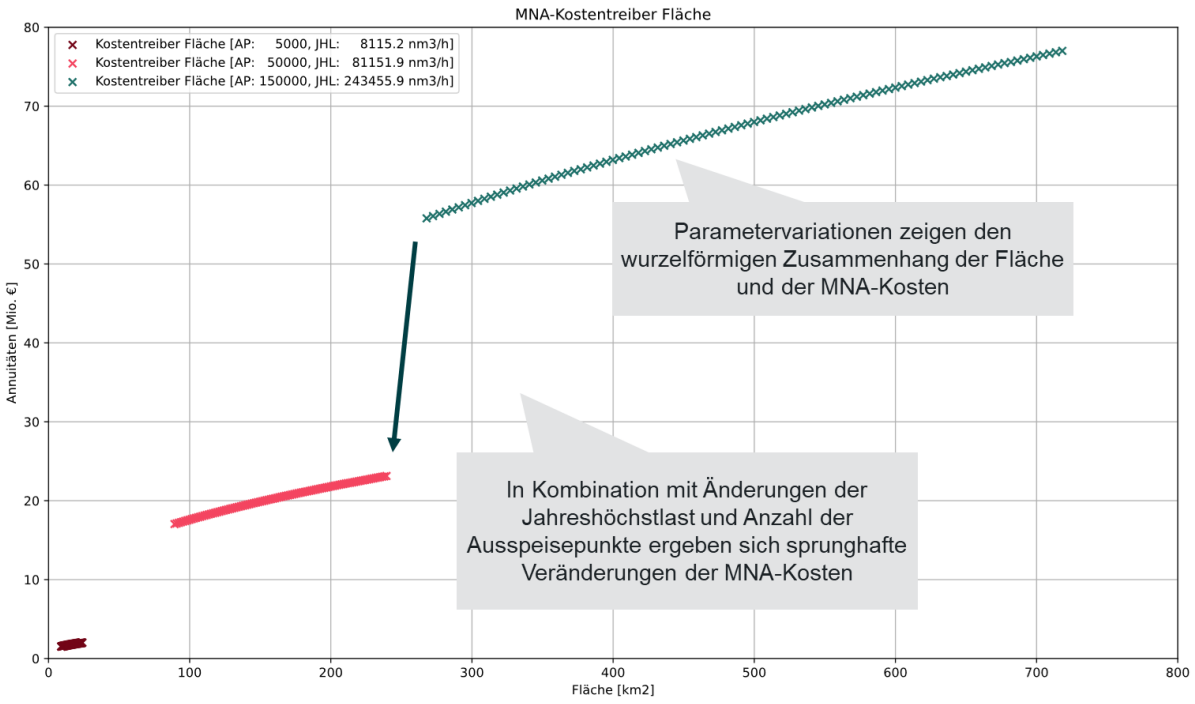
16 Datenabfrage zum Effizienzvergleich der Elektrizitätsverteilernetzbetreiber für die vierte Regulierungsperiode. Referat 611/ BK8, Webinar Strukturdatenabfrage, BDEW / BNetzA, 05.04.2022. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK08/BK8_05_EOG/54_Effizienzvgl/Download/Foliensatz_Webinar%2005.04.2022.pdf?__blob=publicationFile&v=1

das Rohrvolumen als Parameter insbesondere zur Abbildung der Ausdehnung des Netzgebietes verwendet wurde. Wenn der Ausdehnungsparameter Fläche eine deutliche Dimension und Richtung aufweist, ist dies auch für das Rohrvolumen zu erwarten, und vice versa; ob in einem konkreten Effizienzvergleich, der eine oder der andere Parameter vorzugswürdig ist, sollte auf Basis konkreter Datensätze überprüft werden.

Unabhängig von der konkreten Parameterdefinition und/oder der Differenzierung innerhalb einer – wie im Falle der Konzessionsfläche – vordefinierten Fläche kann anhand der Netzfläche in der MNA gezeigt werden, wie sich eine Reduktion der Fläche auf die Kosten (und in **Abschnitt 3.5** auch mit Bezug auf die Leistungs-/Vergleichs-/Output-Parameter) auswirkt. Dabei gefundene Ergebnisse lassen sich widerspruchsfrei ins Verhältnis setzen zu den Berechnungen, die im Rahmen des EVG4 unter Verwendung realer Kosten (TOTEX) und Konzessionsflächen bzw. Flächen der versorgten Gebiete durchgeführt wurden:

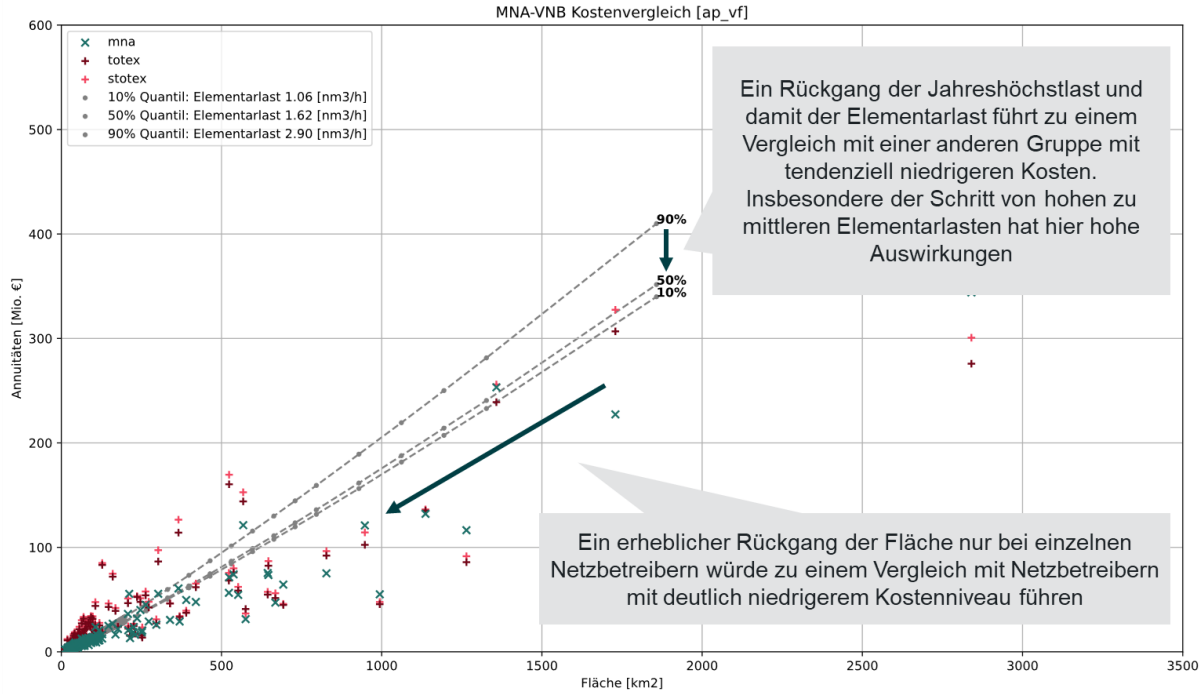
Die kostentreibende Wirkung der Fläche bei gleichbleibenden Elementarlasten und AP ist in **Abbildung 13** dargestellt. Drei Gruppen (dunkelrot, rot und türkis) zeigen exemplarisch große, mittlere und kleine Netzbetreiber. Innerhalb der Gruppen wurde stets ausschließlich die Fläche variiert. Ein wurzelförmiger Zusammenhang der Kosten mit der Größe der Netzfläche ist erkennbar. **Abbildung 14** zeigt den gleichen Zusammenhang anhand der Daten der Netzbetreiber im vergangenen Effizienzvergleich mit Bezug auf die versorgte Fläche.

Abbildung 13 MNA-Kostentreiber Fläche



Quelle: Hinweis

Abbildung 14 MNA-Kostenvergleich (Fläche)



Quelle: ConGas

Ein Rückgang der Fläche kann mit einer Umwidmung oder einer (abgeschlossenen) Stilllegung einhergehen. Eine derartige Reduktion wirkt sich dann nicht in einer allmählichen Änderung aus, sondern kann zu sprunghaften Anpassungen führen. So könnte in den Stilllegungsplänen, die aus den Ergebnissen der kommunalen Wärmeplanung entwickelt werden, für ein Teilnetzgebiet ein Stichtag verankert sein, zu dem die Infrastruktur abgeschaltet wird.

Bei einer Umwidmung reduziert sich für den betrachteten NB die Kostenbasis um die Restwerte der Leitungen in der Fläche, wenn der Wasserstoffnetzbetreiber die Restbuchwerte ablöst. Diese Werte müssten dann nicht mehr im Rahmen des Betriebs der Methannetze abgeschrieben werden. Weiterhin führt eine beschleunigte Abschreibung (KANU 2.0) später zu niedrigeren Restwerten, die noch abzulösen wären. Umwidmungskosten dienen dem Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur und dürften daher nicht in den Effizienzvergleich der Erdgasnetzbetreiber Eingang finden. Dabei kann es sein, dass bestimmte Betriebsmittel, die im Wasserstoffnetz keine Verwendung finden (z.B. nicht-taugliche GDRM etc.), nicht mit abgelöst werden. Die Kostenbasis reduziert sich also nicht unbedingt in der Höhe, die mit dem Rückgang der Outputs Fläche, JHL und Anzahl der AP proportional wäre.

Bei einer Stilllegung kommen zunächst zusätzliche Kosten auf den Netzbetreiber zu, die allerdings getrennt betrachtet werden sollten (**siehe dazu Abschnitt 3.4**). Abgesehen von

diesen Kosten für die Stilllegung selbst, reduzieren sich die Kosten für den NB unmittelbar um den OPEX-Anteil, der ansonsten mit dem Betrieb der stillgelegten Leitungen einhergehen würde. Bei Anwendung der beschleunigten Abschreibungen nach KANU 2.0 im Zuge der Stilllegung hat der NB ggf. schon im Vorhinein zusätzliche Kosten aus erhöhten Abschreibungen.

3.4 Stilllegungskosten

Für die Erreichung der Klimaneutralität Deutschlands ist davon auszugehen, dass die Erdgasverteilnetze weit überwiegend stillgelegt werden (vgl. **Abschnitt 3.2**).

3.4.1 EU GasmarktRL und Gasstilllegungspläne

Die EU GasmarktRL[17] enthält erstmals Bestimmungen, die auf die Herausforderungen des Gasausstiegs für Gasverteilernetzbetreiber Bezug nehmen. Die relevanten Bestimmungen betreffen den Gasstilllegungsplan (Art. 57), die Verweigerung und Kündigung eines Gasnetzanschlusses (Art. 38) sowie die Verbindung mit dem Wasserstoffverteilernetzplan (Art. 56):

- **Gasstilllegungsplan:** Art. 57 sieht vor, dass ein Gasverteilernetzbetreiber einen Stilllegungsplan zu erstellen hat, sofern sich ein Rückgang der Gasnachfrage abzeichnet. Das Ergebnis des Stilllegungsplans besteht in einer verorteten Liste von Gasleitungen, die durch den Gasverteilernetzbetreiber bis zu einem bestimmten Zeitpunkt stillgelegt werden.
- **Verweigerung/Kündigung von Gasnetzanschlüssen:** Mit dem Stilllegungsplan sind neue Konsequenzen verbunden. Eine davon ist, dass der genehmigte Stilllegungsplan eine notwendige Voraussetzung dafür ist, dass ein Gasverteilernetzbetreiber den Anschluss eines Gasnetzkunden verweigern kann und den Gasanschluss eines bestehenden Gasnetzkunden binnen angemessener Frist kündigen darf.
- **Wasserstoffverteilernetzplan**: Die GasmarktRL sieht erstmals auch die Erstellung eines Netzplanes für Wasserstoffverteilernetze durch H2-Verteilernetzbetreiber vor. Diese sollen in enger Abstimmung mit der Stilllegungsplanung der Gasverteilernetzbetreiber erfolgen, um das Nachnutzungspotentiale durch Umwidmung von Gas- auf Wasserstoffleitungen zu optimieren.[18]

17 „Richtlinie über gemeinsame Vorschriften für die Binnenmärkte für erneuerbares Gas, Erdgas und Wasserstoff, zur Änderung der Richtlinie 2023/1791 und zur Aufhebung der Richtlinie 2009/73/EG“ (GasmarktRL)

18 In § 71k GEG werden bereits Wasserstoff-Fahrpläne von Verteilnetzbetreibern in Kooperation mit der zuständigen Stelle für die kommunale Wärmeplanung vorgeschrieben. Wie diese dann in Verbindung zu den Wasserstoffverteilnetzplänen der GasmarktRL stehen, muss noch festgelegt werden.

Ein wichtiger Aspekt bei der Gasnetzstilllegung ist, dass die Endkunden zeitgerecht einen Zugang zu (erneuerbaren) alternativen Energieträgern und Technologien haben müssen, damit die Bereitstellung von Gas als Endenergieträger für die Wärmeversorgung ersetzt werden kann. Dem trägt die GasmarktRL dadurch Rechnung, dass eine Grundlage für die Erstellung der Stilllegungspläne auch die Ergebnisse der lokalen Pläne für die Wärme- und Kälteversorgung (Art. 25 Abs 6 EnergieeffizienzRL 2023/1791)[19] sind.

Die konkrete Umsetzung dieser Bestimmungen aus der Richtlinie in nationales Recht steht noch aus. Festzuhalten ist, dass sie hinsichtlich der Verbindlichkeit für Gasnetzstilllegungen deutlich über die kommunale Wärmeplanung hinausgehen und künftig eine wichtige Rolle bei der Beurteilung des Umfangs und Zeitplans von Stilllegungen spielen werden.

3.4.2 Stilllegung von Gasleitungen und Netzanschlüssen

Die Stilllegungskosten machen – bereits wegen des sehr umfangreichen Ausmaßes der Stilllegungen – einen erheblichen Anteil der Gesamtkosten für den noch verbleibenden Betrieb der Erdgasverteilernetze aus. Die Stilllegungskosten können in hohem Umfang geplant und gesteuert werden, zum einen aufgrund des großen zeitlichen Vorlaufs und zum anderen aufgrund der Freiheitsgrade für den Zeitpunkt einer endgültigen Stilllegung (im Unterschied zu einer zeitlich begrenzten Außerbetriebnahme einzelner Anschlüsse oder Leitungsstränge), sowie für die vorgesehenen Rückstellungen.

Die Stilllegungen in Erdgasverteilnetzen beeinflussen die buchhalterische Bilanzierung der Leitungen erheblich. Werden Leitungen stillgelegt, bevor sie ihre kalkulatorische Lebensdauer erreicht haben, wirkt sich dies auf die Abschreibungen sowie auf die Restbuchwerte aus, z.B. in Form außerordentlicher Abschreibungen (vgl. Agora Energiewende 2023)[20], und damit auch auf die Kosten ggf. anstehender Umwidmungen für die Wasserstoffnutzung.

Der Umfang der Stilllegungsmaßnahmen hängt von den Anforderungen der Energiewende und weiteren, vor allem sicherheitstechnischen, Anforderungen ab und bestimmt somit den Finanzierungsaufwand. Die konkrete Stilllegung von Erdgasverteilnetzen geht mit unterschiedlichen technischen und ökonomischen Herausforderungen einher und lässt sich grundsätzlich in den folgenden vier Maßnahmen umsetzen:

- **1. Verbleib der Leitungen im Boden (Außerbetriebnahme)**: Dies ist zunächst die kostengünstigste Variante. Allerdings können langfristig Umweltauswirkungen, wie

19 Richtlinie (EU) 2023/1791 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. September 2023 zur Energieeffizienz und zur Änderung der Verordnung (EU) 2023/955 (Neufassung), https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32023L1791

20 Agora Energiewende (2023): Ein neuer Ordnungsrahmen für Erdgasverteilnetze. Analysen und Handlungsoptionen für eine bezahlbare und klimazielkompatible Transformation.

Bodensenkungen infolge von Korrosion und Einbruch der Leitungen, auftreten, und die Leitungen müssen weiterhin überwacht werden.

- **2. Versiegelung und Inertisierung:** Bei dieser Variante der Stilllegung müssen die Leitungen nicht komplett freigelegt, sondern lediglich an den Rohrleitungsenden zugänglich gemacht und dauerhaft verschlossen werden. Die Leitungen verbleiben im Boden und werden mit inerten Gasen gefüllt, um chemische Reaktionen zu verhindern. Diese Methode ist mit moderaten Kosten verbunden und reduziert potenzielle Umweltrisiken. Die Stilllegungskosten setzen sich somit aus dem Aufwand für das Verschließen der Rohrleitungsenden sowie den damit verbundenen Tiefbaukosten und den Kosten für das Inertgas, welche mit dem Rohrvolumen skalieren, zusammen. Darüber hinaus müssen auch die oberirdischen Geräte/Anlagen rückgebaut werden. Maßgebend für die Höhe der Stilllegungskosten ist vor allem die Länge der zu versiegelnden Leitungen sowie die Lage der Leitung (städtisch/ländlich).
- **3. Versiegelung und Verdämmung:** Auch bei dieser Variante der Stilllegung müssen die Leitungen lediglich an den Rohrleitungsenden zugänglich gemacht werden. Neben der Inertisierung erfolgt eine Verfüllung der Leitungen, z.B. mit Bentonit, um mechanische Stabilität zu gewährleisten und Umweltrisiken weiter zu minimieren. Die Kosten setzen sich somit auch wie bei der ausschließlichen Versiegelung im Wesentlichen aus den Kosten für Arbeitsaufwand, Inertgas und das Füllmaterial zusammen sowie geringfügig aus den Tiefbaukosten. Außerdem muss der Rückbau der oberirdischen Geräte und Anlagen mitberücksichtigt werden. Die Kosten für das Füllmaterial bzw. Inertgas skalieren mit dem Rohrvolumen. Im Gegensatz zur Inertisierung müssen bei der Verdämmung in der Regel mehr Zugänge zur Leitung geschaffen werden, um das Füllmaterial einzuleiten. Die Kosten sind damit größer als für die Versiegelung und Inertisierung.
- **4. Rückbau**: Der vollständige Ausbau der Leitungen und die Rückversetzung des Geländes in den Ursprungszustand stellen die kostenintensivste Variante dar. Hierbei müssen zunächst die Leitungen komplett freigelegt werden, was einen signifikant höheren Aufwand darstellt. Insbesondere die durch die Bodenbeschaffenheit und die Verlegetiefe der Leitungen bestimmten Tiefbaukosten haben hier einen erhöhten Einfluss auf die Kosten. Die oberirdischen Geräte und Anlagen müssen ebenfalls zurückgebaut werden. Die Stilllegungskosten beim Rückbau fallen insgesamt deutlich höher aus als bei den übrigen Maßnahmen und hängen ebenfalls stark von der Leitungslänge ab.

Der Rohrdurchmesser spielt bei allen vorgestellten Maßnahmen eine zusätzliche Rolle und fließt in die Kosten für das Inertgas bzw. das Füllmaterial ein (vgl. Wachsmuth et al. 2019)[21]. So ergibt sich ggf. aus dem Durchmesser (neben dem Rohrleitungsmaterial), welche der oben genannten Maßnahmen im Zuge einer Stilllegung auszuwählen ist, da bei größeren

[21] Wachsmuth, Jakob; Michaelis, Julia; Neumann, Fabian; Wietschel, Martin; Duscha, Vicki; Degünther, Charlotte; Köppel, Wolfgang; Zubair, Asif (2019): Roadmap Gas für die Energie-wende – Nachhaltiger Klimabeitrag des Gassektors, im Auftrag des Umweltbundesamtes.

Durchmessern das Risiko einer Setzung des Bodens bzw. der sich darauf befindlichen Bauwerke größer ist, und die Materialien unterschiedliche Korrosionsbeständigkeit aufweisen.

Der Zeitpunkt der beschriebenen Maßnahmen orientiert sich stark am Rückgang der Erdgasversorgung zur Wärmebereitstellung, insbesondere in den Sektoren Haushalte und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD), sowie am Umfang der Berücksichtigung der Erdgasverteilernetze für die zukünftige Versorgung mit Wasserstoff. Wichtige Einflussfaktoren sind die kommunale Wärmeplanung und insbesondere die künftigen Gasstilllegungspläne der Netzbetreiber selbst.

3.4.3 Stilllegungskosten und Gasstilllegungspläne

Die Stilllegungskosten machen perspektivisch einen erheblichen Anteil der Gesamtkosten für den noch verbleibenden Betrieb der Erdgasverteilernetze aus[22]. Da die Notwendigkeit von technischen Maßnahmen im Zusammenhang mit Stilllegungen frühzeitig bekannt ist, ihre Umsetzung jedoch deutlich später erfolgt, sind Finanzierungsmechanismen wie der Aufbau von Rückstellungen sinnvoll. Auch für die Höhe und die zeitliche Verteilung der Rückstellungen haben die Netzbetreiber maßgeblich unternehmerische Entscheidungen zu treffen, aber vor allem in zeitlicher Hinsicht Gestaltungsspielräume für die Umsetzung.

Diese Spielräume beeinflussen neben der Planung und Auswahl der Maßnahmen auch die Höhe und den zeitlichen Anfall der Stilllegungskosten, ihre Finanzierung und die buchhalterische Behandlung. Dies legt nahe, die Ausgestaltung eines separaten Regulierungsinstruments *sui generis* in Erwägung zu ziehen (siehe **Abschnitt 6.5)**. Insbesondere werden die Stilllegungskosten im Wesentlichen nicht von den Dimensionen und Parametern des Effizienzvergleichs beeinflusst, so dass sie nicht in die Inputparameter des Effizienzvergleichs einbezogen werden sollten.

Die Stilllegung von Netzgebieten unterscheidet sich zudem von der üblichen Versorgungsaufgabe eines Verteilernetzbetreibers: Die Versorgungsaufgabe umfasst die Bereitstellung von Kapazitäten, den Anschluss von Kunden und den sicheren Betrieb der Netze – Stilllegungen hingegen sind ein separater Prozess, der nicht zur so definierten Versorgungstätigkeit gehört. Daher ist die Berücksichtigung der Stilllegungskosten als Teil der Inputparameter im Effizienzvergleich zu diskutieren (siehe nachfolgende Ausführungen in den **Abschnitten 5.2** und **6.2**).

Den endogenen Entscheidungsspielräumen bei der Ausgestaltung und zeitlichen Umsetzung der Stilllegungen stehen auch exogene Faktoren entgegen. So sind die Stilllegungen geprägt von den durch Nachfragerückgang bedingten Transformationsprozessen auf Kundenseite

[22] Laut LFS O45 Szenarien können die Stilllegungskosten der Verteilnetze bis zu 50 Mrd. € betragen, während die Umstellkosten für Wasserstoffertüchtigung zwischen 17 Mrd. € und 30 Mrd. € liegen.

sowie durch die kommunale Wärmeplanung, die unter anderem in den Stilllegungsplänen von den Netzbetreibern umgesetzt werden muss.

Aus dem stillzulegenden Netz, genauer den Elementen des Anlagen- und Netzgerüstes, sowie den gewählten Stilllegungstechniken lassen sich die durchzuführenden Maßnahmen in hoher objektiver Eingrenzung ableiten. Die wesentlichen Kostentreiber sind mit Leitungslänge, Durchmesser und Anlagenzahlen deutlich einfacher strukturiert als für die Verlegekosten und die Kosten des Netzbetriebs. Damit ergibt sich ein Bewertungsansatz, der unter Berücksichtigung des Leitungsumfangs, der Art der Stilllegung sowie den ökonomischen Implikationen einheitlich parametriert und zur Bestimmung von angemessenen Stilllegungskosten verwendet werden könnte. Für die tatsächlichen Kosten könnte zusätzlich ein Sharing-Mechanismus angewendet werden, der Effizienzgewinne zu anreizkompatiblen Anteilen beim Unternehmen belässt, aber auch zur Kostensenkung für die Netznutzung beiträgt. Auf diese Möglichkeiten alternativer Anreizinstrumente gehen wir später in **Abschnitt 6.5** detaillierter ein.

Um die angemessenen Stilllegungskosten abschätzen zu können, sollten in den Stilllegungsplänen die dafür relevanten Parameter aufgeführt werden. Stilllegungskosten hängen neben der Stilllegungsmethode, wie oben beschrieben, insbesondere von der Anzahl der stillzulegenden Anschlüsse und der Länge und Volumina der stillzulegenden Leitungen ab. Daneben kommen Kosten für die Stilllegung anderer Anlagen wie GDRMA, GDRA, oder GMA sowie für Schieber, Absperrklappen, Kugelhähne, Ausbläser, Gasströmungswächter dazu, die in Abhängigkeit der Stückzahlen berechnet werden können.

Stilllegungspläne sollten insbesondere die Länge und Volumina stillzulegender Leitungen nach der Art der Stilllegung (1, 2, 3, oder 4) enthalten. Gerade Rückbauarbeiten sollten aufgrund ihrer deutlich höheren Kosten seitens der Netzbetreiber im Rahmen des Stilllegungsplans begründet werden. Eine Erfassung der Rohrleitungsmaterialien nach Länge und Volumen sollte der Begründung beigefügt werden, da insbesondere die verwendeten Materialien auch einen Einfluss auf die notwendige Art der Stilllegung nehmen können. So sind Kunststoffleitungen zum Beispiel weniger anfällig für Korrosion und können somit bei kleineren Durchmessern ohne Probleme im Boden verbleiben. Ebenfalls können für alle Arbeiten, die Tiefbauarbeiten nötig machen, auch die entsprechenden Bodenklassen bzw. der Grad der Versiegelung relevant werden und mit einbezogen werden.

Bei den **stillzulegenden Anschlüssen** ist aufgrund der kostenseitigen Unterschiede zwischen Außerbetriebnahme, Stilllegung durch Versiegelung der Anschlussleitungen und Rückbau der kundenseitigen Geräte, sowie Stilllegung durch Rückbau der Anschlussleitung zu unterscheiden. Kosten für die Außerbetriebnahme, Versiegelung und Rückbau der kundenseitigen Geräte werden normalerweise durch den Anschlussnehmer getragen. Dabei ist zu unterscheiden zwischen SLP- und RLM-Anschlüssen, denen in heutiger Praxis unterschiedliche Stilllegungskosten in Rechnung gestellt werden. Die Stilllegung von

Anschlussleitungen erfolgt in der Regel erst, wenn alle mit der Hauptleitung verbundenen Anschlüsse stillgelegt wurden, um die Kosten für Entgasung, Inertisierung und ggf. Verdämmung und die damit einhergehenden Tiefbaukosten möglichst gering zu halten.

Weiterhin sind neben den Anschlüssen und Leitungen in den Stilllegungsplänen die weiteren stillzulegenden Anlagen zu listen.

Die folgenden Parameter empfehlen wir daher als Angaben für die Stilllegungspläne.

- Stilllegung Anschlüsse (Außerbetriebnahme / Versiegelung / Rückbau) nach Anzahl und Kundentyp
- Stilllegung Leitungen (Außerbetriebnahme / Versiegelung / Verdämmung & Versiegelung / Rückbau) nach Länge und nach Volumen, differenziert nach Rohrleitungsmaterial
- Stilllegung sonstiger Anlagen nach Art, Größe und Anzahl

Die Stilllegungspläne sollten für alle diese Elemente ausweisen, ob nach der Außerbetriebnahme für Erdgas eine Weiternutzung für Wasserstoff erfolgen soll, und zudem den Stichtag der Außerbetriebnahme der jeweiligen Anlagen enthalten. Die Daten sollten bindend sein und nur unter Angabe besonderer Gründe durch den Netzbetreiber angepasst werden.

3.4.4 Netzbetreiber im Abwicklungsbetrieb

Ab einem gewissen Stilllegungs- bzw. Umwidmungsanteil befindet sich ein Netzbetreiber im Abwicklungsbetrieb. Das heißt, das Unternehmen ist nicht mehr auf den langfristigen Betrieb und die Weiterentwicklung des Netzes ausgerichtet, sondern primär darauf, die verbleibende Netzinfrastruktur geordnet außer Betrieb zu nehmen oder ggf. ihre Restnutzung zu verwalten.

Mit dem Übergang in den Abwicklungsbetrieb verändert sich die Kostenstruktur des Netzbetreibers erheblich. Da weniger Netzabschnitte aktiv betrieben werden, entfallen viele laufende Kosten für Wartung, Instandhaltung und Betriebsführung. Gleichzeitig entstehen neue Kosten für den Rückbau, die Stilllegung oder die Umnutzung[23] der Infrastruktur. Da das Netz nur noch in stark reduziertem Umfang genutzt wird, können die Kosten nicht mehr über eine große Abnehmerbasis verteilt werden.

Da sich die Aufgaben und Kostenstrukturen im Abwicklungsbetrieb grundlegend verschieben und so die Vergleichbarkeit mit dem Rest der Stichprobe sinkt, ist die Einbeziehung in den Effizienzvergleich zu hinterfragen.

[23] Im Falle der Umnutzung z.B. durch Umwidmung für Wasserstoff müssten diese Kosten im Wasserstoffnetz getragen werden.

Grundsätzlich gilt für einen Netzbetreiber im Abwicklungsbetrieb, dass dieser in näherer Zukunft keine Versorgungsaufgabe mehr erfüllt. Ein Netzbetreiber, der sich im Abwicklungsprozess befindet, könnte anhand folgender Charakteristika abgrenzbar sein:

- Alle verbleibenden Leitungen werden innerhalb der laufenden oder folgenden Regulierungsperiode stillgelegt oder umgewidmet.
- Die JHL bzw. JA sinkt in der laufenden oder folgenden Regulierungsperiode auf Null.
- Die Anzahl der nicht stillgelegten und nicht außer Betrieb genommenen Ausspeisepunkte bzw. Messstellen sinkt in der laufenden oder folgenden Regulierungsperiode auf Null.

Sobald eines der Kriterien zutrifft, sollte der NB als Netzbetreiber im Abwicklungsbetrieb gelten, da er keine langfristige Versorgungsaufgabe mehr erfüllt.

Neben diesen Kriterien können auch andere Optionen in Betracht gezogen werden, die im Folgenden beschrieben werden. Allerdings stellt es sich für diese als schwierig dar, bereits heute eindeutige Schwellwerte zu definieren und zu quantifizieren.

- **Verhältnis von JHL / JA zu Rohrvolumen** fällt in der laufenden oder folgenden Regulierungsperiode unter einen Schwellwert.
- **Anteil der Anschlüsse in Betrieb** fällt in der laufenden oder folgenden Regulierungsperiode unter einen Schwellwert. Aus einzelnen Detail-Modellierungen zeigt sich, dass ab etwa 20 % verbleibender Kunden im Netzgebiet die benötigte Leitungslänge stark abnimmt. Dagegen spricht, dass auch ein kleiner Netzbetreiber, der zum Beispiel nur noch die Industrie im Netzgebiet versorgt, durch die Leistungsparameter in Hinblick auf seine Heterogenität gegenüber anderen Netzbetreibern durch die Methoden des Effizienzvergleichs gut abgebildet werden könnte, wenn die verbleibenden Leitungslängen etc. der Versorgungsaufgabe entsprechen und die Veränderungen auf der Inputseite und die Veränderungen auf der Outputseite in einem ähnlichen Verhältnis stehen. Bei Umsetzung der von uns vorgeschlagenen getrennten Betrachtung der Stilllegungskosten könnte dies im verbleibenden Netzgebiet der Fall sein.

- **Anteil der noch für Erdgas genutzten Leitungen** fällt in der laufenden oder folgenden Regulierungsperiode unter einen Schwellwert. Auch hier spricht dagegen, dass auch ein NB mit z.B. 10 % der ursprünglichen Leitungen weiterhin eine langfristige Versorgungsaufgabe erfüllen kann, die auch im Effizienzvergleich bewertet werden könnte. Wenn stillgelegte / umgewidmete Leitungen herausgerechnet werden, bleiben als Inputs Kosten für die verbleibenden Leitungen. Die Outputs entsprechen ebenfalls der verbleibenden Versorgungsaufgabe und die Inputs sind für diese angemessen. Somit bleibt der NB auch in diesem Fall vergleichbar.

Nur weil sich die Versorgungsaufgabe ändert, heißt das nicht, dass ein Netzbetreiber per se nicht vergleichbar ist. Er ändert seine Position in der Vergleichsgruppe; und während der

Transformation leidet die Vergleichbarkeit nur dann, wenn andere Netzbetreiber nicht denselben Transformationsprozessen unterliegen oder diese in deutlich anderen Geschwindigkeiten durchlaufen.

3.5 Einfluss der Transformation auf die Vergleichsparameter

In den **Abschnitten 3.1 und 3.2** wurden mögliche Zielzustände und Entwicklungstrends der Transformation der Gasnetze identifiziert und beschrieben. In **Abschnitt 3.3** haben wir dargelegt, wie sich diese Änderungen auf die Kostenbasis der Verteilernetzbetreiber auswirken können.

Im Folgenden soll untersucht werden, wie sich die Transformationsprozesse auf die Vergleichsparameter auswirken. Anschließend zeigen wir, welche der für die Definition der Versorgungsaufgabe relevanten Trends sich durch welche möglichen Parameter abbilden lassen. Schließlich bewerten wir die Parameter in ihrer Güte, um festzustellen, wie gut sich die einzelnen Trends abbilden lassen.

In **Abschnitt 3.3** haben wir die folgenden Entwicklungen mithilfe der MNA auf ihre Kostenwirkung (Inputs) untersucht.

1. Ein stetiger Rückgang der Nachfrage bei gleichbleibender Kundenzahl und Netzausdehnung;
2. Ein kontinuierlicher Rückgang der angeschlossenen Kunden bei sonst unveränderten Nachfragen und Netzausdehnungen; und
3. Ein sprunghafter Rückgang der Netzgebiete ausgelöst durch Stilllegungen und Umwidmungen im Rahmen der kommunalen Wärmeplanung oder Entscheidungen der Netzbetreiber.

Im Folgenden untersuchen wir, wie sich diese Transformationsprozesse auf die folgenden Vergleichsparameter (Outputs) auswirken:

- Rückgang der Gasnachfrage – und Veränderungsgeschwindigkeit
  - Jahreshöchstlast
  - Jahresarbeit
- Rückgang der versorgten Kunden – und Veränderungsgeschwindigkeit
  - Anzahl der Ausspeisepunkte versorgt
  - Anzahl der Ausspeisepunkte stillgelegt/umgewidmet
  - Anzahl der Messstellen, und verwandte Parameter
- Rückgang der Netzausdehnung – und Veränderungsgeschwindigkeit
  - Versorgte Fläche (sofern vorhanden)
  - Konzessionsgebiet (sofern vorhanden)

- Leitungslänge in Betrieb
- Leitungslänge umgewidmet/stillgelegt
- Leitungsvolumen in Betrieb
- Leitungsvolumen umgewidmet/stillgelegt

3.5.1 Entwicklung 1 – Rückgang der Elementarlast/Jahreshöchstlast (JHL)

Ein Rückgang der kundenseitigen Gasnachfrage, wie er in den Entwicklungstendenzen beschrieben wird, führt zu einer Reduktion der tatsächlich benötigten Netzkapazitäten. Die tatsächlich benötigten Kapazitäten werden vor allem abgebildet über die Jahreshöchstlast und indirekt auch die Jahresarbeit.

Die Wirkung der Entwicklung 1 beläuft sich also ausschließlich auf die Parameter JHL und JA. Bei einem stärkeren Rückgang der Haushaltsnachfrage und einem dadurch erhöhten Anteil an industrieller Nachfrage, ist es denkbar, dass die Jahresarbeit im Vergleich zur Jahreshöchstlast weniger stark sinkt. Nichtsdestotrotz sind beide Parameter in ihrer Entwicklung eng miteinander verknüpft. Weiter ist auch das Leitungsvolumen über die zur Bereitstellung von Kapazitäten benötigten Leitungsdurchmesser mit der JHL korreliert. Da ein Netzbetreiber aber seine Leitungsdurchmesser nicht nachträglich ändern kann, kommt es zu keiner Auswirkung auf den Vergleichsparameter Rohrvolumen. Auch bestimmte Leitungen, die als zusätzliche Verbindungen nur der Bereitstellung höherer Kapazitäten dienen, können durch den Rückgang der JHL obsolet werden. Auch hier wird sich der Rückgang der JHL aber kaum in den Parametern AP, Leitungslänge oder Rohrvolumen widerspiegeln. Der Parameter Jahreshöchstlast selbst verliert allerdings an Aussagekraft.

3.5.2 Entwicklung 2 – kontinuierlicher Rückgang der Ausspeispunkte

Der beschriebene Rückgang der Anzahl der angeschlossenen Kunden wirkt sich direkt auf die Anzahl der Ausspeisepunkte und alle eng damit verbundenen Parameter, wie die Anzahl der Messstellen, Ausspeisepunkte auf verschiedenen Druckstufen, nach Auslegungs- und Betriebsdruck usw. aus. Durch einen Rückgang der Ausspeisepunkte (extern) auf den verschiedenen Ebenen HD, MD und ND bei gleichbleibender Fläche reduziert sich zunächst die Anschlusspunktdichte. Je nachdem ob vermehrt Industriekunden (vor allem MD, HD) als Ausspeisepunkte wegfallen oder Haushaltskunden (weitestgehend ND) abgeschaltet werden, kann die durchschnittliche Elementarlast steigen (erhöhter Industrieanteil) oder sinken (erhöhter Haushaltsanteil).

Insgesamt geht die Nachfrage und damit die benötigte Kapazität zurück. Die Auswirkung eines Rückgangs der Nachfrage wurde im vorherigen Abschnitt erläutert. In einigen Fällen kann es sein, dass durch die Abschaltung einzelner Kunden auch ganze Leitungssegmente wegfallen.

In der Regel wird aber zunächst die Leitungsinfrastruktur durch die Abschaltung wenig beeinflusst – vergleiche hierzu **Abbildung 8**.

Die Entwicklung 2 hat also die folgenden Wirkungen.

1. Rückgang der AP und aller verwandten Parameter
2. Anstieg der stillgelegten / umgewidmeten AP und verwandter Parameter
3. Rückgang der JHL / JA
4. In sehr geringem Maße ein Rückgang der Leitungslänge und des Leitungsvolumens

Um den Rückgang der angeschlossenen Kunden korrekt abzubilden, muss erhoben werden, ob ein Ausspeisepunkt weiterhin betrieben wird oder ob es sich um einen stillgelegten bzw. außer Betrieb genommenen Ausspeisepunkt handelt. Der Rückgang des Outputs Anzahl der AP (ND, MD, HD) kann kenntlich machen, ob es ggf. zu einem Vergleich mit anderen Netzbetreibern kommen könnte, die von vornherein in Gebieten mit geringerer AP-Dichte bzw. bei einer niedrigeren Anzahl an AP arbeiten und somit kürzere Netze, mit geringeren Durchmessern betreiben. Allerdings würde sich dieser Effekt nicht einstellen, wenn im Effizienzvergleich weiterhin das Rohrvolumen als Outputgröße zur Anwendung kommt, da dieser Parameter von der Veränderung der Anzahl der AP erst dann beeinflusst wird, wenn Netzteile stillgelegt werden.

3.5.3 Entwicklung 3 – Rückgang der Netzausdehnung

Der – typischerweise stärker sprunghaft zu erwartende – Rückgang der Netzausdehnung führt auf Seite der Outputs zu deutlichen Veränderungen. So wird der Rückgang der zu versorgenden Flächen sich in verschiedenen Vergleichsparametern widerspiegeln. Zum einen könnten Änderungen der Flächenparameter wie der versorgten Fläche oder des Konzessionsgebiets mit einer Stilllegung oder Umwidmung von Teilgebieten auftreten. Zum anderen werden andere ausdehnungsbezogene Parameter wie die Leitungslänge oder das Rohrvolumen durch die Reduktion der verbleibenden Infrastruktur beeinflusst. Hier reduzieren sich beide Parameter um die Länge bzw. das Volumen der umgewidmeten bzw. stillgelegten Leitungen. Mit einer Abschaltung ganzer Teilnetze geht außerdem ein Rückgang der JHL/JA (**Abschnitt 3.5.1**) sowie ein Rückgang der Ausspeisepunkte, Messstellen etc. (**Abschnitt 3.5.2**) einher.

Da diese Entwicklungen sprunghaft auftreten können, ergibt sich ggf. ein erheblicher Einfluss auf die im Effizienzvergleich verwendeten Outputs. Werden z.B. zwei Netzbetreiber miteinander verglichen, die dieselbe Entwicklung mit einem zeitlichen Versatz von wenigen Monaten durchlaufen, könnte es dazu kommen, dass die Outputs des einen NB um den Stilllegungsanteil reduziert sind, während die Outputs des anderen NB noch Wertbeiträge enthalten, die bereits zu Beginn der Regulierungsperiode nicht mehr verwendet werden. In diesem Fall ist die Vergleichbarkeit im Basisjahr dann weiterhin gegeben, wenn sich die

Kostenbasis (Inputs) entsprecht gleichlaufend verändert. Andernfalls wäre zu prüfen, ob durch die sprunghafte Entwicklung im Einzelfall Verzerrungen auftreten könnten.

Wenn die Flächenänderung innerhalb der Regulierungsperiode stattfindet, kann es bei Umwidmungen zu Windfall-Profits kommen und bei Stilllegungen zu Windfall-Losses. Ein hoher Output steht bei Umwidmung und Ablösung von Netzteilen einem reduzierten Input gegenüber. Bei Stilllegung steht der hohe Output sinkenden OPEX und zusätzlichen Stilllegungskosten gegenüber. Wenn Stilllegungskosten über einen anderen Kostenblock abgewickelt werden, bestünde dieses Problem nicht.

3.5.4 Aussagekraft der Vergleichsparameter im Rahmen der Transformation

Die folgende Tabelle beschreibt qualitativ die Auswirkungen der Transformation auf die Vergleichsparameter.

Tabelle 1 Auswirkung der Transformation auf die Vergleichsparameter

Vergleichs-parameter	Bewertung
Jahresarbeit	Die Jahresarbeit hat zunächst nur auf die variablen Betriebskosten Einfluss. Das Verhältnis von Jahresarbeit zu Jahreshöchstlast kann Auskunft über die Struktur der Nachfrage im Versorgungsgebiet und die regelmäßige Auslastung der Netze geben. Sie kann eine gute Abbildung von Transformationsprozessen, die einen Rückgang der Erdgasnachfrage mit sich bringen, darstellen. Ein Rückgang der JA entfaltet allerdings kaum kostensenkende Wirkung für die Netzbetreiber.
Leitungslänge	Die Leitungslänge kann über die Ausdehnung des Versorgungsgebiets Auskunft geben. Hierbei ist ex-ante aber ein erheblicher Gestaltungsspielraum bei den Netzbetreibern gegeben. Dennoch kann die Leitungslänge gerade in Bezug auf anstehende Transformationsprozesse einen relevanten Parameter darstellen. Dabei müsste nach Länge der stillgelegten Leitungen und Länge, der nicht stillgelegten Leitungen differenziert werden. So kann eine reduzierte Ausdehnung der Netze und damit auch die Kostenbasis der Netzbetreiber abgebildet werden. Im Falle der Umwidmung und Übertragung an einen H2-Netzbetreiber kann eine Pipeline zum Restbuchwert veräußert werden. Die Umwidmungskilometer könnten

Vergleichs-parameter	Bewertung
	als Vergleichsparameter in Betracht gezogen werden, sofern die Stilllegungskosten in den Effizienzvergleich eingehen.
Grabbarkeiten und Bodenklassen	Grabbarkeiten und Bodenklassen werden je GMK ermittelt, in denen die Leitungen liegen. Daher sollten sie die Heterogenitäten in Bezug auf Baukosten weiterhin gut abbilden, wenn sie für die nicht stillgelegten Leitungen getrennt gebildet werden. Bei Rückbau von Netzinfrastrukturen können die Grabbarkeiten und Bodenklassen, wie auch die versiegelte Fläche für stillzulegende Bereiche ermittelt werden, um so individuelle Tiefbaukosten auch in Bezug auf die Stilllegung abzubilden.
Geplante Stilllegungen und geplante Umwidmungen	Transformationsprozesse gehen mit einer bestimmten Geschwindigkeit von statten. Innerhalb einer Regulierungsperiode könnten sich die genannten Parameter erheblich ändern. Im Basisjahr bereits absehbare, geplante Stilllegungen und Umwidmungen könnten mit erhoben und damit die vorhersehbaren Änderungen im Bereich AP, Netzlänge und Fläche bereits abgefragt werden.
Rohrvolumen	Durch seine hohe Korrelation mit der Netzlänge und die zusätzliche Information über die Durchmesser der Leitungen ist das Rohrvolumen ein geeigneter Parameter, um die tatsächliche Netzausdehnung zu beschreiben und so auch – differenziert – die Umwidmungen und Stilllegungen abzubilden. Es gelten die gleichen Überlegungen wie für die Leitungslängen. Das Rohrvolumen unterliegt einem Gestaltungsspielraum durch die Netzbetreiber, gerade im Zuge von Stilllegungen. Anders als die Flächenparameter und die JHL gibt es Auskunft über die tatsächliche Netzdimensionierung, auch im Rahmen von Transformationsprozessen.
Elementarlast	Die Elementarlast beschreibt die durchschnittliche Jahreshöchstlast pro Ausspeisepunkt. Ein Rückgang der Elementarlast und eine gleichbleibende Netzausdehnung würden bedeuten, dass die bereits existierenden Leitungen weniger ausgelastet werden. Mit einem Rückgang der Elementarlast bei gleichbleibenden Netzen würden sich praktisch nur die variablen Betriebskosten verringern.
Dichte der Anschlusspunkte	Die Anschlusspunkte pro versorgte Fläche geben Auskunft über die Dichte eines Netzes. In dichteren Netzen werden die benötigten Netzkilometer pro Anschlusspunkt kleiner. Mit kleinerer Distanz sinkt der benötigte Rohrdurchmesser, um die gleiche Menge Gas bei gleichem Druckabfall zu transportieren. Gleichzeitig sind dichtere

Vergleichs-parameter	Bewertung
	Gebiete in der Regel stärker versiegelt und weisen daher höhere Baukosten auf. Ein Rückgang der Anschlusspunktdichte könnte durch einen Rückgang der Anschlusspunkte bei gleichbleibender versorgter Fläche entstehen. Eine derartige Entwicklung unterscheidet sich von einem Prozess, bei dem gesamte Netzabschnitte stillgelegt werden und sich somit auch die versorgte Fläche zusammen mit den Anschlusspunkten bei gleichbleibender Anschlusspunktdichte reduziert wird. Die Kombination der Anschlusspunkte und Fläche kann also Auskunft über die Art der Stilllegungsprozesse geben.
Energiedichte	Die Energiedichte kann als Jahreshöchstlast oder Jahresarbeit pro Flächeneinheit definiert werden. Ähnlich wie die Anschlusspunktdichte gibt eine Änderung der Energiedichte Auskunft über die Art des Transformationsprozesses. Eine sinkende Energiedichte kann aus einer sinkenden Anschlusspunktdichte oder sinkenden Elementarlasten hervorgehen. Mit ihr kann auch der Netzbetrieb entsprechend weniger kosteneffizient werden.
Deltaparameter	Um Transformationsgeschwindigkeiten und -größen abzubilden, kann es auch nützlich sein, Deltaparameter zu verwenden. Hierbei kommen verschiedene Ausgangsparameter in Betracht, aber auch kombinierte Parameter wie die Anschlusspunktdichte, Elementarlast oder Energiedichte. Die Entwicklung der Parameter im Zeitverlauf kann Auskunft über die Transformationsgeschwindigkeiten und -richtungen geben.
Potential-/ und/oder Durchschnittsparameter	Durchschnittsparameter können z.B. für Leitungslängen in Betracht kommen. Sind im Laufe der Regulierungsperiode Stilllegungen geplant, die bereits im Basisjahr absehbar sind, könnten auch durchschnittliche Leitungskilometer (in Betrieb) als Vergleichsparameter in Betracht gezogen werden, um Entwicklungen innerhalb der Regulierungsperiode zu berücksichtigen.
Transport-moment	Das Transportmoment ist das Produkt aus Gasfluss und Distanz, kann also Aussage darüber geben, wie viel Gas über welche Entfernung transportiert wird, und dient damit auch als Maß für die Auslastung der Infrastruktur. Somit kann das Transportmoment die Versorgungsaufgabe der VNB im Rahmen der Transformation abbilden. Für die Berechnung des Transportmoments wird eine Distanzmatrix der Entfernungen von Einspeise- zu Ausspeisepunkten gebildet, die mit den ein- bzw. ausgespeisten Gasmengen an jedem

Vergleichs-parameter	Bewertung
	Punkt multipliziert wird. Gegen eine Verwendung des Transportmoments beim Effizienzvergleich der VNB spricht die große Anzahl an Netzpunkten, die eine derartige Auswertung besonders aufwendig macht. Das Transportmoment kann anhand der tatsächlichen Netzentfernungen (Länge der Leitungen) berechnet werden, oder aber für die Luftliniendistanz zwischen den Punkten. Letztere beschreibt die Versorgungsaufgabe, wie sie exogen vorliegt, besser, während die Netzentfernung die Auslegung der Netze besser berücksichtigt. Alternativ ist es auch möglich, das Transportmoment stark vereinfacht, als Produkt der summierten Netzlänge (nicht stillgelegt) und summierten Jahreshöchstlast/Jahresarbeit zu berechnen. In diesem Fall geht allerdings die Aussagekraft über die individuelle regionale Verteilung der Nachfrage und die daraus hervorgehende Versorgungsaufgabe verloren.
Transportwurzel-moment	Für die Berechnung des Transportwurzelmoments wird die Wurzel des Gasflusses mit der Leitungslänge bzw. der Distanz multipliziert. So kann zusätzlich zu der Netzauslastung auch auf den annähernd quadratischen Zusammenhang zwischen Leitungsdurchmesser und Transportkapazität einer Leitung eingegangen werden. So wird vermieden, dass die kostentreibende Wirkung der transportierten Gasmenge überschätzt wird. Auch hier gelten aufgrund der aufwendigen Berechnung dieselben Bedenken wie für das Transportmoment.

3.6 Schlussfolgerung und Implikationen für den Effizienzvergleich

Aus den Beispielen ergibt sich, dass es zwei Arten von Entwicklungen geben kann – stetige und sprunghafte Veränderungen der Versorgungsaufgabe. Diese beziehen sich auf drei relevante Parametergruppen: Lastbezogene, auf die Anzahl der Kunden bezogene und ausdehnungsbezogene Parameter.

Änderungen an den Vergleichsparametern können zu unterschiedlichen Zeitpunkten auftreten und somit auch in verschiedene Richtungen auf die relative Effizienz wirken. So wirkt eine Reduktion von Vergleichsparametern, die in die Erhebung der Parameter mit aufgenommen wird (vor der Regulierungsperiode), in der Regel effizienzmindernd, sofern sich die korrespondierenden Kosten nicht entsprechend verändern. Eine Reduktion der Vergleichsparameter, die während der Regulierungsperiode stattfindet und mit

entsprechenden Kostensenkungen verbunden ist, könnte hingegen zu „Windfall-Profits“ führen, da sie diese Kostensenkungen im Effizienzvergleich nicht antizipiert wurden.

Zudem könnten sprunghafte Entwicklungen wie die Abschaltung von Teilnetzgebieten mit Basisjahreffekten einhergehen, sofern sich Outputs erheblich ändern, die korrespondierende Kostenbasis aber nicht. Inwiefern sich dies im Effizienzvergleich niederschlägt, wäre dann zu prüfen. In der nächsten Regulierungsperiode ist allerdings weniger mit derartigen sprunghaften Entwicklungen zu rechnen. Die Studienlandschaft zeigt, dass mit derartigen Transformationen vor allem ab 2035 zu rechnen sein dürfte.

Gasnetzbetreiber werden sich zudem voraussichtlich zunächst – und möglicherweise auch dauerhaft – in dieselbe Richtung entwickeln und eher kleineren stetigen Transformationsprozessen unterliegen. Aus diesem Grund sollten die Transformationsprozesse anhand der folgenden Parameter beobachtet werden, die Transformationsprozesse gut abbilden. Wenn sich die Stichprobe bezogen auf diese Parameter auseinanderentwickelt, ist empirisch quantifizierbar, dass Heterogenität tatsächlich zunimmt und nicht nur aufgrund der unsicheren Entwicklungsrichtungen und Transformationsgeschwindigkeiten aus heutiger Sicht befürchtet werden muss.

- Jahreshöchstlast
- Jahresarbeit
- Versorgte Fläche (sofern vorhanden)
- Konzessionsgebiet (sofern vorhanden)
- Netzlänge (stillgelegt) / Anteil
- Netzlänge (in Betrieb) / Anteil
- Netzlänge (umgewidmet) / Anteil
- Anzahl AP (stillgelegt) / Anteil
- Anzahl AP (in Betrieb) / Anteil
- Anzahl AP (umgewidmet) / Anteil
- Rohrvolumen (stillgelegt) / Anteil
- Rohrvolumen (in Betrieb) / Anteil
- Rohrvolumen (umgewidmet) / Anteil

Im folgenden **Kapitel 4** wird ein Prüfraster vorgestellt, dass helfen soll, die Möglichkeiten der Anwendung des Effizienzvergleichs zu beurteilen. Um die strukturelle Vergleichbarkeit im Sinne des Prüfrasters einzuschätzen, muss festgestellt werden, ob und wie die Parameter sich in der Gesamtheit der Netzbetreiber in unterschiedliche Richtungen entwickeln.

4 Prüfraster zur Durchführbarkeit des Effizienzvergleichs

In diesem Abschnitt fassen wir die oben beschriebenen konzeptionellen Überlegungen zusammen und entwickeln ein Prüfraster für die Durchführbarkeit des Effizienzvergleichs. Das Prüfraster soll einerseits bewerten, ob die Durchführbarkeit des Effizienzvergleichs vor dem Hintergrund der Transformation und in seiner geplanten Ausrichtung gegeben ist. Andererseits liefert das Prüfraster Anhaltspunkte und Hinweise zu Anpassungs- bzw. Weiterentwicklungsmöglichkeiten, sollte die Durchführbarkeit im Status Quo in Frage stehen.

Die Kriterien sind aus den konzeptionellen und ingenieurwissenschaftlichen Vorüberlegungen hergeleitet. Die konkrete Bewertung ist nur auf Basis einer empirischen Betrachtung der für den Effizienzvergleich vorgesehenen Stichprobe möglich.

4.1 Überblick

Das Prüfraster besteht aus grundlegend aufeinander aufbauenden Stufen, die nacheinander zu betrachten und je nach Beurteilung mehrfach durchlaufen werden.

- **1. Stufe: Vergleichbarkeit der Netzbetreiber in der Stichprobe:** Für eine unverzerrte Identifikation der (In-)Effizienz von Netzbetreibern ist die erste Voraussetzung, dass Unternehmen, die miteinander verglichen werden, vergleichbar sind. Die Vergleichbarkeit bezieht sich dabei sowohl auf die Kostenbasis der Unternehmen als auch die Versorgungsaufgabe sowie die zeitliche Konsistenz zwischen Input und Outputs.

  Werden Netzbetreiber als nicht vergleichbar eingeschätzt, ist wiederum zu überprüfen, ob die Vergleichbarkeit durch Anpassungen von Datendefinitionen oder Erhebung zusätzlicher Daten hergestellt werden kann. Ist dies nicht möglich, ist abzuwägen, die nicht vergleichbaren Netzbetreiber aus der Stichprobe zu entfernen und unter Umständen einen gesonderten Effizienzvergleich durchzuführen bzw. alternative Anreizinstrumente zu implementieren[24].
- **2. Stufe: Methodische Durchführbarkeit des Effizienzvergleichs:** Ausgehend von der Stichprobe der 1. Stufe wird überprüft, ob der Effizienzvergleich in seiner geplanten Ausgestaltung sinnvollerweise durchgeführt werden kann. Dies betrifft insbesondere die Größe der Stichprobe und sich daraus ergebende Implikation für die Wahl der Methode für die Kostentreiberanalyse und die Effizienzschätzung.

  In dieser Stufe wird entweder festgestellt, dass

[24] Neben einer Entfernung der betreffenden Netzbetreiber aus der Gesamtstichprobe kann auch geprüft werden, ob sich durch eine modifizierte Ausreißeranalyse strukturelle Besonderheiten von Netzbetreibern bzw. Netzbetreibergruppen adressiert werden können. Beispielhaft genannt sei die derzeit in RP4 zur Anwendung kommende Gruppendominanzanalyse, die den Einfluss der Gruppe der Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet auf den Rest der Stichprobe überprüft, siehe **Abschnitt 5.2.2**.

- die Größe der Stichprobe ausreichend groß ist, um den Effizienzvergleich wie geplant durchzuführen (unter Berücksichtigung etwaiger Anpassungen der Methodik); oder
- im Fall einer zu geringen Stichprobengröße für Kostentreiberanalyse oder Effizienzschätzung auf alternative Methoden zurückgegriffen werden muss.

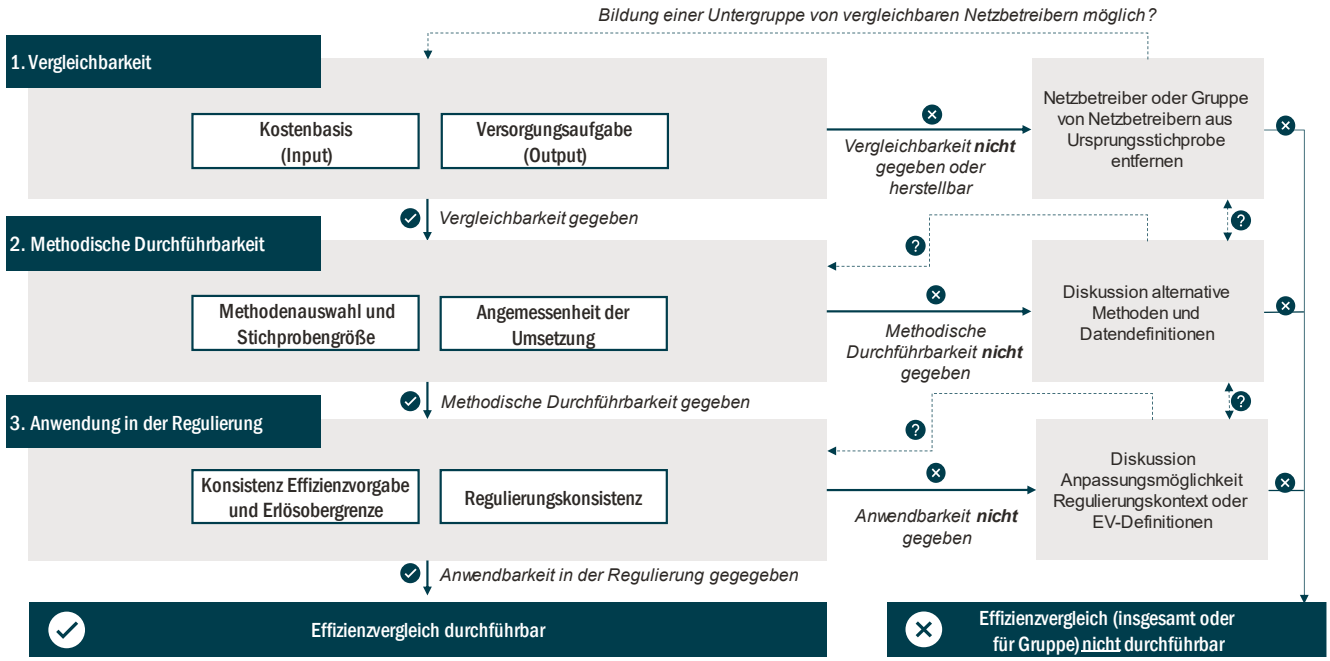
In die Bewertung fließen zusätzlich die Angemessenheit der operativen Umsetzung ein, also der Aufwand, alternative Methoden zu implementieren.

- **3. Stufe: Anwendung in der Regulierung:** In der dritten Stufe wird geprüft, ob die Effizienzwerte, die ausgehend von der in Stufe 2 entwickelten Methodik ermittelt wurden, effektiv im aktuellen Regulierungsrahmen und der Erlösobergrenze umgesetzt werden können. Dies betrifft die Definition der Effizienzwerte und die Ableitung der Effizienzvorgabe für die Erlösobergrenze. Hier spielt auch die Konsistenz in der Regulierung über mehrere Regulierungsperioden hinweg eine Rolle.

Sollte im Ergebnis festgestellt werden, dass der Effizienzvergleich für die Gesamtheit oder eine Untergruppe der Netzbetreiber nicht mehr sachgerecht durchgeführt werden kann und eine Weiterentwicklung ebenfalls nicht in Frage kommt oder nicht angemessen ist, ist die Einführung alternativer Anreizinstrumente zu diskutieren.

Das schrittweise Vorgehen wird in der **Abbildung 15** illustriert, es ist jedoch zu betonen, dass die einzelnen Stufen nicht losgelöst voneinander zu betrachten sind und die Analyse auch iterativ erfolgt. In den folgenden Abschnitten gehen wir detailliert auf die einzelnen Schritte ein und skizzieren den Abwägungsprozess. In den **Kapiteln 5** und **6** führen wir eine erste Abwägung der Durchführbarkeit des Effizienzvergleichs für die fünfte und spätere Regulierungsperioden durch.

Abbildung 15 Prüfraster zur Durchführbarkeit des Effizienzvergleichs



Quelle: Frontier Economics

4.2 Stufe 1: Vergleichbarkeit der Netzbetreiber

In der ersten Stufe erfolgt die Überprüfung bzw. Herstellung der Vergleichbarkeit der Netzbetreiber in der Stichprobe für den Effizienzvergleich. Die Vergleichbarkeit muss hinsichtlich der Versorgungsaufgabe als auch der Kostenbasis und der zeitlichen Konsistenz zwischen Inputs- und Outputs gegeben sein. Die Überprüfung setzt sich aus einer Definition der Problemstellung, einer Analyse und Bewertung des Status Quo und Diskussion von Alternativen bzw. Anpassungsmöglichkeiten zur Herstellung der Vergleichbarkeit zusammen. Nachfolgend beschreiben wir exemplarisch den Abwägungsprozess.

Vergleichbarkeit der Kostenbasis

- **Problemstellung**: In **Abschnitt 3.3** beschreiben wir, welche Auswirkungen die Transformation auf die Kostenbasis haben kann. Insbesondere kommen Änderungen der Abschreibungspraxis im Rahmen von KANU 2.0 oder Rückstellungen für Stilllegungskosten als mögliche verzerrende Faktoren in Betracht. Es ist zu überprüfen, ob die Unternehmen aus Kostensicht noch als vergleichbar einzuschätzen sind oder durch Anpassungen vergleichbar gemacht werden können.

- **Analyse und Bewertung:** Für die Bewertung der Vergleichbarkeit eignen sich Kennzahlen des Basisjahres oder die Entwicklung der Aufwandsparameter im Vergleich zu vorherigen Regulierungsperioden.
- **Diskussion und Bewertung von Alternativen**: Ist im Ergebnis die Kostenbasis einzelner Netzbetreiber oder einer Gruppe von Netzbetreibern nicht mit dem Rest der Stichprobe vergleichbar, ist zu überprüfen, ob Anpassungen durchgeführt werden können, um die Vergleichbarkeit wieder herzustellen.

  Ist dies nicht möglich oder vor dem Hintergrund sich ebenfalls verändernder Versorgungsaufgaben nicht sinnvoll, muss abgewogen werden, ob die nicht vergleichbaren Netzbetreiber aus der Stichprobe zu entfernen sind.

  Je nach Stichprobengröße ergeben sich Implikationen für die methodische Durchführbarkeit (siehe Stufe 2) und die Wahl der Methodik für die Betrachtung partieller Effizienzvergleiche. Eine Separierung von Netzbetreibern bzw. Netzbetreibergruppen sollte allerdings nur dann erfolgen, wenn

  - auf Basis der Daten eine deutliche Differenzierung in der Versorgungsaufgabe nachgewiesen werden kann, die Netzbetreiber sich also deutlich vom Rest des Samples absetzen;
  - die Heterogenität der Versorgungsaufgabe nicht durch eine geeignete Parameterwahl erfasst werden kann und/oder die Besonderheiten der betreffenden Netzbetreiber sich nicht sinnvoll durch Anpassung der Datenbasis herausrechnen lassen; und
  - die Netzbetreiber bzw. Netzbetreibergruppe sich auf Basis eindeutiger Kriterien abgrenzen lässt.

(Strukturelle) Vergleichbarkeit der Versorgungsaufgabe

- **Problemstellung**: In **Abschnitt 3.5** beschreiben wir, welche Auswirkungen die Transformation auf die Versorgungsaufgabe haben kann. Die Vergleichbarkeit ist hinsichtlich der unterschiedlichen Ausprägungen der Versorgungaufgabe und Entwicklungspfade zu untersuchen. Beispielhaft ist ein Rückgang der Nachfrage/Endkunden (Entwicklung 1 / 2) bis hin zur gänzlichen Stilllegung des Netzes (Entwicklung 3) zu nennen, was die Vergleichbarkeit mit Netzbetreibern mit aktiver Endkundenversorgung beeinflussen kann. Zusätzlich kann sich das Ausmaß von Stilllegungs- oder Umwidmungsaktivitäten zwischen den Netzbetreibern unterscheiden.
- **Analyse und Bewertung:** Die Bewertung der strukturellen Vergleichbarkeit muss empirisch erfolgen. Dabei ist zwischen einer Einschränkung der Vergleichbarkeit einerseits und einer Veränderung der Heterogenität in der Stichprobe zu unterscheiden, welche sich aber durch bestehende oder angepasste Vergleichsparameter beschreiben lässt.

Objektiv abgrenzbare Gruppen, deren Versorgungsaufgabe nicht (mehr) mit dem Rest der Stichprobe vergleichbar sind, lassen sich zum Beispiel durch klare Kriterien wie das Vorhandensein eines Konzessionsvertrags beschreiben.

Für die Bewertung der Heterogenität bieten sich zum Beispiel die in **Abschnitt 0** aufgezählten Kennzahlen an. Lassen sich Entwicklungen anhand der oben beschriebenen Kennzahlen erfassen und beschreiben, können diese auch im Effizienzvergleich abgebildet werden.

In der Analyse sind auch Ergebnisse der kommunalen Wärmeplanung und die Ergebnisse der Stilllegungspläne zu berücksichtigt, um vorausschauende Elemente in die Bewertung einzubeziehen und solche Netzbetreiber zu identifizieren, deren Versorgungsaufgabe sich im Laufe der Regulierungsperiode stark verändert.

- **Diskussion und Bewertung von Alternativen**: Bei einer Veränderung der Versorgungsaufgabe der Netzbetreiber oder Heterogenität der Ausprägung der Versorgungsaufgabe ist zunächst zu überprüfen, ob diese Veränderung bereits durch bestehende Vergleichsparameter abgebildet wird oder eine Anpassung der Vergleichsparameter die Abbildung dieser erlaubt. Ist im Ergebnis die Versorgungsaufgabe einzelner Netzbetreiber oder einer Gruppe von Netzbetreibern auf Basis der empirischen Analysen objektiv nicht vom Rest der Stichprobe abgrenzbar, ist zu erwägen, diese Netzbetreiber aus der Stichprobe zu entfernen: Eine Separierung von Netzbetreibern bzw. Netzbetreibergruppen sollte allerdings nur dann erfolgen, wenn
  - auf Basis der Daten eine deutliche Differenzierung in der Versorgungsaufgabe nachgewiesen werden kann, die Netzbetreiber sich also deutlich vom Rest des Samples absetzen;
  - die Heterogenität der Versorgungsaufgabe nicht durch eine geeignete Parameterwahl erfasst werden kann und/oder die Besonderheiten der betreffenden Netzbetreiber sich nicht sinnvoll durch Anpassung der Datenbasis herausrechnen lassen; und
  - die Netzbetreiber bzw. Netzbetreibergruppe sich auf Basis eindeutiger Kriterien abgrenzen lässt.

  Je nach Stichprobengröße ergeben sich Implikationen für die methodische Durchführbarkeit (siehe Stufe 2) und die Wahl der Methodik für die Kostentreiberanalyse und Effizienzschätzung.

4.3 Stufe 2: Methodische Durchführbarkeit

Die methodische Durchführbarkeit berücksichtigt Anforderungen an die Stichprobengröße, die für bestimmte Methoden der Kostentreiberanalyse und Effizienzschätzung erforderlich ist. Darüber hinaus ist zu überprüfen, ob die operative Durchführung in einem angemessenen Zeit- und Aufwandsrahmen gegeben ist.

Methodenauswahl und Stichprobengröße

- **Problemstellung**: Die Methoden für den Effizienzvergleich sollten dem Stand der Wissenschaft entsprechen. Die bisher verwendeten Methoden DEA und SFA / OLS erfüllen diese Anforderung, neue Erkenntnisse und Entwicklungen in der Wissenschaft sind aber grundsätzlich in die Überprüfung einzubeziehen (wie z.B. partielle DEA Ansätze oder SToNED)[25]. Weiterhin erfordern statistische Methoden wie OLS und insbesondere SFA eine gewisse Größe der Stichprobe, um unverzerrte Schätzungen durchführen zu können. Eine geschrumpfte Stichprobe kann die Anwendbarkeit einzelner Methoden einschränken und erfordert ggfs. den Einsatz von Alternativen.
- **Analyse und Bewertung**: Ausschlaggebend ist die Anzahl der Netzbetreiber im Effizienzvergleich oder in einer nach Stufe 1 gebildeten Gruppe. Für die Durchführung von OLS-Regressionsanalysen werden mindestens 10-15 Beobachtungen je erklärender Variable benötigt[26], um wesentliche Normalverteilungsannahmen nicht zu verletzen. Eine geringe Anzahl an Beobachtungen begrenzt zudem die Freiheitgrade, Kostentreiber aufzunehmen. Eine zu geringe Anzahl an Beobachtungen kann zu Konvergenzproblemen in der SFA führen. In der DEA schränkt die Anzahl der Beobachtungen ebenfalls die Anzahl der möglichen Output-Dimensionen ein. Ein in der wissenschaftlichen Literatur gebräuchlicher unterer Schwellenwert der Stichprobengröße bei der DEA entspricht dem Dreifachen der Anzahl der Inputs plus Outputs.[27]
- **Diskussion und Bewertung von Alternativen:** Für die Kostentreiberanalysen können ingenieurwissenschaftliche Analysen herangezogen werden, insofern die Stichprobengröße keine OLS Regressionen erlaubt. Weiterhin kann die Verwendung von Paneldatensätzen oder Monte-Carlo Simulationen oder Bootstrapping-Ansätze sinnvoll sein und könnte geprüft werden, wenn die Anzahl der Datenpunkte im Querschnitt nicht ausreichend groß ist. Im Fall von Konvergenzproblemen in der SFA ist ein alleiniges Abstellen auf die DEA oder die Verwendung von alternativen parametrischen Methoden (z.B. MOLS oder COLS) oder semi-parametrischen Methoden zu prüfen (z.B. SToNED), wobei auch hier Mindestanforderungen an die Strichprobengröße zu berücksichtigen sind.

Angemessenheit der operativen Durchführung

- **Problemstellung**: Die Durchführung des Effizienzvergleichs vor dem Hintergrund einer sich veränderten Stichprobenlandschaft erfordert unter Umständen die Implementierung anderer oder neuer Methoden sowie die Erhebung zusätzlicher Daten bzw. Änderung von

25 In **Abschnitt 5.3.1** gehen wir hierzu mehr ins Detail.

26 Harrell, F. E., Jr. (2001). Regression Modeling Strategies: With Applications to Linear Models, Logistic Regression, and Survival Analysis.

27 Banker, R. D., Charnes, A., Cooper, W. W., Swarts, J., & Thomas, D. (1989). An introduction to data envelopment analysis with some of its models and their uses. Research in governmental and nonprofit accounting, 5(1), 125-163.

Datendefinitionen. Langfristig kann die Anzahl der Netzbetreiber, die für einen Effizienzvergleich bzw. in einer Subgruppe in Frage kommen, abnehmen.

- **Analyse und Bewertung**: Die Bewertung der Angemessenheit muss die Anzahl der Unternehmen in der Stichprobe, den Aufwand der Implementierung der vorgesehenen Methodik sowie die gewünschte Anreizwirkung berücksichtigen. Die Abwägung erfolgt in erster Linie aus einer regulierungssystematischen Perspektive.
- **Diskussion und Bewertung von Alternativen**: Sollte der Aufwand der Durchführung eines umfassenden Effizienzvergleichs für die Gesamtheit oder eine Gruppe von Netzbetreibern als zu hoch im Vergleich zu erwarteten Anreizwirkung erachtet werden, sind alternative Anreizinstrumente zu diskutieren. Dazu gehören beispielsweise pauschale Effizienzwerte wie derzeit im vereinfachten Verfahren oder Unit-Cost-Ansätze.

4.4 Stufe 3: Anwendung in der Regulierung

Die letzte Stufe des Prüfrasters stellt sicher, dass die Effizienzwerte im Regulierungskontext in effektive Effizienzvorgaben übersetzt werden können. Das Prüfraster in dieser Stufe berücksichtigt die Ableitung eines finalen Effizienzwerts sowie die Einbettung der Effizienzvorgabe in die Erlösobergrenze.

Konsistenz Effizienzvorgabe und Erlösobergrenze

- **Problemstellung**: Die Erlösobergrenze nach Tenorierung der RAMEN Festlegung sieht die Anwendung der Effizienzvorgabe (Xind) nunmehr getrennt für die CAPEX und die OPEX vor. Allerdings ist die individuelle Effizienzvorgabe für beide Kostenarten einheitlich. Der aktuellen Ausgestaltung des Effizienzvergleichs aus RP4 folgend wird die Effizienzvorgabe in einer Gesamtkostenbetrachtung hergeleitet. Dies beruht auf der Annahme, dass die Gesamtkosteneffizienz die CAPEX- und OPEX-Effizienz beschreiben kann. Zudem sollen Effizienzvorgaben als Mittelwert der Effizienzwerte auf Basis standardisierte und nicht-standardisierte Kosten hergeleitet werden (Best-of-Mean-of-Abrechnung). Wie in **Kapitel 2** thematisiert, ist auch eine Best-of-Abrechnung über die beiden Kostenarten und eine Mittelwertbildung über die Methoden vorstellbar.
- **Analyse und Bewertung**: Die Vergleichbarkeit der Kostenbasis und etwaige Hindernisse für die Durchführbarkeit des Effizienzvergleichs werden in der ersten Stufe zur Vergleichbarkeit analysiert. An dieser Stelle ist zum Beispiel zu prüfen, ob eine Anwendung eines sTOTEX-Effizienzwerts für einen Netzbetreiber, dessen Gesamtkosten in erster Linie nur noch aus OPEX bestehen, sachgerecht ist, z.B. wenn die Ineffizienzen sich im Wesentlichen aus den historischen Investitionen ergeben, diese allerdings in den TOTEX aufgrund der Abschreibungsmethodik schon zum Großteil abgeschrieben sind.
- **Diskussion und Bewertung von Alternativen**: Ergibt die Bewertung, dass die geplante Umsetzung der Effizienzwerte in der Erlösobergrenze zu inkonsistenten Ergebnissen führen kann, sind alternative Definitionen / Herleitungen der Effizienzvorgabe zu prüfen,

oder es ist eine Anpassung der Definition von Xind zu erwägen, wobei dies in den weiteren Regulierungsrahmen einzubetten wäre.

Regulierungskonsistenz

- **Problemstellung:** Die Sicherstellung der Durchführbarkeit des Effizienzvergleichs kann Abweichungen vom bisher geplanten Vorgehen des Effizienzvergleichs bedürfen. Grundsätzlich stellt die Konsistenz des Effizienzvergleichs zu vorherigen Regulierungsperioden einen Wert dar, um Vertrauen in das System aufzubauen. Für substantiellere Anpassungen bedarf es daher einer genauen Gegenüberstellung von Kosten und Nutzen der Maßnahmen.

- **Analyse und Bewertung:** Stellen die vorgesehenen Änderungen einen Bruch zur bisherigen Regulierungspraxis dar, ist zu bewerten, ob die gewählte Vorgehensweise auch in Zukunft die Durchführbarkeit des Effizienzvergleichs und Herleitung von Effizienzvorgaben gewährleisten kann. Anpassungen sollten dabei für Unternehmen möglichst vorhersehbar sein.

- **Diskussion und Bewertung von Alternativen**: Fällt die Bewertung zur Regulierungskonsistenz negativ aus, sind alternative Anreizinstrumente zu diskutieren. Ergebnis dieser Prüfung kann auch sein, dass eine sinnvolle und konsistente Weiterentwicklung des Effizienzvergleichs nicht möglich ist.

5 Implikationen der Gasnetztransformation für den Effizienzvergleich in RP5

In diesem Kapitel diskutieren wir die Auswirkungen der Gasnetztransformation auf den Effizienzvergleich in der kurzen Frist. Dies betrifft die nun folgende fünfte Regulierungsperiode (RP5), welche gemäß dem derzeitigen Entwurf der RAMEN-Festlegung (Stand Januar 2025) weiterhin auf fünf Jahre konzipiert ist und somit im Bereich Erdgas die Jahre 2028 bis 2032 umfasst. Das Fotojahr für die fünfte Regulierungsperiode ist 2025.

Zunächst geben wir in **Abschnitt 5.1** einen Überblick zu den allgemeinen Entwicklungstendenzen in RP5 und den Folgen für den Effizienzvergleich, bevor wir in den nachfolgenden Abschnitten in die Analyse einsteigen. Diese führen wir anhand des im vorherigen Kapitel erarbeiteten Prüfrasters durch, wobei wir uns auf theoretische und konzeptionelle Aspekte fokussieren. Dabei arbeiten wir mögliche Herausforderungen heraus, und diskutieren und bewerten Lösungsmöglichkeiten. Eine finale Beantwortung der Frage nach der Durchführbarkeit des Effizienzvergleich für RP5 ist in Ermangelung von Daten für eine empirische Analyse hier nicht möglich.

5.1 Überblick zu den allgemeinen Entwicklungstendenzen in RP5 und den Folgen für den Effizienzvergleich

Wie in **Kapitel 3** dargestellt, ist bei den Gasverteilnetzen im Basisjahr der fünften Regulierungsperiode (2025) mit nur moderaten Änderungen der Versorgungsaufgabe und nicht mit substantiellen, sprunghaften Veränderungen gegenüber dem Status quo zu rechnen. Gasnetzstilllegungen zeigen sich im Basisjahr 2025 kaum und sind bis zum Ende der Regulierungsperiode eher bei einzelnen Unternehmen und lediglich in einem eher begrenzten Rahmen zu erwarten.

Es wird erwartet, dass die Gasnetztransformation nach dem Jahr 2035 an Dynamik gewinnen wird, also nach dem Ende von RP5 (siehe **Abschnitt 3**). In der Tendenz werden bis Mitte der 2030er Jahre die Gasnetzbetreiber zunächst ähnlichen Entwicklungen unterworfen sein und einem eher stetigen Transformationsprozess unterliegen, wohingegen sprunghafte Entwicklungen eher in Einzelfällen zu erwarten sind. Es gibt jedoch schon heute Beispiele für solche Entwicklungen vor dem Jahr 2035. Zum Beispiel hat die MVV-Netze angekündigt, ihr Gasnetz in Mannheim bis zum Jahr 2035 stilllegen zu wollen.

Für den Effizienzvergleich in RP5 ist daher zu erwarten, dass die Vergleichbarkeit der zu untersuchenden Verteilernetzbetreiber durch die Entwicklungstendenzen nicht grundsätzlich in Frage gestellt wird. Allerdings stellen sich im aktuellen Regulierungskontext eine Reihe von Einzelfragen, die wir nachfolgend aufgreifen und untersuchen.

5.2 Prüfraster Stufe 1: Vergleichbarkeit der Netzbetreiber

5.2.1 Vergleichbarkeit der Kostenbasis

Problemstellung

Wie in **Abschnitt 3.3** beschrieben, sind in der fünften Regulierungsperiode keine substantiellen Auswirkungen des Transformationsprozesses auf die Kostenstruktur der Gasverteilernetzbetreiber zu erwarten. Grundsätzlich deuten die in **Abschnitt 3.2.2** beschriebenen Entwicklungstendenzen auf eine gewisse Verkleinerung der Gasnetzinfrastruktur hin, was zu einer konstanten oder leicht rückläufigen Anlagen- und Kostenbasis führen kann. So ist mit einem gewissen Rückgang der Elementarlasten und Ausspeisepunktdichte zu rechnen, während (Teil-)Gebietsstilllegung noch eine Ausnahme darstellen sollten.

Diese allgemeinen Tendenzen bei Kosten werden in der kommenden Regulierungsperiode jedoch durch spezifische Sondereffekte überlagert, welche erhebliche Kosteneffekte haben können. Konkret gilt dies für:

- Anpassungen bei den Abschreibungsmodalitäten im Zuge von KANU 2.0, sowie
- Rückstellungen für erwartete Stilllegungskosten von Gasnetzanschlüssen und -leitungen.

Flexibilisierung der Abschreibungen aufgrund von KANU 2.0

Zur Erreichung der Klimaziele sieht das Bundes-Klimaschutzgesetz bis spätestens 2045 eine Dekarbonisierung des Gassektors vor. Dies hat zur Folge, dass ein großer Teil des Erdgasnetzes bis zum Jahr 2045 voraussichtlich nicht mehr genutzt, umgewidmet oder stillgelegt wird. Um einerseits zu verhindern, dass es zu „Stranded Assets“ von perspektivisch nicht mehr benötigter Gasnetzinfrastruktur kommt und andererseits, um zukünftige Netznutzer vor hohen Netzentgeltsprüngen zu schützen,[28] wurde mit dem Festlegungsverfahren zur Anpassung von kalkulatorischen Nutzungsdauern und Abschreibungsmodalitäten von Erdgasleitungsinfrastruktur (KANU 2.0) die Möglichkeit der Flexibilisierung der Abschreibungen geschaffen.

Im Wesentlichen sieht KANU 2.0, neben den bereits bestehenden Freiheitsgraden (auf die wir weiter unten eingehen), zwei zusätzliche Optionen vor, die Abschreibungen seitens der Unternehmen zu gestalten:

[28] Hiermit ist gemeint, dass im Extremfall der letzte verbliebene Gasnetzkunde das komplette verbliebene Gasnetz allein zu finanzieren hätte, was ihn finanziell überfordern würden. Bei einem zeitlichen Vorziehen der Kosten ist es möglich, diese auf eine breitere Kundenbasis zu verteilen.

- **Vollständige Abschreibung aller Sachanlagegüter** bis zum Jahr 2045, wobei in Ausnahmefällen bei entsprechenden landes- oder kommunalrechtlichen Vorgaben auch ein früherer Zeitpunkt nach dem Jahr 2035 möglich ist; sowie
- **Möglichkeit der degressiven Abschreibung** mit einem Prozentsatz zwischen 8 und 12 Prozent.

Aus KANU 2.0 ergeben sich Konsequenzen für den bisher zur Anwendung kommenden Effizienzvergleich, da die Möglichkeit der Nutzung ab dem Jahr 2025 – dem Fotojahr der fünften Regulierungsperiode – besteht und Abschreibungen einen wesentlichen Anteil an den Kapitalkosten haben.

Rückstellungen für Stilllegungen

Rückstellungen stellen zukünftige Aufwendungen dar, die hinsichtlich ihrer Entstehung oder Höhe absehbar sind und von den Unternehmen (im Rahmen des gegebenen Handelsrechts) vorgenommen werden. Regulierungssystematisch ist in der RAMEN-Festlegung vorgesehen, die Rückstellungen für Stilllegungen in RP5 als volatile Kosten zu klassifizieren. Folglich wären diese Rückstellungen Teil der Kostenbasis für den Effizienzvergleich und würden für das erste Jahr der Regulierungsperiode entsprechend beanreizt. Während der Regulierungsperiode erfolgt bei den volatilen Kostenpositionen ein jährlicher Kostenabgleich zum Fotojahr. Dieses Delta geht gleichfalls in die Erlösobergrenze ein, dabei ist aktuell jedoch keine spezifische Beanreizung mittels individueller Effizienzvorgabe vorgesehen. Die RAMEN-Festlegung sieht jedoch explizit vor, dass separate Anreizmechanismen wie bspw. bei der Verlustenergie zur Anwendung kommen können.

Die Rückstellungsbildung für künftige Kosten für Stilllegungen verfolgt den Zweck der Verstetigung dieser Kosten, um nicht die verbleibenden Netzkunden bei der tatsächlichen Stilllegung unverhältnismäßig zu belasten. Solchen Rückstellungen sind nicht flächendeckend vor Veröffentlichung der Ergebnisse der kommunalen Wärmeplanung zu erwarten. Bis die Ergebnisse der kommunalen Wärmeplanung Eingang in die Stilllegungsplanungen der Verteilernetzbetreiber finden, ist mit einem weiteren zeitlichen Verzug zu rechnen. Somit können Rückstellungen für Stilllegungen vor Ende der 5. Regulierungsperiode noch gering ausfallen. Vor diesem Hintergrund erwartet die Bundesnetzagentur, dass im Fotojahr von RP5 (2025) die Rückstellungsbildung für Stilllegungen für die Gesamtheit der Netzbetreiber nur eine untergeordnete und punktuelle Rolle spielt. Nichtdestotrotz kann auch eine vereinzelte Rückstellungsbildung Auswirkungen auf den Effizienzvergleich haben und zu verzerrten Effizienzwerten führen, da Kostenveränderungen auch bei einzelnen Netzbetreibern die Effizienzwerte anderer Netzbetreiber beeinflussen können. Um zu eruieren, ob dieses Thema für RP5 von Relevanz ist, gilt es daher für das Basisjahr 2025 zu analysieren, ob es zur Rückstellungsbildung für Stilllegungen gekommen ist.

Dies spricht dafür, dass dieses Thema im Effizienzvergleich (noch) keiner gesonderten Behandlung bedarf. In gesonderten Ausnahmefällen (z.B. vollständige Stilllegung des Netzes bis zum Jahr 2035) ist zu prüfen, ob die Bildung von Rückstellungen im Fotojahr 2025 nicht über Ausnahmeregelungen wie einem weiterentwickelten § 15 ARegV ermöglicht werden kann.

Eine tiefergehende Diskussion der Rückstellungen für Stilllegung für folgende Regulierungsperioden erfolgt in **Abschnitt 6.2.1.**

Analyse und Bewertung

Flexibilisierung der Abschreibungen aufgrund von KANU 2.0

Ziel des Effizienzvergleichs ist die Identifikation der Effizienz der zu untersuchenden Einheiten im Sinne der Ermittlung des bestmöglichen Input-Output-Verhältnisses. Die Anpassungen bei der Ermittlung der Abschreibungen im Zuge der Anwendung von KANU 2.0 haben unmittelbare Auswirkungen auf die Höhe der nicht-standardisierten Kosten (TOTEX) der Netzbetreiber als Inputparameter der Effizienzvergleichsanalyse. Demgegenüber ergeben sich aus der Anwendung von KANU 2.0 bei den standardisierten Kosten (sTOTEX) aufgrund der Standardisierungsrechnung der Kapitalkosten keine unmittelbaren Implikationen auf der Inputseite.

Bereits in der Vergangenheit gab es bei der Ermittlung der Abschreibungen für die TOTEX einen Gestaltungsspielraum der Netzbetreiber. So sah die Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV) für Sachanlagenkategorien Bandbreiten für die Nutzungsdauern vor, aus denen die Netzbetreiber wählen konnten.[29] Die uneinheitliche Vorgehensweise der Netzbetreiber bei der Ermittlung der Abschreibungen für die TOTEX hatte somit bereits in den vorherigen Regulierungsperioden Implikationen auf den Effizienzvergleich, was durch die Ermittlung von Effizienzwerten für TOTEX und sTOTEX berücksichtigt wurde. Durch KANU 2.0 wurde der Möglichkeitsraum bei der Festlegung der Abschreibungen noch einmal signifikant vergrößert.

Im Fotojahr 2025 wird KANU 2.0 sehr unterschiedlich von den Verteilnetzbetreibern angewandt. Nach Angaben der Bundesnetzagentur nutzten ca. 1/3 der Verteilernetzbetreiber die Option der weiteren Flexibilisierung ihrer Abschreibungen, wobei es insgesamt zu moderaten Kostenanstiegen[30] gekommen ist, jedoch mit einzelnen Ausreißern nach oben.[31]

29 Zudem bestand mit KANU 1.0 die Möglichkeit, Neuanlagen bis spätestens zum Jahr 2045 linear abzuschreiben.

30 Durch die Verkürzung der Nutzungsdauern bei Beibehaltung der linearen Abschreibung oder der Verwendung einer degressiven Abschreibung erhöhen sich für die betreffenden Unternehmen im Zeitpunkt der Umstellung die TOTEX.

31 Bundesnetzagentur (2025): Methodenfestlegung Effizienzvergleich, Stand der Überlegungen der Bundesnetzagentur (Januar 2025).

Tabelle 2 illustriert den möglichen Effekt von KANU 2.0 auf die Effizienzwerte der Netzbetreiber. Der Vergleich bezieht sich hier auf den Fall, dass die für das betrachtete Unternehmen relevanten Vergleichsnetzbetreiber KANU 2.0 nicht anwenden, d.h. der Effekt von KANU 2.0 isoliert wird. Der Vergleich umfasst den Effekt auf die Effizienzwerte für die beiden Kostenvarianten (TOTEX und sTOTEX) sowie die beiden Best-of-Abrechnungen (Best-of-Four vs. Best-of-Mean-of-Abrechnung nach dem Sachstandspapier zur Methodenfestlegung Effizienzvergleich[32]):

- **Die Verteilnetzbetreiber, die KANU 2.0 in RP5 anwenden, erhalten in RP5 tendenziell einen niedrigeren Effizienzwert** – Dies ergibt sich daraus, dass sie *ceteris paribus* einen niedrigeren Effizienzwert in der Spezifikation mit den TOTEX erhalten, da sich ihr Input/Output-Verhältnis im Vergleich zu den anderen Netzbetreibern verschlechtert. Demgegenüber verändert sich der Effizienzwert bei der sTOTEX Spezifikation durch die Anwendung von KANU 2.0 nicht. Durch die modifizierte Bestabrechnung (BoMo) gehen nunmehr die Effizienzwerte beider Kostenarten in den Best-of (Bo)-Effizienzwert ein, sodass sich dieser verschlechtert. Bei Beibehaltung der Bestabrechnung aus RP4 (Best-of-Four) würde dies nicht in jedem Fall gelten: ein Netzbetreiber, der seinen Bo-Effizienzwert bspw. immer auf Basis der sTOTEX Spezifikation erhält, würde unabhängig davon, ob im Gesamtsektor KANU 2.0 angewandt wird, weiterhin denselben Effizienzwert bei Bo4 erhalten.

  In den folgenden Effizienzvergleichen würden dagegen Netzbetreiber, die in RP 5 bereits KANU 2.0 angewendet haben, ggf. von einer niedrigeren Kostenbasis profitieren. Dies gilt insbesondere bei der Wahl degressiver Abschreibungsmethoden oder falls Anlagen aufgrund einer beschleunigten Abschreibung aus der Kostenbasis herausfallen.
- **Die Verteilnetzbetreiber, die KANU 2.0 in RP5 nicht anwenden, erhalten in RP5 tendenziell einen höheren Effizienzwert** – Ursächlich hierfür ist, dass sie *ceteris paribus* eine Verbesserung ihres Effizienzwertes bei der TOTEX Spezifikation erfahren, welche sich gemäß der modifizierten Bestabrechnung in einem höheren Bo Effizienzwert ausdrückt.

[32] Sachstandspapier zur Methodenfestlegung Effizienzvergleich (Januar 2025): Die „modifizierte Bestabrechnung“ bedeutet, dass zunächst ein Durchschnitt aus TOTEX und sTOTEX Effizienzwerte jeweils für DEA und SFA ermittelt wird und dann der höhere der beiden Durchschnitte für die Ermittlung der Effizienzvorgabe herangezogen wird.

Tabelle 2 Illustrative Übersicht zu den Auswirkungen von KANU 2.0 beim Effizienzvergleich in RP5

Effizienzwert im Vergleich zu mit/ohne KANU 2.0 im Gesamtsektor	EW TOTEX RP5	EW sTOTEX RP5	EW Bo4 RP5	EW BoMo RP5
Netzbetreiber wendet KANU 2.0 in RP5 an (ohne KANU: EW TOTEX > EW sTOTEX)	EW sinkt	EW gleich	**EW sinkt**	**EW sinkt**
Netzbetreiber wendet KANU 2.0 in RP5 an (ohne KANU: EW TOTEX < EW sTOTEX)	EW sinkt	EW gleich	**EW gleich**	**EW sinkt**
Netzbetreiber wendet KANU 2.0 in RP5 nicht an (ohne KANU: EW TOTEX > EW sTOTEX)	EW steigt	EW gleich	**EW steigt**	**EW steigt**
Netzbetreiber wendet KANU 2.0 in RP5 nicht an (ohne KANU: EW TOTEX < EW sTOTEX)	EW steigt	EW gleich	**EW steigt/ gleich**	**EW steigt**

Quelle: *Frontier*

Hinweis: *Ceteris paribus Betrachtung mit einer modifizierten Bestabrechnung gemäß Sachstandspapier Methoden-festlegung Effizienzvergleich („Stand der Überlegungen der Bundesnetzagentur", Stand Januar 2025); danach erfolgt zunächst eine Durchschnittsbildung für beide Kostenarten je Methode, das heißt für die DEA und die SFA, und der individuell höhere Wert wird ausgewählt.*

Wie diesem illustrativen Beispiel zu entnehmen ist, kann die Anwendung von KANU 2.0 beim Effizienzvergleich in RP5 (wie auch in Folgeperioden) zu Gewinnern und Verlierern führen. Die Auswirkung von KANU 2.0 unterscheidet sich abhängig von der gewählten Best-of Abrechnung.

Rückstellungen für Stilllegungen

Wie oben aufgezeigt, beinhaltet die Aufnahme von Zuweisungen zu Rückstellungen für Stilllegungen in die Kostenbasis für den Effizienzvergleich das Risiko, dass die Vergleichbarkeit der Datenbasis verzerrt wird. Ursächlich hierfür ist, dass die Bildung von Rückstellungen für Stilllegung eine grundsätzlich andere Tätigkeit ist als die Erfüllung einer Versorgungsaufgabe im laufenden Netzbetrieb. Unter der Voraussetzung, dass es im Basisjahr 2025 nicht zu einer nennenswerten Rückstellungbildung gekommen ist, können die daraus resultierenden Probleme aber einen noch vernachlässigbaren Effekt auf die generelle Modellspezifikation des Effizienzvergleichs und die durchschnittlichen Effizienzwerte haben. Nichtdestotrotz hat auch eine vereinzelte Rückstellungsbildung Auswirkungen auf das Ergebnis des Effizienzvergleichs für einzelne Netzbetreiber. Dies gilt sowohl für den von der Rückstellungsbildung betroffenen Netzbetreiber als auch für andere Netzbetreiber, deren

Effizienzwerte von diesem Netzbetreiber unmittelbar beeinflusst werden. Von daher ist zu untersuchen, ob und wie die Netzbetreiber im Basisjahr 2025 Rückstellungen für Stilllegungskosten gebildet haben. Je nach Ergebnis der Analyse ergeben sich unterschiedliche Möglichkeiten, mit dieser Herausforderung umzugehen. Hierauf gehen wir im nachfolgenden Abschnitt ein.

Diskussion und Bewertung von Alternativen

Flexibilisierung der Abschreibungen aufgrund von KANU 2.0

Bei der Einführung des Effizienzvergleichs im Rahmen der Anreizregulierung wurde auf Auswirkungen von Unterschieden bei den Kapitalkosten, die sich u.a. durch die Abschreibungspraxis und Altersstruktur ergeben könnten, hingewiesen und deshalb eine zusätzliche Vergleichbarkeitsrechnung der Kapitalkosten (sTOTEX) für den Effizienzvergleich vorgesehen.[33] Wie zuvor dargestellt, kann KANU 2.0 die Unterschiede bei den Kapitalkosten durch die Anpassung der Abschreibungsmethodik verstärken. Durch die Vergleichbarkeitsrechnung der Kapitalkosten (sTOTEX) kann der Effekt von KANU 2.0 für jene Netzbetreiber, die bereits im Fotojahr 2025 für RP5 KANU 2.0 anwenden, kontrolliert werden, indem Effizienzwerte auch für sTOTEX, d.h. exklusive den KANU 2.0 Effekt, ermittelt werden.

Durch die Best-of-Four Abrechnung wurde der mögliche Vorteil niedriger Kapitalkosten aufgrund unterschiedlicher Abschreibungspraktiken in der Historie durch die Berücksichtigung der TOTEX Effizienzwerte beibehalten und die potentielle Wirkung auf die anderen Netzbetreiber durch die sTOTEX Effizienzwerte kontrolliert. Durch die im Sachstandspapier zur Methodenfestlegung Effizienzvergleich vorgeschlagene BoMo-Abrechnung würde dieser Mechanismus jedoch aufgeweicht. So würde der Vorteil von niedrigen Kapitalkosten bei TOTEX durch die Durchschnittsbildung mit dem Effizienzwert sTOTEX reduziert, da beide Kostenarten mittelwertgewichtet Eingang in die Ermittlung des finalen Effizienzwertes finden und nicht mehr ausschließlich der Effizienzwert auf Basis der TOTEX gebildet werden kann. Auch der umgekehrte Fall trifft zu: Der Nachteil von hohen Kapitalkosten bei TOTEX würde durch die Durchschnittsbildung mit dem Effizienzwert sTOTEX erhöht, da anteilig auch der Effizienzwert auf Basis der TOTEX Eingang in den finalen Effizienzwert findet. KANU 2.0 wirkt sich somit stärker auf die finalen Effizienzwerte zur Bestimmung der Effizienzvorgabe der Netzbetreiber, die KANU 2.0 anwenden, aus. Über mehrere Regulierungsperioden hinweg kann sich der Nachteil höherer Abschreibungen/Kosten in früheren Regulierungsperioden

[33] Vgl. dazu die Ausführungen in Bundesnetzagentur (2006: 194ff) bei der Einführung der Anreizregulierung und den Effizienzvergleich (https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Anreizregulierung/berichteinfuehrganreizregulierung.pdf)

durch den Vorteil geringerer Kosten in späteren Perioden ins Gegenteil verkehren, insofern zukünftig weiterhin ein Effizienzvergleich durchgeführt wird.

Zur Limitierung der KANU 2.0 Effekte bestehen unterschiedliche Lösungsoptionen, die von der Anwendung der Best-of-Abrechnung abhängen. Nachfolgend thematisieren wir die modifizierte Bestabrechnung BoMo, die bisher zur Anwendung kommende Best-of-Four Abrechnung sowie eine hypothetische Best-of-Two Abrechnung ausschließlich auf Basis der sTOTEX.[34]

- **Modifizierte Bestabrechnung (BoMo)** – Da bei der modifizierten Bestabrechnung die Ergebnisse der Effizienzberechnungen mit den TOTEX als Kostenbasis durch KANU 2.0 beeinflusst sind, könnte eine Korrektur der TOTEX durchgeführt werden, um die spezifischen Effekte aus KANU 2.0 auf die Kapitalkosten abzuschwächen bzw. auszugleichen. Dem liegt die Annahme zugrunde, dass die unternehmensspezifischen Unterschiede bei den Kapitalkosten, die sich durch KANU 2.0 bei den TOTEX ergeben, deutlich höher sind als jene, die sich aus historisch leicht unterschiedlichen Abschreibungsdauern ergeben.

  Grundsätzlich bieten sich zwei mögliche Vorgehensweisen zur Vereinheitlichung der TOTEX zwischen den Netzbetreibern an:

  - **Abstellen auf die untere Schranke der Nutzungsdauer gemäß GasNEV bzw. GasNEF bei den TOTEX** unter Verwendung der jährlichen Anschaffungs- und Herstellungskosten und Fortführung der linearen Abschreibung. Der Vorteil bei diesem Ansatz ist, die zum Teil großen Unterschiede in den Nutzungsdauern aufgrund von KANU 2.0 aufzulösen und damit die Kosten zwischen den einzelnen Netzbetreibern vergleichbarer zu machen. Durch die einheitliche lineare Abschreibung können auch Effekte einer degressiven Abschreibung (selbst wenn die Nutzungsdauer unverändert geblieben ist) korrigiert werden. Der Nachteil besteht darin, dass hier im Ergebnis eine zweite Standardisierungsrechnung durchgeführt wird, die von den tatsächlichen Kapitalkosten (auch ohne KANU 2.0, z.B. aufgrund unterschiedlicher Abschreibungsdauern) abweichen kann und der zusätzliche Mehrwert gegenüber der Ermittlung der sTOTEX, bei denen in der Standardisierungsrechnung gleichfalls auf die untere Schranke der Nutzungsdauer abgestellt wird, allerdings die Kapitalkosten auf Basis von Annuitäten ermittelt werden, unklar ist.

[34] Die zuvor in Abschnitt 2.2.2 dargestellte Best-of-Abrechnung über beide Kostenarten mit Mittelwertbildung über die Methoden (MoBo) greifen wir hier nicht explizit auf. Der Grund ist, dass bei MoBo der finale Effizienzwert – in Analogie zur Best-of-Four Abrechnung – weiterhin nur auf Basis von Best-of Werten über die Kostenarten ermittelt wird und es nicht wie bei BoMo zu einer Berücksichtigung von Effizienzwerten kommt, die nicht auf Basis der Best-of Werte für die Kostenarten ermittelt werden. Vor diesem Hintergrund treffen für MoBo im Grundsatz auch die für die Best-of-Four getätigten Aussagen zu, und es bedarf hier keiner eigenständigen Beschreibung.

- **Individuelles Herausrechnen der Änderungen bei den Abschreibungen durch KANU 2.0 bei den TOTEX** der einzelnen Netzbetreiber. Diese Art der Korrektur würde gleichfalls die Auswirkungen von KANU 2.0 (reduzierte Nutzungsdauern und degressiven Abschreibung) eliminieren und somit gewährleisten, dass die Effizienzberechnungen weitestgehend auf kalkulatorischen Kapitalkosten ohne KANU 2.0 beruhen. Die Kapitalkosten würden somit *de facto* den TOTEX entsprechen, „als-ob" KANU 2.0 nicht bestünde. Die Kapitalkosten bei TOTEX können allerdings analog zu heute weiterhin unterschiedliche Abschreibungsdauern enthalten. Der Vorteil bei diesem Ansatz besteht darin, dass für mögliche starke zusätzliche Veränderungen bei den Kapitalkosten aufgrund von KANU 2.0 korrigiert wird. Nachteilig ist, dass es auf Seiten der Behörde eines höheren administrativen Aufwands bedarf, um die entsprechenden rechnerischen Anpassungen vorzunehmen. Die operativen Schwierigkeiten würden sich ferner bei einer Fortführung dieses Ansatzes in RP6 noch weiter vergrößern bzw. diese perspektivisch unmöglich machen. So wird es aufgrund bestehender Freiheiten bei der Ermittlung der Abschreibungen seitens der Unternehmen im Zeitverlauf sukzessive schwieriger, die gewählten Optionen seitens der Behörde sachgerecht nachzubilden.

- **Beibehaltung der bisherigen Bo-Abrechnungssystematik Verwendung beider Kostenarten, ohne Kostenkorrektur bei den TOTEX um den KANU 2.0 Effekt** – In diesem Fall werden analog zur aktuellen Vorgehensweise in RP4 Spezifikationen mit beiden Kostenarten und den zur Anwendung kommenden Methoden (aktuell DEA und SFA) berechnet. Wie in **Tabelle 1** illustriert, besteht die Möglichkeit einer Reduktion des Effizienzwertes für einen Netzbetreiber, der KANU 2.0 anwendet, wenn der Effizienzwert aus TOTEX für die Bo4 Abrechnung relevant ist und dieser durch die Anwendung von KANU 2.0 sinkt. Allerdings greift in diesem Fall das „Sicherheitsnetz", das durch die Effizienzwertermittlung auf Basis der sTOTEX aufgespannt wird, bei der die Vergleichbarkeit der Kapitalkosten hergestellt wird. Dies gilt gleichfalls für die hier nicht separat dargestellte MoBo Bestabrechnung.[35] Der Vorteil der Beibehaltung der Best-of-Four Abrechnung ist ein hohes Maß an Konsistenz zu vorherigen Regulierungsperioden. Für Netzbetreiber, die in der RP5 KANU 2.0 nicht anwenden, können sich dadurch ggf. höhere Effizienzwerte ergeben.
- **Best-of-Two aus sTOTEX Effizienzvergleich** – Der Effekt aus KANU 2.0 wird durch den Wegfall der TOTEX Spezifikationen im Effizienzvergleich berücksichtigt. Es kommt nur noch eine Kostenart (sTOTEX) zur Anwendung, bei der die Kapitalkosten nach einer einheitlichen Methodik ermittelt werden. Die Bestabrechnung erfolgt dann nur noch aus den sTOTEX Effizienzwerten (Bo2-Abrechnung). Dies hat zur Folge, dass keine

35 Auch bei MoBo ist es möglich, dass der finale Effizienzwert ausschließlich auf Basis einer Kostenart ermittelt wird. Bei „überhöhten" TOTEX aufgrund von KANU 2.0 würden gleichfalls die sTOTEX Spezifikationen als „Sicherheitsnetz" fungieren. Im Gegensatz zum Best-of-Four Ansatz würde jedoch nicht der höhere methodenspezifische sTOTEX Effizienzwert gelten, sondern der Mittelwert der DEA und SFA sTOTEX Spezifikationen.

möglicherweise verzerrten Ergebnisse aus der TOTEX Spezifikationen Eingang in die Betrachtung finden. Der Vorteil dieser Option liegt darin, dass unternehmensspezifische KANU 2.0 Effekte auf die Effizienzwerte durch die Vergleichbarkeitsrechnung grundsätzlich bereinigt werden. Die Umsetzung bedarf eines geringen administrativen Aufwands. Der Nachteil dieser Option besteht darin, dass der Effizienzwert nur mehr auf standardisierten Kapitalkosten beruht, die von den tatsächlichen Kapitalkosten stark abweichen können. Zudem korrespondieren die Kosten zur Ermittlung der Effizienzwerte einerseits und die Kostenbasis, auf die die Effizienzwerte angewendet werden, grundsätzlich nicht mehr. Durch den Wegfall der TOTEX Spezifikation vermindern sich zudem die Effizienzwerte für alle Netzbetreiber, deren Effizienzwerte ansonsten durch die TOTEX Spezifikation bestimmt werden würde.

Rückstellungen für Stilllegungen

Zeigt sich im Rahmen der Analyse, dass es im Basisjahr 2025 zu Rückstellungsbildungen für Stilllegungen gekommen ist, sollte in einem ersten Schritt erfasst werden, bei wie vielen Netzbetreibern und in welcher Höhe es dazu gekommen ist. Zur Vermeidung von möglichen Verzerrungen bei der Effizienzwertermittlung bestehen dann zwei Optionen:

- **Keine Berücksichtigung der Rückstellungen für Stilllegungen in der Kostenbasis für den Effizienzvergleich** – Herausnahme der Dotierung der Rückstellung aus der Kostenbasis für den Effizienzvergleich, wie in **Abschnitt 6.2.1** für die Regulierungsperioden nach RP6 beschrieben.
- **Erfassung der Rückstellungen über Ausnahmeregelungen** – Der Effekt aus der Dotierung der Rückstellung kann durch die Nutzung einer Ausnahmeregelung in Anlehnung an die bisherige Regelung nach § 15 ARegV erfasst werden. Dies wäre dann möglich, wenn es nur bei einzelnen Netzbetreibern zu einer Rückstellungsbildung kommt und diese jeweils größeren Ausmaßes ist (Kostenerhöhung durch Rückstellungsbildung um mindestens 5 %). In diesem Fall würden die Rückstellungen weiterhin Teil der Kostenbasis des Effizienzvergleichs bleiben, und die betreffenden Netzbetreiber würden über einen Aufschlag auf den Effizienzwert (bereinigter Effizienzwert) für mögliche negative Auswirkungen aufgrund ihrer höheren Kosten kompensiert. Nachteilig kann sein, dass die Ermittlung des bereinigten Effizienzwertes Schwierigkeiten bereitet und zudem womöglich nicht alle Netzbetreiber mit Rückstellungen für Stilllegungen unter den Schwellenwert des § 15 ARegV fallen und entsprechend kompensiert würden. Auch bietet sich diese Alternative nur für eine einmalige Durchführung an. Sobald eine Vielzahl an Netzbetreibern Rückstellungen für Stilllegungen bildet, wäre diese Vorgehensweise praktisch nicht mehr umsetzbar.

5.2.2 Strukturelle Vergleichbarkeit der Versorgungsaufgabe

Problemstellung

Wie aus **Abschnitt 3.2** hervorgeht, ist in der fünften Regulierungsperiode nur mit leichten Änderungen der Versorgungaufgabe zu rechnen. Größere Anpassungen, die sich auf die strukturelle Vergleichbarkeit der Netzbetreiber hinsichtlich der zu erfüllenden Versorgungaufgabe auswirken, sind für spätere Regulierungsperioden zu erwarten. Weiterhin werden die Ergebnisse der kommunalen Wärmeplanung, sowie die anschließend zu erstellenden Stilllegungspläne, erst im Laufe der fünften Regulierungsperiode vorliegen. Aus den vergangenen Effizienzvergleichen ist jedoch bekannt, dass die strukturelle Vergleichbarkeit der Stichprobe hinsichtlich der Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet beeinträchtigt sein kann.

Analyse und Bewertung

Auswirkung der Gasnetztransformation

In **Abschnitt 3.2.2** beschreiben wir drei überlappende Phasen der Gasnetztransformation: Von einem Rückgang der Elementarlasten (Phase 1) über eine Reduktion der Anschlusspunktdichte (Phase 2) bis hin zu Stilllegung von (Teil-)Netzgebieten (Phase 3). Es ist zu erwarten, dass sich die Versorgungsaufgabe der Gasverteilernetzbetreiber in der fünften Regulierungsperiode grundsätzlich ähnlich zu vorherigen Regulierungsperioden verhalten wird. Weiterhin haben wir festgestellt, dass die Entwicklungstendenzen in der fünften Regulierungsperiode eher kontinuierlich und weniger als sprunghafte Veränderung zu erwarten sind. Bis 2030 ist nicht mit einem deutlichen Rückgang der Gasnachfrage zu rechnen (siehe **Abschnitt 3.2.3**), ein stärkerer Rückgang wird in den betrachteten Systemstudien erst bis 2035 erwartet. Im Fotojahr für die fünfte Regulierungsperiode (2025) sind die Auswirkungen der Transformation auf die Versorgungsaufgabe also als gering einzuschätzen. Wir gehen derzeit nicht davon aus, dass die strukturelle Vergleichbarkeit der Stichprobe aus diesem Grund in Frage stehen könnte. Wir gehen vielmehr davon aus, dass die strukturelle Vergleichbarkeit durch geeignete Vergleichsparameter hergestellt werden kann.

Objektiv abgrenzbare Netzbetreiber

Auch unabhängig von den Herausforderungen der Gasnetztransformation kann es zu Veränderungen in der Stichprobe für den Effizienzvergleich kommen. Deshalb ist, sobald empirische Daten aus dem Fotojahr vorliegen, auch für RP5 zu analysieren, ob objektiv abgrenzbare Gruppen vorliegen, deren Versorgungsaufgabe sich strukturell vom Rest der Stichprobe unterscheidet. Dies kann anhand von bekannten Kennzahlen zur Netzstruktur erfolgen, zum Beispiel:

- Jahreshöchstlast und Jahresarbeit

- Anzahl Ausspeisepunkte, Netzlänge und Fläche (gesamt und nach Druckstufe)
- Verhältnis Ausspeisepunkte je Netzlänge oder Fläche (gesamt und nach Druckstufe)
- Jahreshöchstlast und Jahresarbeit je Ausspeisepunkt (gesamt)
- Jahreshöchstlast und Jahresarbeit je Netzlänge oder Fläche (gesamt).

Aus heutiger Sicht könnte z.B. die Gruppe der Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet (NoKG) in Zukunft eine objektiv abgrenzbare Gruppe darstellen. Diese unterscheidet sich strukturell hinsichtlich der Versorgungsaufgabe und in einigen der genannten Parameter grundlegend vom Rest der Stichprobe.

Es ist Stand heute nicht davon auszugehen, dass es – neben den Netzbetreibern ohne Konzessionsgebiet, die möglicherweise eine solche Gruppe darstellen – in der fünften Regulierungsperiode eine weitere Gruppe von Netzbetreibern gibt, deren strukturelle Eigenschaften nicht durch eine geeignete Parameterwahl abgebildet werden können und die damit für die Durchführung des Effizienzvergleichs als problematisch einzuschätzen ist. Dies wäre entsprechend auf Basis der Daten zu prüfen.

Diskussion und Bewertung von Alternativen

Für die Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet hat der BGH nach seiner Auffassung festgestellt, dass diese insbesondere in der DEA einen verzerrenden Einfluss auf die Effizienzwerte der übrigen Netzbetreiber ausüben können. Um diesen Einfluss auszuschließen, stehen die folgenden Optionen zur Verfügung:

- **Auswahl der Vergleichsparameter**: Im Rahmen der letzten Effizienzvergleiche ist überprüft worden, ob eine andere Kombination von Vergleichsparametern den verzerrenden Einfluss der NoKG begrenzen könnte. Da alternative Kombinationen mit anderen nachteiligen statistischen oder ingenieurwissenschaftlichen Eigenschaften einhergehen, wurde dieses Vorgehen verworfen.
- **Modifikation der Ausreißeranalyse**: Für die vierte Regulierungsperiode ist die Gruppendominanzanalyse zum Einsatz gekommen, die den Einfluss der Gruppe der Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet auf den Rest der Stichprobe überprüft.[36] Sollten die Netzbetreiber als Ausreißer identifiziert werden, führt dieser Ansatz dazu, dass die verzerrende Wirkung auf die übrigen Netzbetreiber ausgeschlossen werden kann. Diese Methode hat effektiv verhindert, dass die Gruppe der NoKG eine für andere Netzbetreiber nicht erreichbare Effizienzgrenze aufspannt.
- **A-priori-Entfernung aus der Stichprobe:** Die strukturelle Vergleichbarkeit der Stichprobe kann durch die Entfernung der Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet vor dem Schritt der Kostentreiberanalyse hergestellt werden. Dies hat den Vorteil, dass nur

[36] Vgl. Frontier Economics (2024): Implikationen der BGH Beschlüsse vom 26.09.2023, Az. EnVR 37/21, EnVR 43/22 und EnVR 44/22 für den EVG4, Kurzgutachten für die Bundesnetzagentur.

strukturell vergleichbare Unternehmen in die Wahl der Kostentreiber einfließen. Nachteilig am gewählten Vorgehen ist, dass für die betroffenen Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet kein Effizienzwert aus dem direkten Vergleich mit anderen Netzbetreibern abgeleitet werden kann. Für die aus der Stichprobe entfernten Netzbetreiber ist dann zu prüfen, ob diese unter Umständen einen gesonderten Effizienzvergleich unterzogen werden können. Dies diskutieren wir im nachfolgenden Abschnitt.

5.3 Prüfraster Stufe 2: Methodische Durchführbarkeit

Die Bewertung der Stufe 2 des Prüfrasters hinsichtlich der methodischen Durchführbarkeit erfolgt nach erfolgreichem Durchlaufen der ersten Stufe des Prüfrasters.

5.3.1 Methodenauswahl und Stichprobe

Problemstellung

Die Ausführungen in der RAMEN-Festlegung (Stand Januar 2025) deuten darauf hin, dass die Bundesnetzagentur in Bezug auf Methodenauswahl und Stichprobe Kontinuität zu den vorherigen Regulierungsperioden anstrebt. So ist eine Beibehaltung von DEA und SFA vorgesehen. Die Stichprobengröße sollte sich aufgrund der vorgeschlagenen Modifikation beim Schwellenwert im vereinfachten Verfahren nur in einem geringen Umfang ändern und grundsätzlich vergleichbar mit der Stichprobe aus RP4 sein.

Vor diesem Hintergrund sind keine substantiellen Probleme für die fünfte Regulierungsperiode zu erwarten.

Eine spezifische Herausforderung, die sich für RP5 stellen könnte, ist die Frage der Effizienzwertermittlung für mögliche Subgruppen an Netzbetreibern, die ggf. aus der Stichprobe ausgeschlossen wurden. Wie in **Abschnitt 5.2.2** thematisiert, trifft dies möglicherweise auf die Gruppe der NoKG zu. Weitere Subgruppen für eine separate Effizienzvergleichsanalyse zeichnen sich aus heutiger Sicht nicht ab, was jedoch vor Beginn der fünften Regulierungsperiode auf Basis der dann vorliegenden Daten empirisch zu überprüfen wäre.

Analyse und Bewertung

In der vierten Regulierungsperiode haben insgesamt neun Netzbetreiber über keine eigene Verteilung zu Letztverbrauchern verfügt und agierten als sogenannte NoKG. Es ist anzunehmen, dass sie in Anlehnung an die Entscheidung des Bundesgerichtshofs (Beschlüsse vom 26.09.2023, Az. EnVR 37/21, EnVR 43/22 und EnVR 44/22) perspektivisch eine objektiv abgrenzbare Gruppe bilden könnten (siehe oben).

Sollte die Abwägung in Stufe 1 einen Ausschluss der Netzbetreiber aus der Stichprobe ergeben, stellt ein eigenständiger Effizienzvergleich für diese Gruppe aufgrund der kleinen Stichprobengröße eine Herausforderung dar. Zum einen ist eine eigene statistische Kostentreiberanalyse auf Basis einer OLS Regression nicht möglich, da hierfür eine Mindestgröße von ca. 30 Beobachtungen Grundvoraussetzung ist. Zum anderen ist die Durchführung einer SFA ausgeschlossen, da die Datenanforderungen hier noch höher einzuschätzen sind als für die OLS. Auch andere parametrische oder semi-parametrische Ansätze wie STоNED scheiden aufgrund der Stichprobengröße als Alternative aus.

Demgegenüber sollte eine DEA grundsätzlich durchführbar sein, wobei allerdings neben den Kosten als Inputgröße bei nur neun Netzbetreibern nach den gängigen Konventionen nicht mehr als zwei Outputs zur Anwendung kommen könnten.[37] Bei Anwendung der DEA als deterministischen Verfahren ist zu bedenken, dass jegliche Abweichung vom Peer-Unternehmen als Ineffizienz klassifiziert wird. Nachteilhaft ist, neben der Einschränkung, ggf. auf nur zwei Outputs zurückgreifen zu können, ferner, dass aufgrund der geringen Stichprobengröße Alleinstellungsmerkmale an Bedeutung gewinnen und ggfs. ungerechtfertigte Peerunternehmen identifiziert werden („Fluch der Dimensionalität“).

Diskussion von Alternativen

Theoretisch stehen verschiedene Möglichkeiten zur Verfügung, um die Durchführbarkeit eines Effizienzvergleichs für die Gruppe der NoKG zu gewährleisten bzw. Effizienzwerte für diese ableiten zu können. Für den konkreten Fall ist zu überprüfen, ob diese auch empirisch anwendbar bzw. konzeptionell sachgerecht sind.

- **DEA als alleinige Methode** – Sofern beabsichtigt ist, den Effizienzwert für die NoKG ausschließlich auf Basis der DEA zu bestimmen, könnte zur Herleitung der Modellspezifikation bei der Kostentreiberanalyse ausschließlich auf ingenieurwissenschaftliche Überlegungen zurückgegriffen werden.
- **Separater Effizienzvergleich für die NoKG auf Basis der Gesamtstichprobe** – Die Ermittlung der Effizienzwerte der einzelnen Netzbetreiber könnte alternativ auch in einem zweigliedrigen Verfahren erfolgen, wobei die NoKG einmal Teil in der Stichprobe sind und einmal nicht. Danach würde zunächst ein vollständiger Effizienzvergleich inklusive eigenständiger Kostentreiberanalyse für alle Netzbetreiber ohne die NoKG durchgeführt und die entsprechenden Effizienzwerte ermittelt. In einem zweiten Schritt würden die NoKG in die Stichprobe mit aufgenommen, und es würde eine separate Kostentreiberanalyse für die erweiterte Stichprobe mit besonderer Berücksichtigung der Besonderheiten der NoKG durchgeführt. Aus dem darauf basierenden Effizienzvergleichsmodell würden nunmehr ausschließlich die Effizienzwerte der NoKG

[37] Dies stellt die Mindestgröße für die sachgerechte Anwendung einer DEA dar, siehe **Abschnitt 4.3**. Bei zwei möglichen Outputs wären das dementsprechend neun Beobachtungen, ohne mögliche Ausreißer mitgerechnet.

bestimmt. Dabei ist zu berücksichtigen, dass in der Gesamtstichprobe ebenfalls Unterschiede gibt und manche Netzbetreiber eher mit den NoKG vergleichbar sind als andere. Dementsprechend könnten in Betracht gezogen werden, nur solche Verteilernetzbetreiber mit in die gemeinsame Stichprobe mit den NoKG aufzunehmen, die mit diesen eher vergleichbar sind, weil sie zum Beispiel auch Hochdrucknetze betreiben.[38]

- **Zuordnung der NoKG zum Effizienzvergleich der Fernleitungsnetzbetreiber** – Alternativ könnte geprüft werden, ob die NoKG strukturell besser mit den Fernleitungsnetzbetreibern (FNB) vergleichbar sind und daher Teil des Effizienzvergleich der FNB sein sollten, insofern dieser zukünftig weiter durchgeführt wird. Dies könnte bedeuten, dass zwei Effizienzvergleiche für die FNB möglich wären: einmal ohne die NoKG und einmal zusammen mit den NoKG, je nachdem wie der Effizienzwert für die FNB dann bestimmt werden würde.
- **Alternative Anreize** – Ferner könnten auch alternative Anreize jenseits des Durchführens eines eigenen Effizienzvergleichs in Betracht gezogen werden. Ein Beispiel ist die Vorgabe von Durchschnittseffizienzen analog/in Anlehnung zum vereinfachten Verfahren. Für die NoKG würde dies im konkreten Fall jedoch eine deutliche Verschlechterung ihrer Effizienzwerte gegenüber der RP4 bedeuten, in der alle Netzbetreiber durch die Herausnahme aus der Stichprobe gemäß der Gruppendominanzanalyse als 100 % effizient eingestuft wurden.

Substantiellere alternative Effizienzanreize für NoKG, die nicht auf Effizienzvergleichen beruhen, werden in **Abschnitt 6.5** diskutiert.

5.3.2 Angemessenheit der Umsetzung

Problemstellung

In der fünften Regulierungsperiode ist mit einem ähnlichen administrativen Aufwand für die Durchführung des Effizienzvergleichs wie in RP4 zu rechnen. Da sich aus heutiger Sicht keine substantiellen Veränderungen abzeichnen und RP5 gemäß der RAMEN-Festlegung weiterhin fünf Jahre umfasst, sind hinsichtlich der Angemessenheit der Durchführung keine Probleme zu erwarten.

Analyse und Bewertung

Die Angemessenheitsprüfung in RP5 sollte sich insbesondere auf den zusätzlichen Aufwand für die Durchführung der Effizienzermittlung für die NoKG fokussieren. Hierbei gilt es zu

[38] Die Durchführung eines separaten Effizienzvergleichs für die NoKG auf Basis der Gesamtstichprobe würde auch eine Prüfung der strukturellen Vergleichbarkeit auf Stufe 1 des Prüfrasters bedingen.

bedenken, dass dieses Thema aufgrund der zuvor genannten Entscheidung des Bundesgerichtshofs auch bereits in RP4 intensiv behandelt wurde.

Grundsätzlich ist hinsichtlich der Angemessenheit der Umsetzung zu beachten, dass die mit Änderungen am Effizienzvergleich verbundenen Kosten in einem angemessenen Verhältnis zum Nutzen stehen sollten. Bei einer Verkürzung der Regulierungsperiode auf drei Jahre ist dies folglich ab RP6 neu zu bewerten, da der administrative Durchführungsaufwand hier ansteigen würde.

Diskussion von Alternativen

Möglichkeiten der Vereinfachung bei der Durchführung des Effizienzvergleichs, sei es bei der Datenerhebung oder der Auswertung, sind im Blick zu behalten. Darüberhinausgehende spezifische Alternativen für RP5 stellen sich nicht.

5.4 Prüfraster Stufe 3: Anwendung in der Regulierung

Eine Bewertung des Prüfrasters Stufe 3 ist erst nach abschließender Bewertung der Stufen 1 und 2 möglich. Nachfolgend diskutieren wir exemplarische Entwicklungen und denkbare Handlungsoptionen.

5.4.1 Konsistenz Effizienzvorgabe und Erlösobergrenze

Problemstellung

Die Bundesnetzagentur beabsichtigt in der fünften Regulierungsperiode gemäß RAMEN-Festlegung (Stand Januar 2025), die CAPEX und OPEX formelseitig in der Erlösobergrenze explizit voneinander zu trennen. Die bereits in den beiden vergangenen Regulierungsperioden erfolgte Unterscheidung zwischen Neuinvestitionen (über den Kapitalkostenaufschlag) und den restlichen Kosten, welche die Bestandsinvestitionen und OPEX umfasst, wird somit noch weiter verfeinert. Bestandsinvestitionen werden künftig über einen eigenen Term in der Erlösformel erfasst. Die zur Anwendung kommende individuelle Effizienzvorgabe, die sich aus dem Verteilungsfaktor für den Abbau der Ineffizienzen und dem Effizienzwert ergibt, soll gleichermaßen auf die Bestandsinvestitionen und OPEX angewandt werden.

Die Behörde beabsichtigt weiterhin den Effizienzvergleich in RP5 auf Basis der Gesamtkosten durchzuführen. Die sich ergebenden Effizienzvorgaben werden getrennt auf die OPEX und Bestandsinvestitionen angewandt. Eine differenzierende Ermittlung der OPEX und CAPEX Effizienz ist nicht vorgesehen.

Es sind keine Anhaltspunkte absehbar, dass in RP5 nicht von einer konsistenten Effizienzvorgabe und Erlösobergrenze auszugehen ist.

Analyse und Bewertung

Es sind aus heutiger Sicht für RP5 keine Anzeichen für Inkonsistenzen zwischen Effizienzvorgabe und Erlösobergrenze zu erkennen

Diskussion von Alternativen

Aus heutiger Sicht stellt sich für RP5 nicht die Frage nach möglichen Alternativen.

5.4.2 Regulierungskonsistenz

Problemstellung

Die aktuellen Diskussionen im Rahmen des NEST-Prozesses zur Weiterentwicklung des Effizienzvergleichsregimes lassen hinsichtlich RP5 keine substantiellen Änderungen gegenüber dem heutigen Regime erwarten. Allenfalls ergeben sich Anpassungen bei spezifischen Elementen. Vor diesem Hintergrund zeichnet sich für RP5 kein Bruch zur bisherigen Regulierungspraxis ab.

Analyse und Bewertung

Die spezifischen Anpassungen bei der Effizienzwertermittlung, die in den obenstehenden Abschnitten diskutiert werden, stellen keinen grundlegenden Bruch in der Regulierungspraxis dar und bedürfen daher keiner weiterführenden Bewertung.

Diskussion von Alternativen

Aus heutiger Sicht stellt sich für RP5 nicht die Frage nach möglichen Alternativen.

5.5 Schlussfolgerungen zur Verwendung des Prüfrasters in RP5

Auch wenn eine vollständige Anwendung des Prüfrasters für RP5 aufgrund der Ermangelung von Daten für eine empirische Analyse derzeit nicht möglich ist und sich die Analyse auf konzeptionelle Aspekte beschränkt, lassen sich erste Einschätzungen zur Durchführbarkeit des Effizienzvergleich in RP5 ableiten. So ist zu erwarten, dass die Auswirkungen der Transformationsprozesse die Durchführung eines Effizienzvergleichs nicht grundsätzlich in Frage stellen. Vielmehr rücken Detailfragen in den Mittelpunkt, für die sich spezifische Lösungsoptionen anbieten.

Aus heutiger Sicht stellen insbesondere drei Aspekte mögliche Herausforderungen dar:

- **Flexibilisierung der Abschreibungen aufgrund von KANU 2.0** – Wie sich in Stufe 1 des Prüfrasters zur Vergleichbarkeit der Kostenbasis zeigt, hat die Anwendung von KANU

2.0 unmittelbare Auswirkungen auf die Abschreibungsbildung und damit auf die in den Effizienzvergleich eingehende nicht-standardisierte Kostenbasis (TOTEX) der Netzbetreiber. Konkret besteht das Risiko veränderter Effizienzwerte und daraus resultierender Effizienzvorgaben aufgrund erhöhter Kosten im Basisjahr 2025, denen keine entsprechende Anpassung auf der Outputseite gegenübersteht. Je nach Art der Bestabrechnung bieten sich verschiedene Optionen an, mit den Änderungen umzugehen.

- **Rückstellung für Stilllegungskosten** – In Stufe 1 des Prüfrasters zur Vergleichbarkeit der Kostenbasis zeigt sich zudem, dass wenn es bereits in RP5 zu Rückstellungsbildungen für Stilllegungskosten kommt, ein gesonderter Umgang mit den Rückstellungen geboten ist. Sollte ein Herausrechnen der Rückstellungen aus der Kostenbasis für den Effizienzvergleich nicht möglich sein, wäre zu prüfen, ob die Ausnahmeregelung in Anlehnung an die bisherige Regelung gemäß § 15 ARegV zur Anwendung kommen könnte.
- **Objektiv abgrenzbare Gruppen von Netzbetreibern mit unterschiedlicher Versorgungsaufgabe** – In Stufe 1 des Prüfrasters zur strukturellen Vergleichbarkeit der Versorgungsaufgabe und Stufe 2 zur Methodenauswahl und Stichprobe zeigt sich, dass die Gruppe der Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet (NoKG) in RP5 womöglich eine eigenständige Gruppe darstellen könnte. Neben der analog zu RP4 in Frage kommenden Anwendung der Gruppendominanzanalyse kommt u.a. eine a priori-Entfernung der Netzbetreiber aus der Stichprobe in Betracht, um die strukturelle Vergleichbarkeit herzustellen. In letztgenannten Fall wäre ggf. ein eigenständiger Effizienzvergleich für die NoKG durchzuführen.

6 Langfristige Auswirkungen der Gasnetztransformation auf den Effizienzvergleich

In diesem Kapitel beschäftigen wir uns mit den mittel- bis langfristigen Implikationen der Gasnetztransformation für die Regulierungsperioden nach der fünften Regulierungsperiode. Eingangs geben wir in **Abschnitt 6.1** einen Überblick über die allgemeinen Entwicklungstendenzen, die vielfach eine Verstärkung oder Beschleunigung der in RP5 identifizierten Entwicklungen bewirken, und beschreiben die Implikationen für den Effizienzvergleich. Im Anschluss erfolgt eine Analyse anhand der Kriterien des in **Kapitel 4** definierten Prüfrasters.

Für die finale Bewertung der Durchführbarkeit eines Effizienzvergleichs nach der RP5 sind Analysen mit zu dem Zeitpunkt aktuellen Daten nötig. Die nachfolgenden Erörterungen stellen vor diesem Hintergrund keine abschließende Analyse dar. Sie zeigen allerdings Handlungsoptionen abhängig von unterschiedlichen Entwicklungen der Gasnetze in der Zukunft auf.

6.1 Überblick zu den allgemeinen Entwicklungstendenzen ab RP6 und den Folgen für den Effizienzvergleich

Im Gegensatz zu RP5 ist in der längeren Frist mit deutlichen Änderungen der Versorgungsaufgaben der Gasnetzbetreiber zu rechnen. Wie in **Kapitel 3** aufgezeigt, ist zu erwarten, dass sich die Folgen der Gasnetztransformation insbesondere nach dem Jahr 2035 zeigen und neben kleinere und stetige auch sprunghafte Entwicklungen des Sektors treten können:

- Neben einem Fortschreiten des Nachfragerückgangs (Entwicklung 1) und der Reduktion der Endkunden (Entwicklung 2) ist langfristig mit der Stilllegung von signifikanten (Teil-) Netzgebieten zu rechnen (Entwicklung 3).
- Darüber hinaus ist zu erwarten, dass Umwidmungen von Netzgebieten oder Teilsträngen an Bedeutung gewinnen und Fragen der Kostenteilung zwischen Methan- und Wasserstoffnetzen relevant werden.

Die Transformationsschritte können für die einzelnen Netzbetreiber zu unterschiedlichen Zeitpunkten anfallen. Insgesamt ist daher davon auszugehen, dass die Entwicklungen zu einem Anstieg der Heterogenität führen können.

6.2 Prüfraster Stufe 1: Vergleichbarkeit der Netzbetreiber

Im Folgenden diskutieren wir die Anwendung des Prüfrasters Stufe 1 zur Vergleichbarkeit der Netzbetreiber und die Implikationen für die Durchführbarkeit des Effizienzvergleichs.

6.2.1 Vergleichbarkeit der Kostenbasis

Problemstellung

Ab der sechsten Regulierungsperiode, insbesondere nach 2035, ist davon auszugehen, dass sich aufgrund von zunehmenden Stilllegungen und Umwidmungen von (Teil-)Netzgebieten die Anlagenbasis der Gasverteilernetzbetreiber kontinuierlich und zum Teil sprunghaft verkleinern: Dies führt zu rückläufigen Kosten, wobei die Netzbetreiber hiervon zum Teil unterschiedlich betroffen sein können. Wenn sich Netzbetreiber in unterschiedlichen Phasen der Transformation befinden, kann sich dies ggf. auf die strukturelle Vergleichbarkeit auswirken.

Die Transformationsaufgabe geht mit spezifischen Herausforderungen bei einzelnen Kostenpositionen einher:

- **Flexibilisierung der Abschreibungen aufgrund von KANU 2.0** – Im Grundsatz gelten die in **Abschnitt 5.2.1** getätigten Ausführungen zu den Herausforderungen von KANU 2.0 auch in den nachfolgenden Regulierungsperioden. Auswirkungen von KANU 2.0 beziehen sich v.a. auf die nicht-standardisierten TOTEX. Gleichwohl ist zu erwarten, dass die große Mehrheit, wenn nicht alle Netzbetreiber Anpassungen nach KANU 2.0 an ihrer Abschreibungspraxis vorgenommen haben werden. Im Vergleich zu RP5 wird sich die Arithmetik der Anwendung verschieben: Netzbetreiber, die in RP5 aufgrund von KANU 2.0 höhere Abschreibungen ansetzten und damit über relativ höhere TOTEX verfügten, werden in späteren Regulierungsperioden geringere Kosten gegenüber denjenigen Netzbetreibern aufweisen, die KANU 2.0 in der Vergangenheit nicht angewandt haben; gleiches gilt für den umgekehrten Fall.
- **Rückstellungen für Stilllegungen** – Wenn die Ergebnisse der kommunalen Wärmeplanung und die daraus abgeleiteten Stilllegungspläne der Gasverteilernetzbetreiber vorliegen, werden Stilllegungskosten sowie Rückstellungen für Stilllegungskosten an Bedeutung gewinnen. Es ist davon auszugehen, dass es zu Stilllegungen von einzelnen Leitungen wie auch von ganzen (Teil-) Netzgebieten kommen wird. Von Relevanz für den Effizienzvergleich ist hierbei insbesondere das zeitliche Auseinanderfallen von Kosten (Rückstellungen werden heute gebildet) und den Auswirkungen auf die Leistungsparameter (Durchführung der Rückstellung in der Zukunft). Damit stellt sich auch die Frage, wie mit Stilllegungen und den Rückstellungen für Stilllegungen grundsätzlich im Effizienzvergleich umgegangen werden soll. Stilllegungen (und die Abwicklung von Netzgebieten) stellen eine unternehmerische

„Leistung“ dar, die grundsätzlich anders geartet ist als die bisherige Verteilung von Erdgas in einem wachsenden oder eingeschwungenen Erdgasverteilsystem.

Analyse und Bewertung

Die folgenden Ansatzpunkte einer empirischen Analyse können einen Überblick über die transformationsbedinge Kostensituation der Netzbetreiber geben:

- **Gegenüberstellung der relativen OPEX/CAPEX Anteile an den Gesamtkosten** – Sollten substantielle Unterschiede können sich die Netzbetreiber in verschiedenen Transformationsphasen befinden und/oder die Möglichkeiten zu schnelleren Abschreibungen aus KANU 2.0 verschiedentlich genutzt haben. Die Kostenbasen auf Basis der nicht-standardisierten Kosten sind dann teilweise durch die (ggf. exogen vorgegeben) Transformationsgeschwindigkeit geprägt und nur eingeschränkt vergleichbar. Auswirkungen von Abschreibungen aus KANU 2.0 könnten u.a. durch eine Vergleichbarkeitsrechnung korrigiert werden.
- **Gegenüberstellung von TOTEX und sTOTEX** – Durch die Vergleichbarkeitsrechnung bei sTOTEX kann der Effekt von KANU 2.0 und daraus resultierende Unterschiede bei den Kapitalkosten kontrolliert werden. Durch die Verwendung von sTOTEX besteht somit die Möglichkeit eines Effizienzvergleichs auf Basis von Gesamtkosten. Der Vergleich der Differenz zwischen TOTEX und sTOTEX der Netzbetreiber gibt eine Indikation dafür, wie repräsentativ ein Effizienzvergleich nur auf Basis von sTOTEX auch für TOTEX sein kann.
- **Darstellung von Stilllegungskosten an Gesamtkosten** – Stilllegungen werden ab RP6 an Bedeutung gewinnen. Unterschiedliche Auswirkungen auf die Netzbetreiber können durch die Darstellung der absoluten Höhe der mit aktuellen bzw. künftigen Stilllegungen verbunden Kosten (z.B. Stilllegungskosten für Stilllegungen im Basisjahr, Dotierung von Rückstellungen für künftige Stilllegungen im Basisjahr, Rückstellungen für Stilllegungen) sowie dem relativen Anteil dieser Kosten an den Gesamtkosten festgestellt werden. Die Information dient dazu, die Größenordnung der Stilllegungskosten für die einzelnen Netzbetreiber sowie die relativen Unterschiede zwischen den Netzbetreibern zu erfassen.
- **Betrachtung der Entwicklungen von Kostenparametern über die Zeit**, um Entwicklungstrends erfassen zu können. Sollten zukünftig auch Daten für die Jahre zwischen den Fotojahren zur Verfügung stehen, würde dies die Qualität der Analyse weiter erhöhen.

Diskussion von Alternativen

Die Auswirkungen von KANU 2.0 auf die Kostenbasis und mögliche Implikationen für die Effizienzwerte zeigen sich bereits in RP5 (siehe **Abschnitt 5**). Zum grundsätzlichen Umgang mit der aus KANU 2.0 entstehenden Heterogenität der Kosten sei auf die entsprechenden Ausführungen dieses Kapitels verwiesen. Es ist allerdings möglich, dass sich die Heterogenität der Kosten und dabei die Unterschiede zwischen TOTEX und sTOTEX

verschärfen, dass sich keine gemeinsame sinnvolle Modellspezifikation für den Effizienzvergleich auf Basis von TOTEX und sTOTEX finden lässt. Damit können sich aufgrund der sich verstärkende Effekte langfristig weitere Herausforderungen für den Effizienzvergleich ergeben.

Stellt sich im Rahmen der Analyse heraus, dass die Vergleichbarkeit der Kostenbasis für den Effizienzvergleich eingeschränkt oder nicht gegeben ist, bietet es sich an, bei der Untersuchung von Alternativen kaskadenartig vorzugehen. Folgende Optionen könnten geprüft werden:

- **Gesamtkosteneffizienzvergleich mit Kostenstandardisierungen**: Identifizierte Unterschiede, die die Vergleichbarkeit der Kosten einschränken, können durch Standardisierungsrechnungen herausgerechnet werden, sodass weiterhin die Kostentreiberanalyse und der Effizienzvergleich auf Basis beider Gesamtkostenarten durchgeführt werden können. Für die nachfolgenden Regulierungsperioden kommen verschiedene die Vergleichbarkeit einschränkende Effekte in Betracht. Zu nennen sind insbesondere sich verstärkende Effekte aus KANU 2.0 bei den Kapitalkosten. Weitere Sondereffekte, die nicht alle Netzbetreiber gleichermaßen oder gleichzeitig betreffen, stellen zum Beispiel Stilllegungskosten bzw. Rückstellungen für Stilllegungskosten dar.[39] Der Vorteil dieser Alternative besteht darin, dass der Effizienzvergleich und die Kostentreiberanalyse weiterhin mit TOTEX und sTOTEX durchgeführt werden kann und der Bezug zu den Kosten (TOTEX) als Grundlage für die Erlösobergrenze bestehen bleibt.
- **Gesamtkosteneffizienzvergleich mit sTOTEX Kostentreiberanalyse**: Insofern es in Rahmen der Effizienzvergleichsanalyse nicht möglich ist, eine gemeinsame Modellspezifikationen für beide Kostenarten zu identifizieren, da sich beispielsweise die TOTEX und sTOTEX zu stark auseinanderentwickeln, besteht eine Alternative darin, die Kostentreiberanalyse ausschließlich auf Basis der sTOTEX durchzuführen. Die sich ergebende Modellspezifikationen würde dann gleichfalls auch für den TOTEX Effizienzvergleich angewendet. Bei dieser Alternative stellen sich insbesondere Fragen der praktischen Umsetzbarkeit. Sollten in zukünftigen Regulierungsperioden weiterhin DEA und SFA zur Anwendung kommen, bestünde bei der SFA in der TOTEX Spezifikation das Risiko unerwünschter statistischer Nebeneffekte: Koeffizienten der Outputgrößen sind womöglich insignifikant oder haben ein negatives Vorzeichen; zudem kann es auch verstärkt vorkommen, dass die identifizierte Modellspezifikation nicht konvergiert und sich kein SFA Effizienzwert ableiten lässt. Eine Möglichkeit hiermit umzugehen wäre, ausschließlich auf die DEA Ergebnisse abzustellen, wodurch jedoch

[39] Wie weiter unten ausgeführt, sprechen verschiedene Argumente dafür, Rückstellungen für Stilllegungen nicht dem Effizienzvergleich zu unterziehen und Stilllegungskosten alternativ zu beanreizen, beispielsweise mittels eigener Kostenprüfung oder einem eigenen Budget.

bei den TOTEX nur noch eine Effizienzvergleichsmethode zur Anwendung kommen würde.

- **Gesamtkosteneffizienzvergleich ausschließlich auf sTOTEX Basis**: Wenn es nicht möglich ist, die auf Basis der sTOTEX ermittelte Modellspezifikation für den Effizienzvergleich auch auf die TOTEX anzuwenden, bestünde eine Option darin, die Effizienz ausschließlich auf Basis der sTOTEX zu bestimmen. Nachteilig bei diesem Vorgehen ist, dass mit der sTOTEX Spezifikation ausschließlich eine Kostenart zur Anwendung käme und das „Sicherheitsnetz" der TOTEX Spezifikation aufgegeben würde. Hinzu kommt, dass die Effizienzvorgaben auf Basis der standardisierten Kosten auf die tatsächlichen Kosten (TOTEX) in der Erlösobergrenze der Netzbetreiber angewandt würden. Hierbei kann es insbesondere dann zu Verwerfungen kommen, wenn die Effizienzvorgaben die Unternehmen überfordern. Dies kann zum Beispiel dann der Fall sein, wenn der sTOTEX Effizienzwert aufgrund hoher CAPEX von bereits zum größten Teil abgeschriebenen aber durch die Standardisierung reaktivierter CAPEX signifikant niedriger ist.
- **Gesamtkosteneffizienzvergleich mit getrennten Modellspezifikationen**: Für den Fall, dass eine einheitliche Modellspezifikation für beide Kostenarten nicht mehr möglich ist und zugleich nicht ausschließlich auf einen sTOTEX Spezifikation abgestellt werden soll, ist abzuwägen, inwiefern getrennte Modellspezifikation zur Anwendung kommen können. Gründe hierfür können – wie zuvor thematisiert – sein, dass sich die TOTEX und sTOTEX zu stark auseinanderentwickeln und dementsprechend andere Kostentreiber haben können oder dass sich keine gemeinsame Modellspezifikation finden lässt, die mit allen angedachten Effizienzvergleichsmethoden anwendbar ist. Bei der Ableitung getrennter Modellspezifikation je Kostenart ist jeweils eine eigenständige Kostentreiberanalyse durchzuführen. Ein Vorteil dieses Ansatzes besteht darin, dass weiterhin die Effizienzwerte auf Basis beider Kostenarten ermittelt werden können und diese Eingang in die Effizienzvorgaben finden. Hinzu kommt, dass sich bei getrennten Modellspezifikationen „passgenauere" Spezifikationen je Kostenart ergeben können, die die jeweiligen Input-Output Relationen jeweils besser abbilden als in einer gemeinsamen Spezifikation. Dieses Vorgehen widerspricht jedoch dem bisher geltenden Grundsatz, dass die Auswahl der Vergleichsparameter *eine* Versorgungsaufgabe beschreiben.
- **Gesamtkosteneffizienzvergleich für Subgruppen:** Insofern sich die Kostenstrukturen in der langen Frist zwischen Netzbetreibern essentiell und objektivierbar voneinander unterscheiden, kann untersucht werden, inwiefern Untergruppen gebildet werden können, um die Vergleichbarkeit hinsichtlich der Kostenbasis zwischen den Netzbetreibern herzustellen. Ursächlich für die potenziell stark divergierende Kostenstrukturen müssen die zugrundeliegenden Versorgungsaufgaben sein. Daher sollte sich die Untersuchung in erster Linie auf die Output-Seite konzentrieren**:** Ein Beispiel für eine separate Gruppe könnte zukünftig eine Gruppe an Netzbetreibern sein, die sich im „Abwicklungsbetrieb" befindet und während der Regulierungsperiode die Netze (fast) vollständig stilllegt. (siehe hierzu auch die Ausführungen in **Abschnitt 6.2.2**.)

- **Betriebskosteneffizienzvergleich**: Wenn aufgrund von starken Unterschieden bei den Kapitalkosten aufgrund von KANU 2.0 ein Effizienzvergleich für die Gesamtkosten nicht möglich ist, könnte der Effizienzvergleich auf Basis nur der Betriebskosten durchgeführt werden. Dabei wäre eine eigene OPEX Kostentreiberanalyse durchzuführen. Bei den Betriebskosten könnten dabei auch entsprechende Anpassungen (z.B. für Stilllegungskosten) vorgenommen werden. Es bestünde dabei ein klarer Bezug zwischen der Kostenbasis für die Ermittlung des Effizienzwertes und für die Bestimmung der Erlösobergrenze, siehe **Abschnitt 6.4.1**. Bei einer einheitlichen Anwendung sollte die Stichprobengröße weiterhin ökonometrische Methoden für die Kostentreiberanalyse sowie den Effizienzvergleich erlauben. Nachteilig ist, dass für die Feststellung der Effizienz der Kapitalkosten eine eigene Prüfung erforderlich wird. Hier müsste ggf. z.B. zwischen Kapitalkosten aufgrund historischer Investitionen und neuen Investitionen unterschieden werden.

Rückstellungen für Stilllegungskosten

Die Stilllegung von Netzen unterscheidet sich, wie in **Abschnitt 3.4.2**, beschrieben, grundsätzlich von der üblichen Versorgungsaufgabe eines Netzbetreibers. Bei den Zuführungen zu Rückstellungen zur Deckung der zukünftigen Stilllegungskosten für Netzanschlüsse und Gasinfrastruktur ist daher empfehlenswert, diese nicht in den Effizienzvergleich einzubeziehen. Auf diese Weise würde der zeitliche Versatz zwischen Rückstellungsbildung/Kostenwirksamkeit und der Leistung („Stilllegungen“) aufgelöst. Mögliche verzerrende Effekte auf den Effizienzvergleich – die mit steigender Rückstellungsdotierung zunehmen würden – wären ausgeschlossen.

Bei einer Separierung der Rückstellungen für Stilllegungen bzw. Stilllegungskosten aus der Kostenbasis für den Effizienzvergleich würden entsprechende Kosten einer Beanreizung durch den Effizienzvergleich entzogen. Um direkte Kostenanreize für die kosteneffiziente Durchführung von Stilllegungen zu setzen, könnte eine gesonderte Beanreizung der Stilllegungskosten vorgenommen werden. Dies könnte beispielsweise mittels eines Sharing Mechanismus im Sinne eines Budget/Sliding Scale-Ansatzes erreicht werden. Dies diskutieren wir weitergehend in **Abschnitt 6.5.1**.

Letztlich ist die Einführung einer gesonderten Beanreizung der Stilllegungskosten eine Abwägungsfrage mit anderen Zielsetzungen. So können adverse Anreizstrukturen im Extremfall (theoretisch) dazu führen, dass Netzbetreiber Einsparungen zulasten der Netzsicherheit vornehmen könnten und beispielsweise Stilllegungen von Einzelanschlüssen unnötig verzögern, um Kosteneinsparungen zu generieren. Dies gälte es durch ein entsprechendes Rahmenregelwerk und Ausgestaltung der Anreizparameter „mit Augenmaß“ zu verhindern. Ähnliche (theoretische) Extremfälle – Kosteneinsparungen zulasten der technischen Sicherheit – könnten allerdings auch für den laufenden Netzbetrieb beschrieben

werden. Sie stellen daher kein spezifisches Argument gegen Effizienzanreize für die Stilllegungen dar.

Insofern zukünftig doch Stilllegungsrückstellungen bzw. Stilllegungskosten in die Kostenbasis für den Effizienzvergleich einbezogen werden sollten, wäre sicherzustellen, dass den Rückstellungen outputseitig ein korrespondierender Gegenpart gegenübersteht. Andernfalls bestünde das Risiko der Ermittlung verzerrter Effizienzwerte. Denkbar ist, den Rückstellungen als vorwärtsgerichteter Kostenposition z.B. geplante Stilllegungen von Netzanschlüssen/Netzlängen gegenüberzustellen. Auf diese Weise würde der zeitliche Verzug zwischen Input und Output aufgelöst und ein einheitliches Level Playing Field für den Effizienzvergleich geschaffen. Ein Nachteil beim Abstellen auf Planwerte ist der Informationsvorsprung, den die Unternehmen gegenüber dem Regulator haben, was dazu führen kann, dass Planwerte für Leistungsparameter – als endogene Größe aus Sicht des Effizienzvergleichs – strategisch ermittelt werden. Auch ist von einem hohen administrativen Aufwand auszugehen, der sich insbesondere aus der Prüfung der Planwerte durch die Behörde(n) ergibt. Zudem kommt es bei einem solchen Ansatz zu einer Vermischung grundsätzlich unterschiedlicher Aufgaben, der Stilllegungsaufgabe mit Abwicklung von Netzgebieten und dem Weiterführen der Erdgasversorgung.

Im Grundsatz sollten die Kosten für Stilllegungen über die Rückstellungen für Stilllegungen abgedeckt sein. Dies bedeutet, dass zur Finanzierung der Kosten für Stilllegungen auf die dafür vorgesehenen Rückstellungen zurückgegriffen wird. Es ist jedoch nicht auszuschließen, dass in einem gewissen Umfang nicht antizipierte Stilllegungskosten anfallen können, die nicht über die Rückstellungen abgedeckt sind. Aus Sicht des Effizienzvergleichs bestünde bei diesen Kosten – im Gegensatz zu Rückstellungen für Stilllegungen – kein Zeitverzug zwischen Kosten- und Outputwirksamkeit. Jedoch sind auch diese Kosten nicht der üblichen Versorgungsaufgabe eines Netzbetreibers zuzuordnen. Sollte ihnen outputseitig kein korrespondierender Gegenpart gegenüberstehen, bestünde wiederrum die Gefahr verzerrter Effizienzwerte. Daher sollte auch in diesem Fall eine separate Behandlung dieser Kosten in Erwägung gezogen werden.

6.2.2 Strukturelle Vergleichbarkeit der Versorgungsaufgaben

Problemstellung

Wie in **Abschnitt 3.2** beschrieben, erwarten wir ab der sechsten Regulierungsperiode deutlich ausgeprägtere Veränderungen der Gasverteilernetzlandschaft. Diese können mitunter auch sprunghaft erfolgen, zum Beispiel durch die Abschaltung von (Teil-)Netzgebieten. Es ist daher möglich, dass die Vergleichbarkeit der Netzbetreiber abnimmt, wenn die Transformation in den unterschiedlichen Netzgebieten unterschiedlich schnell und unterschiedlich tief voranschreitet. Erfüllen Netzbetreiber nicht mehr die gleiche Versorgungsaufgabe, z.B. weil

eine überwiegende Mehrzahl der Kunden abgeschaltet worden ist, könnten Sie unter den Schwellenwert des Effizienzvergleichs fallen und würden aus der Stichprobe ausgeschlossen.

Es ist möglich, dass sich nach dem Ende der fünften Regulierungsperiode ein Teil der Netzbetreiber vornehmlich (noch) kontinuierlichen Entwicklungen gegenübersehen, wie einem Rückgang der Elementarlasten bzw. der Nachfrage oder Außerbetriebnahme von Anschlusspunkten (erste beide Phasen der Gasnetztransformation entsprechen der Beschreibung in **Abschnitt 3**), andere jedoch schon sprunghaften Entwicklungen durch (Teil-) Gebietsstilllegungen unterliegen.

Insofern sich Netzbetreiber in der Stichprobe in sehr unterschiedlichen Phasen der Transformation befinden, ist zu untersuchen, ob dies die strukturelle Vergleichbarkeit beeinträchtigt oder ob diese Entwicklungen durch eine Anpassung der Vergleichsparameter abgebildet werden kann. Neben der bereits angesprochenen Gruppe der NoKG ist z.B. aus heutiger Sicht denkbar, dass sich Netzbetreiber, die sich im Abwicklungsbetrieb befinden, als objektiv abgrenzbare Gruppe darstellen, die strukturell nicht mit dem Rest der Stichprobe vergleichbar ist.

Analyse und Bewertung

Zur empirischen Bewertung der strukturellen Vergleichbarkeit stehen drei wesentliche Informationsquellen zur Verfügung:

- **Gasstilllegungspläne**: Die Ergebnisse der Stilllegungspläne (bei Umsetzung von Art. 57 GasmarktRL) geben einen vorausschauenden Ausblick auf die künftige Versorgungsaufgabe der Netzbetreiber in den jeweiligen Kommunen. Diese sollten genutzt werden, um frühzeitig Entwicklungstendenzen zu identifizieren, bevor sich diese in den Strukturparametern der Netzbetreiber, z.B. durch einen Rückgang der Nachfrage, niederschlagen.
- **Wasserstoffverteilernetzplan**: Neben den Stilllegungsplänen geben Wasserstoffverteilernetzpläne (bei Umsetzung von Art. 56 GasmarktRL) einen Einblick in die Netzabschnitte, die langfristig nicht für eine Erdgas- oder Biogasversorgung benötigt werden und somit seitens des Gasverteilernetzbetreibers ggf. in den Abwicklungsbetrieb übergehen.
- **Empirische Analyse der Leistungsparameter**: In **Abschnitt 3.5** beschreiben wir, welche Vergleichsparameter sich eignen, die unterschiedlichen Entwicklungstendenzen innerhalb der Stichprobe zu untersuchen.

Beschreibung der Transformationspfade

Die Bewertung der strukturellen Vergleichbarkeit hinsichtlich der Versorgungsaufgabe erfordert eine Analyse der Transformationsphasen, in denen sich die Netzbetreiber befinden.

Dabei sind Querschnittsanalysen aber insbesondere auch Vergleiche zu vorherigen Regulierungsperioden notwendig, um einschätzen zu können, in welchem Transformationsstadium sich Netzbetreiber befinden. Entsprechend den Vorüberlegungen in **Abschnitt 3** schlagen wir eine Analyse von Strukturparametern vor, um die Transformation zu beschreiben. Ziel der Analyse ist es, solche Entwicklungen zu identifizieren, die die strukturelle Vergleichbarkeit einschränken und nicht über eine Anpassung der Modellspezifikation, zum Beispiel über die Wahl oder Definition der Vergleichsparameter, abgebildet werden können. Dies trifft am ehesten auf Netzbetreiber zu, die sich im Abwicklungsbetrieb befinden und im Laufe der Regulierungsperiode ihr Netz zum überwiegenden Teil oder komplett stilllegen (siehe **Abschnitt 3.4.4**).

Die Entwicklung der Versorgungsaufgabe während der Transformation lässt sich mit den in **Abschnitt 3.5.4** aufgeführten Vergleichsparametern bzw. Kennzahlen beschreiben:

- Rückgang der Gasnachfrage
  - Jahreshöchstlast
  - Jahresarbeit
- Rückgang der versorgten Kunden
  - Anzahl der Anschlusspunkte versorgt
  - Anzahl der Anschlusspunkte stillgelegt
- Rückgang der zu versorgenden Flächen
  - Versorgte Fläche
  - Konzessionsgebiet (sofern vorhanden)
- Umwidmung von Leitungen
  - Leitungslänge in Betrieb
  - Leitungslänge umgewidmet
  - Leitungsvolumen in Betrieb
  - Leitungsvolumen umgewidmet
- Stilllegung von Leitungen
  - Leitungslänge in Betrieb
  - Leitungslänge stillgelegt
  - Leitungsvolumen in Betrieb
  - Leitungsvolumen stillgelegt
- Erfassung der Verbrauchsmengen und -leistungen für Wasserstoff

Neben einer grafischen Veranschaulichung der empirischen Daten in X-Y-Scatterplots und Analysen der Datenverteilung können auch statistische Methoden zur Clusteranalyse[40] herangezogen werden.

Wie oben erwähnt, ist aus heutiger Sicht denkbar, dass sich Netzbetreiber, die sich im Abwicklungsbetrieb befinden und nicht strukturell mit dem Rest der Stichprobe vergleichbar sind, als objektiv abgrenzbare Gruppe identifizieren lassen. Zur Abgrenzung dieser Gruppe stellen die Stilllegungspläne bzw. Transformationspläne der Netzbetreiber eine mögliche Informationsquelle dar, um die Vergleichbarkeit anhand der Daten und Entwicklungsgeschwindigkeit der Netzbetreiber zu bewerten. Für die Vergleiche ist dabei auf die Daten aller Netzbetreiber zurückgreifen.

Bewertung der Auswirkungen auf den Effizienzvergleich

Grundsätzlich können Netzbetreiber, die sich in unterschiedlichen Stadien der Transformation befinden, weiterhin miteinander verglichen werden, sofern die Versorgungsaufgabe vergleichbar bleibt und die Veränderung der Outputs (Leistung) mit den Veränderungen der Inputs (Kosten) korrespondieren: Beispielsweise kann ein Netzbetreiber bei gleichbleibender Fläche einen Rückgang der Gasnachfrage und der Ausspeisepunkte verzeichnen (Transformationsphase 1 und 2 aus Abschnitt 3), gleichzeitig werden aber auch die OPEX des Netzbetreibers sinken. Eine Auswirkung auf CAPEX ist nicht in großem Umfang zu erwarten, gleichzeitig bleiben Leistungsparameter wie Rohrvolumen oder Leitungslänge unberührt. Der Netzbetreiber hat also eine kleinere Versorgungsaufgabe als zuvor, die sich jedoch auch in einer geringeren Kostenbasis widerspiegelt. Demgegenüber geht bei einem Netzbetreiber, der Teilgebiete des Netzes stilllegt, ein Rückgang der OPEX mit einem Rückgang der CAPEX einher, sofern Abschreibungen wegfallen und sich das zu verzinsende Kapital reduziert. Auch hier steht einer kleineren Versorgungsaufgaben eine geringere Kostenbasis gegenüber. Grundsätzlich korrespondieren in beiden Fällen Versorgungsaufgabe und Kostenbasis.

Aus **Abschnitt 3.3.4** geht hervor, dass sich kontinuierliche Veränderungen der Versorgungsaufgabe über die bekannten Vergleichsparameter zur Kapazitätsbereitstellung und Endkundenversorgung abbilden lassen. Als problematisch könnten sich sprunghafte Entwicklungen durch Stilllegungen von (Teil-)Gebieten oder Netzsträngen herausstellen, insbesondere wenn sie innerhalb der Regulierungsperiode stattfinden und die somit angepasste Kostenbasis nicht mehr zu den zuvor identifizierten Effizienzvorgaben passt. Dies ermöglicht Netzbetreibern unter Umständen temporäre zusätzliche Gewinne, wenn sich die Anlagenbasis in der Regulierungsperiode stark reduziert, die Erlösobergrenze jedoch nicht entsprechend angepasst wird. Es sei aber darauf hingewiesen, dass dieser Effekt mit einer Verkürzung der Regulierungsperiode von 5 auf 3 Jahre relativiert. Zudem bezieht sich die

40 Die Methodik zur Clusteranalyse sollte flexibel genug sein, eine nicht zuvor definierte Anzahl an Clustern zu analysieren. Weiterhin sollte sie robust gegenüber Ausreißern sein und auch ein Überlappen zwischen Clustern erlauben, da sich auch die Phasen der Transformation nicht klar abgrenzen lassen.

geschilderte Problematik vornehmlich auf OPEX, da in der Regulierungsformel über den Kapitalkostenabgleich (KKA) um Bewegungen bei den Abschreibungen innerhalb der Regulierungsperiode korrigiert wird.

Von diesen Entwicklungen, die unter Umständen keiner gesonderten Behandlung bedürfen, sind Netzbetreiber zu differenzieren, die sich im Abwicklungsbetrieb befinden. Diese sind von einer besonderen Kostenstruktur mit einer zunehmenden Dominanz der Stilllegungskosten gekennzeichnet. Hierdurch wird die Eignung dieser Netzbetreiber als Vergleichsunternehmen für Gasverteilernetzbetreiber, die in weiten Teilen noch der Gasverteilung nachgehen, eingeschränkt. Sie sind mit dem Rest der Stichprobe strukturell nicht mehr vergleichbar (vergleiche **Abschnitt 3.4.4**). Zudem haben Effizienzvorgaben aus einem umfassenden Effizienzvergleich für diese Unternehmen wenig Aussagekraft. Insofern liegt es nahe, diese Gruppe der Netzbetreiber gesondert zu behandeln.

Diskussion von Alternativen

Sprunghafte Veränderungen der Versorgungsaufgabe können die strukturelle Vergleichbarkeit zwischen Unternehmen einschränken, da sie zu einem Auseinanderfallen von Kostenbasis und Outputs führen können:

- **Veränderung in der Regulierungsperiode:** Verändert sich die Versorgungsaufgabe sprunghaft im Laufe der Regulierungsperiode, hat dies keinen Einfluss auf die Durchführbarkeit des Effizienzvergleichs. Es kann jedoch zu besonderen Gewinnen für die Netzbetreiber kommen, wenn mögliche Kosten aus dem Basisjahr einer deutlich kleineren Versorgungsaufgabe während der Regulierungsperiode gegenübersteht (siehe oben). Da erwartete Stilllegungen jedoch über Stilllegungspläne ersichtlich sind, kann in Erwägung gezogen werden, für betroffene Netzbetreiber die vorausschauenden Informationen dieser Pläne zu nutzen, beispielsweise durch die Berücksichtigung von Durchschnittswerten über die Regulierungsperiode anstelle von Stichtagswerten aus dem Basisjahr. Die Versorgungsaufgabe im Basisjahr würde somit „klein gerechnet“, so dass Windfall-Profits, sofern sie, denn in nennenswerten Umfang auftreten, während der Regulierungsperiode über einen geringeren Effizienzwert im Basisjahr ausgeglichen würden. Gegen ein solches Vorgehen spricht, dass vorausschauende Informationen bisher im Effizienzvergleich als Vergleichsparameter nicht zum Einsatz kommen und deren Verwendung mit einem hohen Unsicherheitsgrad behaftet ist. Bei der Bewertung ist auch zu berücksichtigen, dass durch die geplante Verkürzung der Regulierungsperiode von 5 auf 3 Jahre die Problematik bereits eingegrenzt wird. Zudem bezieht sich die geschilderte Problematik v.a. auf OPEX, da in der Regulierungsformel über den Kapitalkostenabgleich (KKA) um Bewegungen bei den Abschreibungen innerhalb der Regulierungsperiode korrigiert wird.
- **Veränderungen im Basisjahr und Netzbetreiber im Abwicklungsbetrieb**: Treten die Veränderungen im Basisjahr auf oder ist ersichtlich, dass Netzbetreiber im Laufe der

Regulierungsperiode den Netzbetrieb zum überwiegenden Anteil oder gänzlich einstellen, muss abgewogen werden, diese Netzbetreiber aus der Stichprobe zu entfernen, um die strukturelle Vergleichbarkeit sicherzustellen.

6.3 Prüfraster Stufe 2: Methodische Durchführbarkeit

Die Bewertung der Stufe 2 des Prüfrasters hinsichtlich der methodischen Durchführbarkeit erfolgt nach erfolgreichem Durchlaufen der ersten Stufe des Prüfrasters. Dies bedeutet, dass für die nachfolgend diskutierten exemplarischen Entwicklungen, die strukturelle Vergleichbarkeit gegeben ist.

6.3.1 Methodenauswahl und Stichprobe

Problemstellung

In der mittleren bis langen Frist stellt sich vor jeder Regulierungsperiode die Frage, inwiefern die bisher verwendeten bzw. geplanten Methoden weiterhin dem Stand der Wissenschaft entsprechen und für die Analyse der relevanten Stichprobe(n) geeignet sind. Im Besonderen trifft dies für die Methoden und Ansätze bei kleinen Stichproben zu, da im Zeitverlauf Netzbetreiber sukzessive das Sample verlassen werden und aufgrund unterschiedlicher Transformationsgeschwindigkeiten unter Umständen mit einer Subgruppenbildung zu rechnen ist.

Analyse und Bewertung

Untersuchung der Stichprobenentwicklung

In nachfolgenden Regulierungsperioden ist in einem ersten Schritt zu untersuchen, inwiefern sich die allgemeine Stichprobe für den Effizienzvergleich verändert:

- Scheiden beispielsweise Netzbetreiber aus, weil sie ihr Netz vollständig stilllegen oder umwidmen?
- Fallen andere Netzbetreiber unter den relativen Schwellenwert des vereinfachten Verfahrens und werden durch andere ersetzt, die in der vorherigen Regulierungsperiode im vereinfachten Verfahren waren und daher nicht am Effizienzvergleich teilnahmen?

Daneben ist möglich, dass zukünftig bei der Durchführung des Effizienzvergleichs objektiv abgrenzbare Subgruppen von Netzbetreibern gebildet werden sollten, um eine angemessene Vergleichbarkeit der Netzbetreiber sicherzustellen. Neben den Netzbetreibern ohne Konzessionsgebiet (siehe **Abschnitt 5.3.1**), könnten hierbei aus heutiger Sicht beispielsweise die „Netzbetreiber im Abwicklungsbetrieb“ in den Fokus rücken. In diese Kategorie würden Netzbetreiber fallen, die auf Basis ihrer Stilllegungspläne ihr Methannetz während der

relevanten Regulierungsperiode vollständig oder ganz überwiegenden Teil stilllegen.[41] Für diese Subgruppe stellt sich die Frage, ob es angemessen ist, eine eigene Effizienzvergleichsanalyse durchzuführen oder ob nicht eine alternative Beanreizung sachgerechter erscheint (siehe **Abschnitt 6.5**).

Weitere Subgruppen für die Effizienzvergleichsanalyse sind aus heutiger Sicht nicht absehbar, da wie in **Kapitel 3** aufgezeigt, der Transformationsprozess für die einzelnen Netzbetreiber sehr individuell verläuft und zudem mit Unsicherheiten behaftet ist, gerade was die zeitlichen Entwicklungen betrifft. Die Bildung von Subgruppen wäre allerdings zu Beginn des Effizienzvergleichs mit empirischen Daten zu überprüfen und insbesondere durch objektiv erkennbare Unterschiede in der Versorgungsaufgabe zu begründen.

Überprüfung der Eignung der Methoden

Auf Basis der sich ergebenden Stichprobe(n) ist in den nachfolgenden Regulierungsperioden jeweils zu untersuchen, ob die angedachten Methoden im konkreten Kontext weiterhin die sachgerechtesten für den Effizienzvergleich darstellen. Neueste Entwicklungen aus der Wissenschaft sind hierbei genauso in Betracht zu ziehen wie mögliche Implikationen einer strukturellen Veränderung des Sektors. Es stellt sich z.B. die Frage, ob die Transformation des Sektors zukünftig andere Leistungsparameter erfordert, für die sich bestimmte Effizienzvergleichsmethoden besser eignen.

Bei der empirischen Überprüfung der Methoden ist insbesondere auch der Umgang mit kleineren Subgruppen von Relevanz. Die Ausführungen hierzu aus **Abschnitt 5.3.1** gelten im Grundsatz auch für die nachfolgenden Regulierungsperioden. Konkret sind zum Beispiel folgende Fragestellungen zu untersuchen:

- Ist es sinnvoll, einen eigenen Effizienzvergleich für eine kleine Subgruppe durchzuführen, auch wenn bspw. keine eigenständige statistische Kostentreiberanalyse durchgeführt werden kann?
- Welche methodischen Alternativen gibt es zu den bisher angewandten Methoden? Worin bestehen mögliche Vorteile gegenüber den heutigen Verfahren?
- Bis zu welcher Stichprobengröße ist im konkreten Kontext die sachgerechte Durchführung eines Effizienzvergleichs (noch) möglich?
- Ergeben sich verzerrende Effekte durch Netzbetreiber im Abwicklungsbetrieb?

41 Dieser Zeitraum umfasst fünf Jahre beginnend mit dem Fotojahr und endend mit dem letzten Jahr der dreijährigen Regulierungsperiode.

Diskussion von Alternativen

Sollte sich im Rahmen der Analyse zeigen, dass die methodische Durchführbarkeit mit den angedachten Methoden und Stichprobe(n) nur eingeschränkt möglich oder unmöglich ist, kommen alternative Methoden und Ansätze detailliert in Betracht:

- **Methodenanpassung: Parametrische Verfahren** – Bei den parametrischen Verfahren stellt die Stichprobengröße einen restringierenden Faktor dar. Im Besonderen gilt dies für die SFA, die zur Trennung des Ineffizienz- vom Fehlerterm tendenziell eine größere Stichprobe benötigt als eine OLS oder COLS/MOLS Schätzung[42]. Die MOLS stellt eine mögliche Alternative zur SFA dar, welche mit kleineren Stichproben besser umgehen kann: Die MOLS ermöglicht die Bestimmung der Effizienzgrenze einschließlich einer Messung der statistischen Unsicherheit auf der Grundlage der Verteilung der Fehlerterme auch bei kleineren Stichproben. Zudem kommt die Methode in der internationalen Regulierungspraxis wie zum Beispiel in Österreich bereits zur Anwendung.
- **Methodenanpassung: Nicht-parametrische Verfahren** – Die Anwendung der DEA bei der Effizienzvergleichsanalyse von Energienetzbetreibern ist in der internationalen Regulierungspraxis etabliert. Neben verschiedenen Vorteilen (u.a. einfache Anwendbarkeit, weniger Annahmen-intensiv als parametrische Verfahren) verfügt diese Methode auch über spezifische Nachteile (u.a. jegliche Klassifizierung der Abweichung vom Peer-Unternehmen als Ineffizienz). Es bietet sich daher an, spezifische Weiterentwicklungen der DEA zu prüfen, die diese Nachteile explizit adressieren. Zu nennen ist zum Beispiel die bias-corrected DEA, bei der durch Bootstrapping-Verfahren ein Konfidenzintervall für die DEA Effizienzwerte ermittelt werden kann. Darüber hinaus besteht die Möglichkeit, partielle DEA Effizienzwerte sowohl für OPEX als auch CAPEX zu bestimmen. Für den OPEX (CAPEX) Effizienzwert wird dazu der Input CAPEX (OPEX) „fixiert“[43].
- **Methodenanpassung: Semi-parametrische Verfahren** – Semi-parametrische Methoden stellen eine Kombination aus parametrischen und nicht-parametrischen Methoden dar, die den Zweck verfolgen, die jeweiligen Nachteile auszugleichen, um einen unverzerrten Schätzer für die Effizienz zu erhalten. Bis dato wurden in Deutschland noch keine semi-parametrischen Verfahren angewandt. Die aktuell in der internationalen Regulierungspraxis am weitesten verbreitete semi-parametrische Methode ist SToNED,

42 Corrected-OLS (COLS) und Modified-OLS (MOLS) stellen Abwandlungen der Ordinary Least Squares (OLS) Methode dar. COLS verschiebt die OLS-Regression nach oben, um eine deterministische Produktionsgrenze für Effizienzanalyse zu schaffen. MOLS berücksichtigt zusätzlich die eine angenommene Verteilung der Ineffizienz.

43 Im europäischen Effizienzvergleich (TCB21) werden partielle OPEX/CAPEX DEA Effizienzwerte zusätzlich zu DEA Effizienzwerten auf Basis von Gesamtkosten ermittelt. Der Vorteil besteht darin, dass Regulierungsbehörden, die die Ergebnisse von TCB21 nur auf die Betriebskosten anwenden, eine zusätzliche Information über die Erreichbarkeit von aus TCB21 abgeleiteten Effizienzvorgaben auf die Betriebskosten erhalten.

die zum Beispiel bei der Effizienzanalyse der finnischen Stromverteilernetzbetreiber zur Anwendung kommt.

- **Partielle Effizienzwerte** – Insofern zukünftig erforderlich bzw. beabsichtigt ist, OPEX und CAPEX getrennt zu benchmarken (bspw. für Netzbetreiber, die sich im Abwicklungsbetrieb befinden und für die ein CAPEX Vergleich nicht mehr sachgerecht erscheint), gibt es verschiedene Möglichkeiten (siehe hierzu auch die Ausführungen in **Abschnitt 6.2.1**):
  - *OPEX*: Bei den OPEX kommen grundsätzlich alle zuvor dargestellten Methoden in Betracht. Daneben besteht die Möglichkeit eines Prozesskosten-Benchmarkings, bei dem die Effizienz einzelner OPEX-Prozesse miteinander verglichen wird.
  - *CAPEX*: Der Unit-Cost-Vergleich stellt eine Möglichkeit zur Prüfung von historischen oder neuen Investitionen (CAPEX) dar. Dabei werden Referenzwerte für Stückkosten für einzelne Anlagenkategorien ermittelt. Dies kann anhand der Einschätzung von technischen Experten, internationaler Best-Practice oder auf Basis von Kosten der Netzbetreiber selbst erfolgen. Diese Stückkosten werden mit dem physischen Anlagebestand der Netzbetreiber multipliziert und mit den tatsächlichen Investitionskosten verglichen, um einen Effizienzmaßstab bzw. Kostenvorgabenvorgaben abzuleiten.

    Vorteilhaft an Unit-Cost-Vergleichen ist je nach Ausgestaltung die einfachere Implementierung. Daran angelehnte Ansätze finden sich aktuell beispielsweise in der finnischen Regulierung der Stromverteilnetzbetreiber oder im Benchmarking der ungarischen Gasverteilernetzbetreiber. Eine wesentliche Herausforderung bei Unit-Cost Vergleichen ist die Ableitung der Referenzkosten, da es aufgrund spezifischer Besonderheiten Unterschiede zwischen Netzbetreibern geben kann, für die ggfs. zu kontrollieren wäre. Zudem wird bei einem Unit-Cost-Vergleich nur für Preisänderungen zwischen den Netzbetreibern kontrolliert; (In)Effizienzen bezüglich des Mengengerüsts bleiben hingegen unberücksichtigt.
- **Alternative Effizienzanreize außerhalb der Durchführung eines eigenen Effizienzvergleichs** – Sollte ein sachgerechter Effizienzvergleich zur Ableitung von Effizienzvorgaben nicht durchführbar sein, sind alternative Möglichkeiten der Anreizsetzung zu diskutieren (siehe hierzu **Abschnitt 6.5**).

6.3.2 Angemessenheit der Umsetzung

Problemstellung

Im Vergleich zu RP5 gibt es in den nachfolgenden Regulierungsperioden verschiedene Aspekte, die zusätzlichen Aufwand bei der Durchführung des Effizienzvergleichs bedeuten können:

- **Anpassungen bei der Datenerhebung**: Zusätzlicher Aufwand kann sowohl bei der Ermittlung der Input- als auch bei der Ermittlung der Outputparameter entstehen. Bei ersteren können Standardisierungsrechnungen für Kapitalkosten zusätzlichen Aufwand bedeuten, wenn diese beispielsweise neben den sTOTEX auch für die TOTEX durchzuführen sind (als einer Möglichkeit des Umgangs mit KANU 2.0, siehe **Abschnitt 5.2.1**). Bei der Ermittlung der Outputparameter kann sich zusätzlicher Aufwand insbesondere dann ergeben, wenn neue Daten abgefragt werden oder komplexere Parameter für die Kostentreiberanalyse oder den Effizienzvergleich erforderlich sind.
- **Höhere Frequenz der Durchführung**: Bei einer gemäß der RAMEN-Festlegung geplanten dauerhaften Verkürzung der Regulierungsperiode von fünf auf drei Jahre erhöht sich grundsätzlich der administrative Aufwand der Durchführung. Kompensiert werden soll dies durch geplante administrative Vereinfachungen bei der Datenerhebung und -ermittlung. Beispielhaft genannt sei hierfür die seitens der Behörde im Sachstandspapier zur Methodenfestlegung Effizienzvergleich geplante Erhebung eines reduzierten Datensatzes durch einen Verzicht auf nicht mehr benötigte oder entbehrliche Daten in der Kostentreiberanalyse oder einen automatisierten Datenerhebungsprozess.
- **Implementierung unterschiedlicher Modelle zur Effizienzermittlung für Subgruppen**: Insofern die steigende Heterogenität zwischen den Netzbetreibern nicht modellseitig aufgefangen werden kann (bspw. durch die Hinzunahme spezifischer Outputparameter), sondern die Notwendigkeit separater Effizienzvergleiche für Subgruppen besteht, erhöht sich der Durchführungsaufwand. Dies gilt insbesondere dann, wenn hierfür eigene Kostentreiberanalyen durchzuführen sind, Datenanpassungen für die Analyse vorgenommen werden oder spezifische Effizienzvergleichsmethoden zur Anwendung kommen müssen. Im Einzelfall ist dementsprechend zu prüfen, ob der zusätzliche Nutzen der Durchführung einer komplexen Subgruppeneffizienzanalyse die damit verbundenen Kosten übersteigt oder ob nicht eine einfachere Art der Effizienzwertermittlung für die Subgruppe (wie bspw. das Abstellen auf die Durchschnittseffizienz der Gesamtstichprobe in Anlehnung an dem vereinfachten Verfahren) angemessener ist.

Analyse und Bewertung

Um die Angemessenheit der Umsetzung evaluieren zu können, ist der Aufwand der geplanten Durchführung des Effizienzvergleichs zu ermitteln und dem Nutzen gegenüberzustellen. Im Besonderen gilt dies für Anpassungen bzw. Neuerungen gegenüber dem Status quo, für die es keine Erfahrungen aus Vorperioden gibt.

Im Rahmen der Analyse sind hinsichtlich der zuvor aufgeworfenen Aspekte unter anderem folgende Fragestellungen zu adressieren:

- Rechtfertigt der zusätzliche Aufwand der geplanten Anpassungsrechnungen Änderungen bei der Datenerhebung?

- Sind die angedachten Vereinfachungen ausreichend, damit der zusätzliche Aufwand bei einer alle drei Jahre stattfinden Durchführung des Effizienzvergleichs in einem angemessenen Verhältnis zum Nutzen steht?
- Ist der zusätzliche Aufwand der angedachten Vorgehensweise für die Durchführung einer Subgruppeneffizienzanalyse angemessen?
- Ergibt sich durch einen möglichen Wechsel der Methoden ein signifikanter Mehraufwand?
- Wie hoch ist der mögliche Nutzen bei einer möglichen angepassten Vorgehensweise bei der Durchführung des Effizienzvergleichs? Wie ist dieser zu quantifizieren?

Diskussion von Alternativen

Ergibt die vorgelagerten Analyse, dass der Aufwand der Durchführung des geplanten Effizienzvergleichs für die Gesamtheit oder eine Gruppe von Netzbetreibern als zu hoch im Vergleich zur erwarteten Anreizwirkung einzustufen ist, sind zunächst alternative Ausgestaltungsmöglichkeiten des Effizienzvergleichs wie zum Beispiel modifizierte Parameter oder alternative Methoden in Betracht zu ziehen, je nach Art des Problems. Ergeben sich auch hierdurch keine Verbesserungen hinsichtlich der Angemessenheit der Umsetzung, wären im nächsten Schritt alternative Anreizinstrumente in Betracht zu ziehen (siehe hierzu **Abschnitt 6.5**). Im Extremfall kann der Verzicht auf die Durchführung eines Effizienzvergleichs erwogen werden, was insbesondere für Subgruppen wie „Netzbetreiber im Abwicklungsbetrieb“ relevant werden könnte.

6.4 Prüfraster Stufe 3: Anwendung in der Regulierung

Eine Bewertung des Prüfrasters Stufe 3 ist erst nach abschließender Bewertung der Stufen 1 und 2 möglich. Nachfolgend diskutieren wir exemplarische Entwicklungen und denkbare Handlungsoptionen.

6.4.1 Konsistenz Effizienzvorgabe und Erlösobergrenze

Problemstellung

Bei einer weiteren Anwendung der in der RAMEN-Festlegung definierten Erlösobergrenze bliebe die angelegte Trennung zwischen den Kapitalkosten und Betriebskosten auch in nachfolgenden Regulierungsperioden erhalten. Auf beide Kostenkategorien wird der aus den Gesamtkosten (TOTEX, sTOTEX) abgeleitete Effizienzwert angewendet. Gleichzeitig wird sich perspektivisch im Zuge von KANU 2.0 die Kostenbasis in Richtung Betriebskosten verschieben, da anzunehmen ist, dass diese deutlich langsamer und kontinuierlicher zurückgehen werden als die Kapitalkosten.

Wie oben dargestellt, wäre eine Option für eine dezidierte Behandlung auseinanderlaufender Betriebs- und Kapitalkosten die Effizienzvergleiche für OPEX und CAPEX zu trennen und

jeweils gesonderte Effizienzvorgaben abzuleiten. Eine Alternative bestünde darin, für die CAPEX ggf. auf andere Anreizverfahren wie Unit-Costs abzustellen und die individuelle Effizienzvorgabe auf Basis der gesamten Kosten einzustellen

Analyse und Bewertung

Die Durchführung des Effizienzvergleichs auf Basis der Gesamtkosten hat sich in der Vergangenheit bewährt. Dies zeigt sich auch an den Erfahrungen anderer Länder, wo aktuell Gesamtkosteneffizienzvergleiche vorherrschend sind.[44] Vorteilhaft gegenüber einer partiellen Effizienzvergleichsanalyse ist insbesondere, dass eine Verschiebung von Kostenkomponenten zwischen verschiedenen Kostenarten de facto ausgeschlossen ist und es zu einer gleichmäßigen Beanreizung der verschiedenen Kostenarten kommt.

Vor diesem Hintergrund bietet es sich an, einen Effizienzvergleich auf Gesamtkostenbasis weiterhin als Ausgangsbasis zu betrachten und hiervon erst abzuweichen, wenn ein entsprechender Effizienzvergleich nicht mehr sachgerecht erscheint. In diesem Fall würde insbesondere die Durchführung getrennter Effizienzvergleiche für die OPEX und CAPEX in Frage kommen, mit der Möglichkeit differenzierende Effizienzvorgaben für beide Kostenarten vorzugegeben.

Diskussion von Alternativen

Es ist möglich, dass sich diese Entwicklung bei Subgruppen schneller zeigt als für die große Gesamtstichprobe. Sollte perspektivisch ein Gesamtkosteneffizienzvergleich für eine Subgruppe aufgrund einer geringen Stichprobengröße nicht mehr durchführbar sein, könnte stattdessen ein nach Kostenarten getrennter Vergleich vorgenommen werden, beispielsweise ein Prozesskostenbenchmark der OPEX und ein Unit-Cost Vergleich der CAPEX. Eine separate Beanreizung der Kostenarten mit individuellen Effizienzvorgaben wäre in diesem Falle naheliegend. Dem würde nicht entgegenstehen, die restliche Stichprobe oder ggfs. andere Subgruppen mittels einheitlicher Effizienzvorgaben auf Basis eines Gesamtkosteneffizienzvergleichs zu beanreizen.

Eine Änderung der Systematik für die Effizienzanreize mit einer getrennten Trennung der Vorgaben nach OPEX und CAPEX oder einer gesonderten Beanreizung der CAPEX z.B. über Unit-Costs würde Anpassungen in der Erlösformel, wie sie derzeit in der RAMEN Festlegung skizziert ist, erforderlich machen. Eine Anpassung der Erlösobergrenzenformel mit getrennten Spezifikationen für CAPEX und OPEX ist allerdings bereits heute angelegt, weitere alternative Spezifizierungen für CAPEX bzw. OPEX sollten aus diesem Grund einfach handhabbar sein. Die Konsistenz zwischen Effizienzvorgaben einerseits und der Anwendung in der Regulierungsformel andererseits lässt sich hierbei wahren.

[44] Beispiele hierfür sind unter anderem Österreich, Norwegen oder die Niederlande.

6.4.2 Regulierungskonsistenz

Problemstellung

Aus heutiger Sicht ist nicht absehbar, wie sich der Effizienzvergleich und die Anwendung der Ergebnisse daraus zukünftig entwickeln werden. Mögliche Optionen umfassen:

- Getrennte Durchführung eines Effizienzvergleichs für einzelne Kostenkategorien;
- Aufteilung der Stichprobe in verschiedene Subgruppen.

Analyse und Bewertung

Eine getrennte Behandlung von Kostenkategorien (OPEX/CAPEX) stellt einen wesentlichen Bruch im Regulierungsrahmen dar und hätte erwartungsgemäß erhebliche Auswirkungen auf die von den Netzbetreibern zu erfüllenden Effizienzvorgaben. Falls ein solcher grundlegenden Änderungen der Herangehensweise in Erwägung gezogen wird, sind angedachte Änderungen möglichst frühzeitig zu kommunizieren, damit weiterhin Planungssicherheit auf Seiten der Netzbetreiber besteht.

Gleiches gilt für die Anpassungen bei der Behandlung unterschiedlicher Kostenkategorien, z.B. Stilllegungskosten. Frühzeitig kommunizierte und regelbasierte Eingriffe in den Regulierungsrahmen und Änderungen erhöhen die Planungssicherheit der Netzbetreiber und schaffen ein verlässliches Regulierungsumfeld.

Methodenkonsistenz stellt an sich einen Wert für die beteiligten Stakeholder dar, da sich Netzbetreiber, Regulator wie auch Dritte tendenziell an den vorherigen Effizienzvergleichen orientieren, was – wie auch die Vergangenheit gezeigt hat – zur Stabilität und Akzeptanz des Systems beiträgt. Mögliche Anpassungen an der Methodik sollten vor diesem Hintergrund wohl überlegt sein und einen substantiellen Mehrwert für den Effizienzvergleich als Ganzes liefern.

Diskussion von Alternativen

Aus heutiger Sicht stellt sich für die nachfolgenden Regulierungsperioden nicht die Frage nach möglichen Alternativen für den Effizienzvergleich an sich. Für einzelne Kostenarten oder Subgruppen von Netzbetreibern bieten sich jedoch alternative Ansätze an, auf die wir nachfolgend eingehen. Der Einsatz solcher Instrumente sollte entsprechend frühzeitig geplant und kommuniziert werden

6.5 Alternative Anreizinstrumente

Sollte die Abwägung anhand des Prüfrasters ergeben, dass die Durchführbarkeit des Effizienzvergleichs an sich, für bestimmte Kostenpositionen oder für eine Gruppe von

Netzbetreibern nicht mehr gegeben ist, können alternative Anreizinstrumente in Betracht gezogen werden. Diese sollen gewährleisten, dass die Netzbetreiber sich weiterhin kosteneffizient verhalten, und einer übermäßigen Belastung der Netznutzer vorbeugen.

Die alternativen Anreizinstrumente können sich darin unterscheiden, inwieweit sie in die aktuelle bzw. geplante RAMEN Regulierungssystematik integriert werden können oder eine Anpassung der Regulierungssystematik an sich erforderlich ist. Die alternativen Anreizinstrumente können sich auf die Betriebskosten, Kapitalkosten oder Gesamtkosten beziehen.

Im Folgenden beschreiben und diskutieren wir eine Auswahl alternativer Instrumente und deren Einbettung in die Regulierungssystematik mit Fokus auf

- Sharing Mechanismus auf Basis von Ist-Kosten als Anreizinstrument insbesondere für Stilllegungskosten;
- Sharing Mechanismus als erweitertes Anreizinstrument.

6.5.1 Stilllegungskosten – Sharing Mechanismus als Anreizinstrument

Ein „Sharing Mechanismus“ ist ein auf bestimmte Kostenkategorien bzw. Aktivitäten fokussiertes Instrument, um Kostenanreize zu setzen. Der Anreiz besteht dabei darin, bei Kostenunterschreitungen von der Differenz eines Zielwertes und den tatsächlichen Kosten profitieren zu können bzw. bei Kostenüberschreitungen einen Teil dieser Mehrkosten den Unternehmen zu übertragen.

Für Gasnetzbetreiber könnte sich ein Sharing Mechanismus als Anreizinstrument für Stilllegungskosten anbieten. Für die Ausgestaltung solch eines Sharing Mechanismus müssten nachfolgende Eckpunkte definiert werden:

- **Referenzwert**: Die Stilllegungskosten während der Regulierungsperiode müssen mit einen Referenzwert verglichen werden. Dieser Referenzwert sollte Stückkosten für die Stilllegung je Anlagekategorien (Leitungslänge, Netzanschluss), ggf. differenziert nach Stilllegungstechniken, entsprechen, damit ein Vergleich mit den Ist-Stilllegungskosten möglich ist. Beispielsweise werden die Ist-Stilllegungskosten für 2 km stillgelegte Leitungen mit dem Referenzwert (€/km) * 2 km verglichen. Der Referenzwert kann sich entweder aus technischen Studien oder aus den Ist-Stilllegungskosten der im Sharing Mechanismus erfassten Netzbetreiber ergeben.
- **Symmetrische Behandlung von Effizienzgewinnen/-verlusten**: Bei der Ausgestaltung ist zu klären, ob Effizienzgewinne und -verluste symmetrisch behandelt werden. Die Nichtberücksichtigung von Effizienzverlusten kann zu verzerrten Anreizen führen.
- **Anteil an Effizienzgewinn/-verlust**: Ein wichtiger Punkt bei der Ausgestaltung ist der beim Netzbetreiber/Netzkunden verbleibende Anteil am Effizienzgewinn/-verlust. Der

Anteil kann beispielweise einheitlich unabhängig von der Höhe des Effizienzgewinn/-verlusts sein oder mit der Höhe des Effizienzgewinns/-verlusts variieren.

- **Ober-/Untergrenzen**: Bei der Bestimmung von Effizienzgewinnen/-verlusten besteht die Möglichkeit, Kappungsgrenzen für Mehrerlöse bzw. Kostenbelastungen als „Sicherheitsnetze“ einzuziehen, d.h. ab einer bestimmten Größenordnung (außerhalb einer Bandbreite um den Referenzwert) werden Kostenüber-/Unterschreitungen im Vergleich zum Referenzwert zur Gänze an Netzkunden weitergegeben. Die finanziellen Auswirkungen des Sharing Mechanismus auf den Netzbetreiber können so durch Ober-/Untergrenzen beschränkt werden.
- **Totbänder**: Bei kleineren Abweichungen vom Referenzwert könnte auf eine Abrechnung von Mehr-/Minderkosten verzichtet werden. Es handelt es sich hierbei um eine Art „Bagatellgrenze“.

Eine wesentliche Herausforderung bei diesem Mechanismus ist die Festlegung eines sachgerechten Referenzkostensatzes. Wird dieser zu niedrig (zu hoch) festgelegt, besteht das Risiko von „Windfall-Profits“ zulasten der verbliebenen Netzkunden (oder Windfall-Losses zulasten der Netzbetreiber). Theoretisch bieten sich verschiedene Möglichkeiten an, mit dieser Herausforderung umzugehen, wie die Schaffung von Öffnungsklauseln zur Neufestlegung des Referenzkostensatzes für den Fall, dass es neue (Kosten-)Entwicklungen gibt, die diesen beeinflussen, oder die Verminderung der die Referenzkostensätze umspannenden Ober-/Untergrenzen, um Risiken bei der Referenzkostenfestsetzung zu begrenzen.

Bei der Einbettung des Sharing Mechanismus in die Erlösobergrenze ist auch das Wechselspiel mit der Zuführung und Auflösung von Rückstellungen für Stilllegungen zu berücksichtigen. Es liegt nahe, dass sich der Sharing Mechanismus nur auf die Stilllegungskosten selbst bezieht und Zuführungen bzw. Auflösungen von Rückstellungen netzkostenerhöhend bzw. -mindernd berücksichtigt werden. In diesem Fall müssten die Kosten für Rückstellungen für Stilllegungen aus der Kostenbasis für den Effizienzvergleich herausgerechnet werden.

Die Umsetzung eines solchen Sharing Mechanismus für Stilllegungskosten sollte mit einem angemessenen administrativen Aufwand der Regulierungsbehörde möglich sein. Die Herausforderung wird dabei in der Bestimmung der Referenzwerte bestehen, sowie in einer genauen Definition, Abgrenzung und jährlichen Abfrage von Stilllegungskosten von den restlichen Netzkosten. Auf Seiten der Netzbetreiber ist eine detailliertere und getrennte Erfassung der Stilllegungskosten während der Regulierungsperiode erforderlich. Neben den monetären sind auch physische Werte erforderlich, damit ein Vergleich zu den Referenzwerten möglich wird.

6.5.2 Sharing Mechanismus als erweitertes Anreizinstrument

Sharing Mechanismus auf Betriebskosten und Investitionen

Ein Sharing Mechanismus kann sich auf die Gesamtkosten von Netzbetreiber beziehen. Dies könnte als Anreizinstrument für Gruppen von Netzbetreiber angedacht werden, sofern für die Gruppe selbst kein Effizienzvergleich in der heutigen Form möglich ist. Der Sharing Mechanismus kann dabei Betriebskosten, Ersatz- und/oder Erweiterungsinvestitionen umfassen.

Die praktischen Erfahrungen mit Sharing Mechanismen für einen größeren Anteil von Kosten zeigt, dass diese in der Regel auf mehrjährigen Plankosten der Netzbetreiber beruhen. Die Möglichkeit, von der Unterschreitung der Plankosten zu profitieren, bildet den entsprechenden Kostenanreiz.

Nach Beendigung der Regulierungsperiode werden zur Berechnung des Bonus/Malus aus dem Sharing Mechanismus die Ist-Kosten mit den Plankosten verglichen und die Differenz zwischen den Netzbetreibern und Netzkunden aufgeteilt. Eine zentrale Herausforderung bei diesem ex-post Abgleich besteht darin, zwischen Kosteneffizienz und Untererfüllung bei der Leistungserbringung zu unterscheiden. Nur für den ersten Fall sollte der Netzbetreiber einen finanziellen Vorteil erhalten. Für Kostenunterschreitungen, die aus Nichterfüllung der Leistungserbringungen bzw. einer verzögerten Leistungserbringung erfolgen, sollte der Netzbetreiber keinen finanziellen Vorteil erhalten. Gleichzeitig sollte der Netzbetreiber allerdings auch nicht für durch ihn nicht beeinflussbare Kostenüberschreitungen „bestraft“ werden.

Das Risiko eines Regulierungssystems auf Basis von mehrjährigen Plankosten der Netzbetreiber besteht grundsätzlich in zwei Richtungen:

- **„Zu hohe Kosten“**: Die Information zu effizienten Kosten ist eine private Information der Netzbetreiber. Dadurch besteht das Risiko, dass das Unternehmen „zu hohe“ Plankosten angibt und die Unterschreitung der Plankosten dann als Effizienzgewinne gewertet werden. Das Risiko von „zu hohen“ Kosten betrifft die Netznutzer, die in der Folge zu hohe Netztarife zahlen müssen.
- **„Zu niedrige Kosten“**: Vom Netzbetreiber erstellte Plankosten für die Regulierungsperiode hängen von verschiedenen zugrunde liegenden Annahmen bzw. Szenarien ab. Für Netzbetreiber besteht dabei das Risiko, dass sich während der Regulierungsperiode die Rahmenbedingungen ändern und daraus höhere Kosten resultieren. Dieses Risiko betrifft den Netzbetreiber und hat zur Folge, dass er aufgrund der höheren Kosten sinnvolle Maßnahmen unterlässt und/oder diese trotzdem vornimmt und dadurch einen wirtschaftlichen Nachteil erleidet.

Diese Risiken von Plankosten sind allerdings nicht neu. In europäischen (und internationalen) Ländern, die schon über eine lange Erfahrung mit diesem Ansatz verfügen, wurden verschiedene Regulierungsinstrumente zum Umgang mit diesen Risiken erprobt. Die umfangreichsten Erfahrungen wurden dabei in England gesammelt.

Regulierung in England als relevantes praktisches Beispiel

Zur Vermeidung von „zu hohen" Kosten der Netzbetreiber hat Ofgem in RIIO1 für die Strom- und Gasnetzbetreiber den sog. Information-Quality-Incentive (IQI)[45] implementiert. Zielsetzung dabei war, dass die Netzbetreiber ihre finanzielle Auszahlung maximieren, wenn sie ihre „wahren" Kosten bekannt geben. Ofgem hat dazu eine Auszahlungsmatrix mit zwei wesentlichen Parametern bestimmt:

- „**Einmalzahlung**" – Höhe der einmaligen Bonus/Malus Zahlung zu Beginn der Regulierungsperiode für „wahrheitsgemäße" Kostenschätzungen (Plankosten);
- „**Efficiency rate**" – Anteil der Kosteneinsparungen, die bei Unternehmen verbleibt.

Ofgem bildete eine Verhältniszahl aus der eigenen Kostenschätzung und denen der Unternehmen. Diese Verhältniszahl gibt an, wie viel die Kostenschätzungen des Regulators und des Unternehmens voneinander abweichen und determiniert dadurch die Höhe der Einmalzahlung (d.h. je näher die Kostenschätzungen beieinander liegen, desto höher die Einmalzahlung und vice versa) sowie die ex-post „Efficiency rate" der Unternehmen (d.h., je näher die Kostenschätzungen beieinander liegen, desto höher die „Efficiency rate" und vice versa). Die wesentliche Herausforderung lag darin, die „wahren" Kosten zu bestimmen. Ofgem hat dies durch detaillierte Prüfungen der von den Netzbetreibern eingereichten Plankosten durchgeführt. Dabei wurden verschiedene Instrumente zur Kostenprüfung nebeneinander herangezogen (z.B. Prozesskosten-Benchmarking, Unit-Cost Vergleiche, TOTEX Effizienzvergleich mit Panel Daten, ingenieurwissenschaftliche Analyse zu Instandhaltungskosten).

In Vorbereitung auf RIIO2 evaluierte Ofgem den IQI Mechanismus[46] und nahm Anpassungen vor. Dabei wurde die IQI-Auszahlungsmatrix durch eine „confidence-dependent incentive rate" ersetzt, wobei der Anteil für Über-/Unterschreitung der Plankosten vom Vertrauen von Ofgem in die Prognose für bestimmte Kostentypen abhängt. Der Anreiz, „wahre" Kosten anzugeben, wird durch den neuen „Business Plan Incentive" adressiert. Der neue BPI besteht aus vier

45 Für eine Darstellung des IQI für Stromverteilernetzbetreiber in RIIO1 verweisen wir auf: Ofgem. (2014, November). RIIO-ED1: Final determinations for the slowtrack electricity distribution companies: Final decision (pp. 37ff).https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2014/11/riio-ed1_final_determination_overview_-_updated_front_cover_0.pdf

46 CEPA (2018, March), Review of the RIIO framework and RIIO-1 performance, Final Report for Ofgem.

Stufen und sieht für jede Stufe finanzielle Strafen und Belohnungen vor, welche die Qualität sowie die Kosten im Business Plan erfassen.[47]

Zur Vermeidung von „zu niedrigen“ Kosten verwendet Ofgem „Unsicherheitsmechanismen“. Dadurch sollen adressiert werden, dass sich über die gesamte Regulierungsperiode betrachtet, die zu Beginn der Regulierungsperiode getroffenen Planungsgrundsätze (z.B. zu Szenarien, Annahmen) nicht zutreffen und sich daraus Abweichungen zu den Plankosten ergeben. Das Spektrum der Unsicherheitsmechanismen reicht dabei von mechanistischen Anpassungen (d.h. Kosten werden automatisch aktualisiert) bis hin zu ad-hoc Anpassungen (d.h. Kosten werden neu evaluiert und ggfs. angepasst).

Anwendbarkeit auf Deutschland

Ein in die Zukunft gerichteter mehrjährige Geschäftsplan als Grundlage für eine auf einen Sharing Mechanismus basierende Regulierung würde ein Novum in der deutschen Regulierungspraxis für Gasnetze darstellen. Die Erfahrung aus England zeigt auch, dass die Implementierung solch eines Regulierungssystems sehr komplex und mit einem hohen Prüfungsaufwand der Regulierungsbehörde verbunden ist.

Bei der Implementierung dieses Regulierungsansatzes ist ein hoher administrativen Aufwand der Regulierungsbehörde und auch der Netzbetreiber zu erwarten. Dies betrifft bspw. den Detaillierungsgrad der Kosten- und Datenabfrage der Netzbetreiber, die Prüfung der Plankosten durch die Regulierungsbehörde, die Ausgestaltung von Unsicherheitsmechanismen, das Reporting der Netzbetreiber, die ex-post Prüfung der Plan-/Ist-Kosten zur Bestimmung des Bonus/Malus aus dem Sharing Mechanismus. Dieser höhere Aufwand ist mit dem erwarteten Nutzen für die Kosteneffizienz abzuwägen.

Für die Gruppe der Netzbetreiber im Abwicklungsbetrieb steht der Aufwand dieses Regulierungssystems in keinem Verhältnis zum Nutzen. Bei dieser Gruppe könnte analog zum Vorschlag der Bundesnetzagentur für Stromübertragungsnetzbetreiber ggf. sogar eine

47 Die erste Stufe bezieht sich dabei auf die Erfüllung von Mindestkriterien, die Ofgem in einem Leitfaden für die Erststellung des Business Plans definiert hat. In der zweiten Stufe können Netzbetreiber zusätzliche Aktivitäten vorschlagen, die einen zusätzlichen Nutzen für die Netzkunden („Consumer Value Propostions“) entfalten (z.B. Vorschläge zum Umgang mit vulnerablen Kunden, Vorschläge für Services für große Kunden). In der dritten Stufe prüft Ofgem die Kosten. Für Kosten, die der Netzbetreiber nicht ausreichend begründet hat und von Ofgem nicht anerkannt werden, kann eine Strafzahlung erfolgen. Die vierte Stufe bezieht sich beispielsweise auch auf ambitionierte Kostenziele, welche von den Unternehmen sich selbst gegeben werden. Die finanziellen Anreize aus dem BPI sind mit +/-2% der Gesamtkosten begrenzt. Im Ergebnis gilt, dass kein Unternehmen in der Stufe 1 eine Strafzahlung erhalten hat. In der Stufe 2 hat Ofgem drei „Consumer Value Propositions“ genehmigt. In der Stufe 3 erhielt kein Unternehmen eine Strafe und in der Stufe 4 erhielt ein Unternehmen eine finanzielle Belohnung. Für weitere Details zum “Business Plan Incentive” verweisen wir auf Ofgem. (2022, November). RIIO ED2 Final Determinations Overview document (pp. 64ff). https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/2022-11/RIIO-ED2%20Final%20Determinations%20Overview%20document.pdf

jährliche plankostenbasierte Cost-Plus-Regulierung[48] in Erwägung gezogen werden, insbesondere dann, wenn für die Stilllegungskosten ein Anreizinstrument implementiert ist.

Für eine klar abgrenzbare Gruppe von Netzbetreibern, bei denen ein Effizienzvergleich im heutigen Sinne keine verlässlichen Ergebnisse liefert, könnte ein Sharing Mechanismus auf Basis von mehrjährigen Plankosten eine Regulierungsoption sein. In diesem Fall wird die Regulierungsbehörde eine Prüfung der Angemessenheit der Plankosten durchführen. Hierfür könnten Benchmarkingmethoden (z.B. Partialbenchmarks, Unit-Cost Benchmarks, Prozesskostenbenchmarks) zur Prüfung der Angemessenheit herangezogen werden und die Ergebnisse der Prüfung auf die Kosten angewandt werden.

6.6 Schlussfolgerungen zur Verwendung des Prüfrasters ab RP6

Aufgrund signifikanter Unsicherheiten hinsichtlich der Ausgestaltung des zukünftigen Regulierungsrahmens und fehlender Daten für eine empirische Analyse ist nur eine in Teilen vollständige Anwendung des Prüfrasters für die zukünftigen Regulierungsperioden ab RP6 möglich. Auf dieser Basis lassen sich bereits aus heutiger Sicht mögliche Herausforderungen für eine Weiterentwicklung des Effizienzvergleichsregimes aufzeigen und korrespondierende Lösungsoptionen diskutieren. Dabei ist zu betonen, dass die entsprechenden Ausführungen kein Präjudiz für die Ergebnisse einer zukünftigen vollständigen Anwendung darstellen.

Im Gegensatz zu RP5 stellen sich bei der Nutzung des Prüfrasters grundsätzliche Fragen hinsichtlich der Durchführbarkeit des Effizienzvergleichs, da wie in **Kapitel 3** veranschaulicht, die Folgen der Gasnetztransformation insbesondere nach dem Jahr 2035 substantielle Auswirkungen haben werden. So ist anzunehmen, dass sprunghafte Entwicklungen des Sektors insbesondere in Bezug auf Stilllegungen keine Randerscheinung mehr darstellen und Umwidmungen von Netzgebieten oder Teilsträngen von Methan auf Wasserstoff signifikant an Bedeutung gewinnen, mit entsprechenden Auswirkungen auf die Kostenbasis und Versorgungsaufgabe der Netzbetreiber.

Aus heutiger Sicht stellen insbesondere folgende Aspekte mögliche Herausforderungen für die zukünftige Durchführung des Effizienzvergleichs dar:

- **In Teilen reduzierte Vergleichbarkeit der Kostenbasis** – Die Anlagen- und Kostenbasis der Netzbetreiber kann sich aufgrund von zunehmenden Stilllegungen und Umwidmungen kontinuierlich und zum Teil auch sprunghaft verkleinern, wobei die Netzbetreiber hiervon aufgrund von KANU 2.0 zum Teil sehr unterschiedlich betroffen sein können. Um weiterhin die notwendige Vergleichbarkeit der (Gesamt-)Kostenbasis für den Effizienzvergleich gewährleisten zu können, bieten sich verschiedene

[48] Große Beschlusskammer Energie, Eckpunkte zur Festlegung eines Regulierungsrahmens für Übertragungsnetzbetreiber, März 2025.

Lösungsoptionen an, die wir in Teilen bereits für RP5 diskutiert haben (siehe **Abschnitt 5**). Hierbei ist es sinnvoll, zunächst kleinere Anpassungen an der Kostenbasis in Erwägung zu ziehen, wie beispielweise Kostenstandardisierungsrechnungen, bevor zu „stärkeren" Maßnahmen gegriffen wird. Sollten die Anpassungsmaßnahmen bei den Gesamtkosten nicht zu einem angemessenen Niveau der Vergleichbarkeit der Kosten führen und keine plausiblen Effizienzvergleichsmodelle auf Basis von Gesamtkosten identifizierbar sein, ist langfristig auch das Abstellen auf einen Betriebskosteneffizienzvergleich in Erwägung zu ziehen.

- **Zunahme der Rückstellungen für Stilllegungskosten** – Das Grundproblem bei Stilllegungsrückstellungen aus Sicht des Effizienzvergleichs ist das zeitliche Auseinanderfallen der Kostenwirksamkeit im Jahr der Rückstellungsbildung und der Zeitpunkt der durchgeführten Stilllegung als „Leistung". Hieraus können verzerrte Effizienzwerte resultieren, insbesondere wenn keine expliziten Leistungsparameter wie z.B. geplante Stilllegungen im Effizienzvergleich implementiert werden, die den Rückstellungen gegenüberstehen. Darüber hinaus unterscheiden sich Stilllegungsaktivitäten strukturell von den übrigen Dimensionen der Versorgungsaufgabe eines Netzbetreibers.

  Zur Lösung des Problems bietet es sich an, die entsprechenden Rückstellungen aus der Kostenbasis für den Effizienzvergleich herauszurechnen. Ergänzt werden kann dies durch eine flankierende separate Beanreizung der Stilllegungskosten durch einen alternativen Mechanismus, zum Beispiel einen „Sharing-Mechanismus".

- **Sprunghafte Veränderungen der Versorgungsaufgabe der Netzbetreiber** – Sprunghafte Veränderungen der Versorgungsaufgabe können ggf. die strukturelle Vergleichbarkeit zwischen Unternehmen einschränken, falls sie zu einem Auseinanderfallen von Kostenbasis und Outputs führen können. Es ist im Einzelfall auf Basis empirischer Daten zu prüfen, ob und inwieweit dieser Fall in der Praxis auftritt und den Effizienzvergleich verzerren könnte.

- **Potenziell objektiv abgrenzbare Gruppen von Netzbetreibern** – Bei der Durchführung des Effizienzvergleichs ist zu prüfen, inwieweit objektiv abgrenzbare Subgruppen von Netzbetreibern gebildet werden müssen, um ein angemessenes Niveau an Vergleichbarkeit sicherzustellen. Neben der potenziellen bereits für RP5 identifizierten Subgruppe von Netzbetreibern ohne Konzessionsgebiet könnte dies perspektivisch z.B. für eine Gruppe von „Netzbetreibern im Abwicklungsbetrieb" der Fall sein. Da diese Netzbetreiber eine strukturell von der Gasverteilung unterscheidbare Versorgungsaufgabe erfüllen, wäre ggf. eine Entfernung aus der Stichprobe in Erwägung zu ziehen.

  Bei kleinen Stichproben stellen sich perspektivisch Herausforderungen hinsichtlich der zur Anwendung kommenden Methoden der Effizienzmessung.

  - Für Netzbetreiber im Abwicklungsbetrieb könnten analog zum Vorschlag der Bundesnetzagentur für Stromübertragungsnetzbetreiber ggf. eine jährliche

plankostenbasierte Cost-Plus-Regulierung in Erwägung gezogen, insb. wenn Stilllegungskosten separat beanreizt werden (siehe oben).

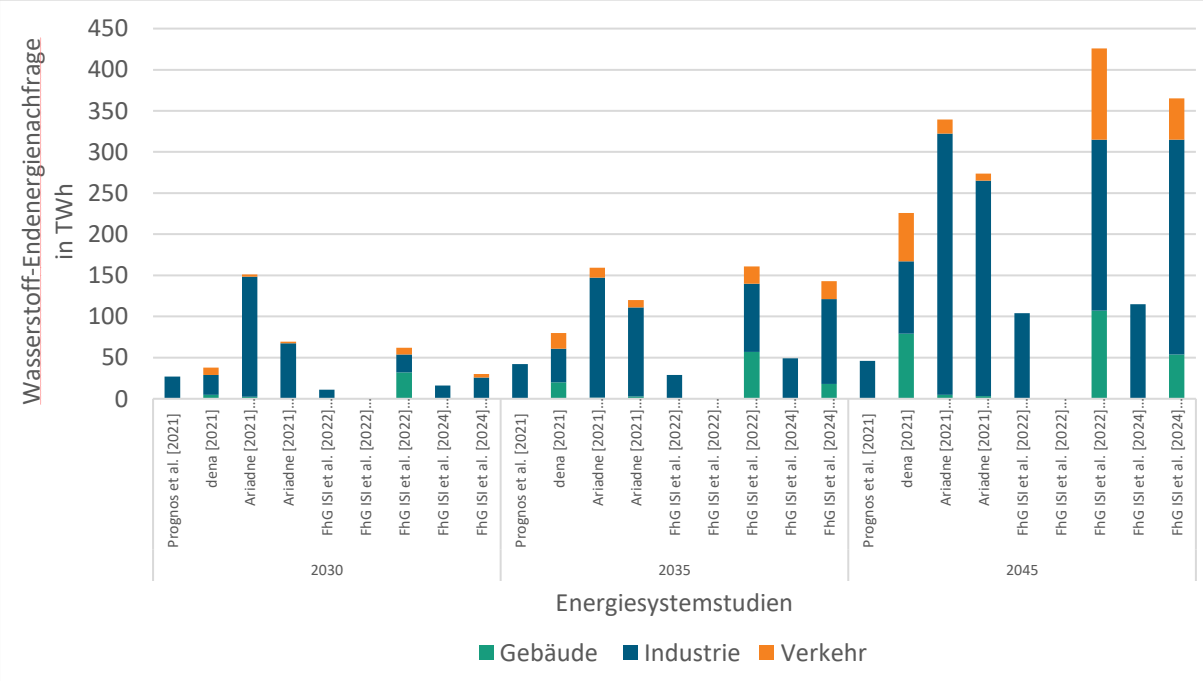
- Für Netzbetreiber mit fortlaufender Versorgungsaufgabe (zum Beispiel NoKG) stehen verschiedene Optionen zur Verfügung, wie z.B. nicht-parametrische Benchmarking-Verfahren wie DEA, Anwendung durchschnittlicher Effizienzwerte der verbleibenden Stichprobe, ggf. gemeinsames Benchmarking mit den FNB oder alternative Anreizmethoden wie ein Sharing Mechanismus auf Basis von mehrjährigen Plankosten. Die Alternativen wären auf Basis der Charakteristik der Netzbetreibergruppe und der empirischen Daten zu prüfen.

- **Umsetzungsaufwand** – In den nachfolgenden Regulierungsperioden könnte der Aufwand für die Durchführung des Effizienzvergleichs ansteigen. Neben Anpassungen bei der Datenerhebung (Vergleichbarkeitsrechnung der Kosten, Ableitung neuer oder komplexerer Outputparameter), einer Erhöhung der Frequenz der Durchführung bei einer dreijährigen Regulierungsperiode ist hier auch die Implementierung unterschiedlicher Modelle zur Effizienzermittlung oder Anreizinstrumente für Subgruppen zu nennen. Essentiell für die weitere Durchführung des Effizienzvergleichs ist, dass der zu erwartende Nutzen der Durchführung größer ist als der Aufwand.

Annex A Details zur Entwicklungstendenz „Umwidmung zu Wasserstoffnetzen“

In Bezug auf die Entwicklungen der Wasserstoffnachfrage zeigen die betrachteten Studien insbesondere zwischen 2035 und 2045 einen Anstieg der Nachfrage, wie **Abbildung 16** illustriert. Nur wenige Studien sehen hierbei eine Nachfrage im Gebäudesektor, sondern der Großteil der Nachfrage wird im Industriesektor erwartet. Während die großen Chemie- und Stahlstandorte in der Planung des Wasserstoffkernnetzes berücksichtigt wurden, ist noch offen wie Wasserstoffnachfragen der Glas-, Keramik-, Zement- und Kalkindustrie versorgt werden[49]. Gerade diese Industriebranchen werden heutzutage tendenziell über das Gasverteilnetz versorgt[50], sodass zukünftig zumindest einzelne Leitungen für eine Verteilung von Wasserstoff umgerüstet oder gar neugebaut werden könnten.

Abbildung 16 Entwicklung der Wasserstoffnachfrage in verschiedenen Energiesystemstudien



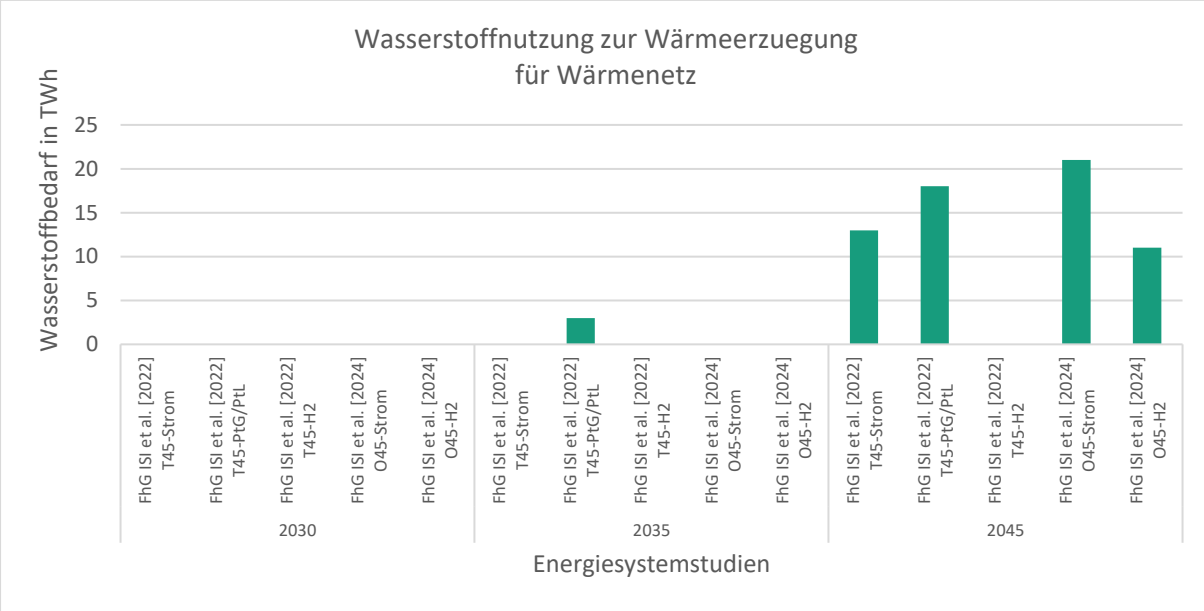
Quelle: Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut (2021): Klimaneutrales Deutschland 2045. Im Auftrag von Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende und Agora Verkehrswende. dena (2021): dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität. Kopernikus-Projekt Ariadne (2021): Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045. Fraunhofer ISI, Consentec, IFEU, und TU Berlin (2022, 2024): Langfristszenarien. im Auftrag des BMWK.

49 Fraunhofer ISI (2024): CO_2-neutrale Prozesswärme durch Elektrifizierung und Einsatz von Wasserstoff.

50 Oberle, S.; Neuwirth, M.; Gnann, T., Wietschel, M. (2022): Can Industry Keep Gas Distribution Networks Alive? Future Development of the Gas Network in a Decarbonized World: A German Case Study. https://doi.org/10.3390/en15249596

Neben dem Industriesektor zeigen die Studien auch einen gewissen Einsatz von Wasserstoff zur Wärmeerzeugung für Wärmenetze wie **Abbildung 17** beispielhaft für die Szenarien der Langfristszenarien verdeutlicht. Diese Nachfrage kann dazu führen, dass bis 2045 zumindest in einigen Gasverteilnetzen eine Umstellung auf Wasserstoff stattfindet. Zu beachten ist dabei, dass auch die höchsten hier wiedergegebenen Werte (ca. 20 TWh) unter 10% des heutigen Niveaus liegen.

Abbildung 17 Entwicklung des Wasserstoffbedarfs zur Wärmeerzeugung für Wärmenetze



Quelle: Fraunhofer ISI, Consentec, IFEU, und TU Berlin (2022, 2024): Langfristszenarien. Im Auftrag des BMWK. URL: https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-de/index.php. Zuletzt geprüft am 12.12.2024

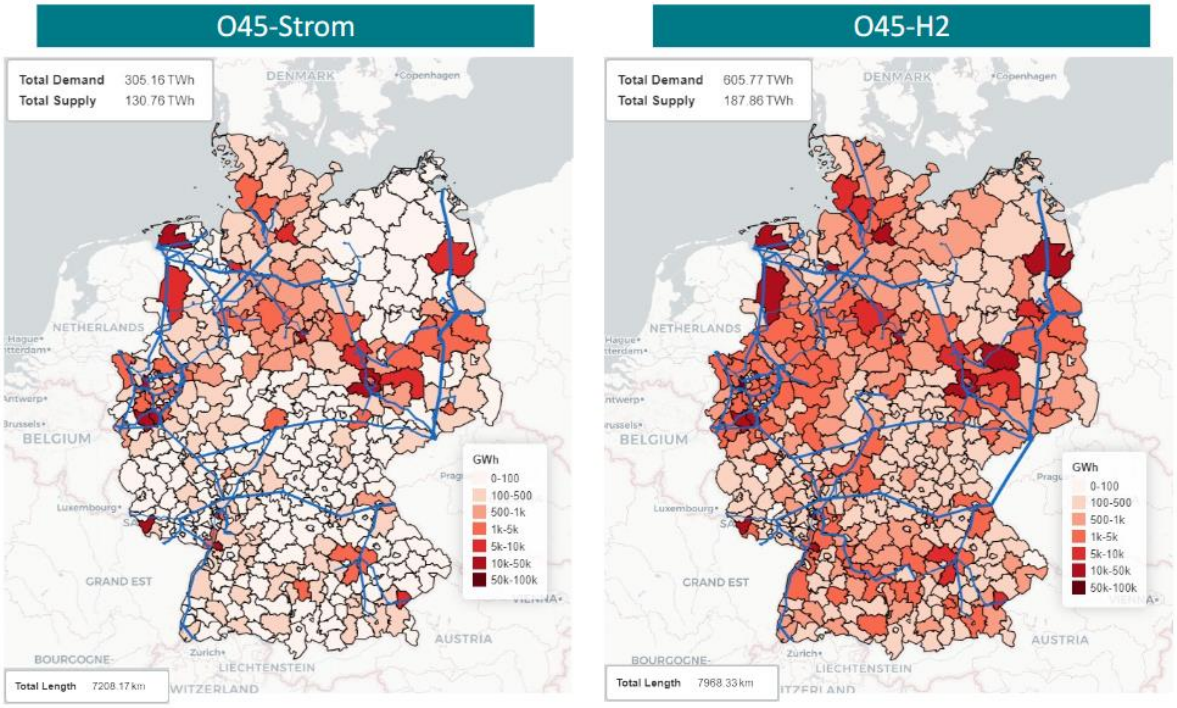
Um eine kohärente Orientierung bei der Transformation des Energiesystems zu erreichen, wird nach § 12a EnWG von der Bundesregierung eine Systementwicklungsstrategie alle vier Jahre vorgelegt. Diese dient zur Orientierung insbesondere für die Netzentwicklungspläne Strom und Gas/ Wasserstoff und wirken sich somit auch auf die Verteilnetzebene aus. Die zentrale wissenschaftliche Grundlage für die Systementwicklungsstrategie 2024 sind die O45-Szenarien der Langfristszenarien.

Die regionale Verteilung der Wasserstoffnachfrage variiert erheblich in den beiden O45-Szenarien[51] und wird in **Abbildung 18** dargestellt. Im O45-Strom Szenario (**Abbildung 18** links) gibt es verschiedene Nachfragecluster vorrangig im Norden von Deutschland, welche

[51] TU Berlin et al. (2024): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland. Orientierungsszenarien - Modul Gasnetze. Webinar. URL: LFS3_O45_20240702_Webinar_O45_TUBER_v2short.pdf. Zuletzt geprüft am 12.12.2024

über das Wasserstofftransportnetz versorgt werden. Hingegen führt die Wasserstoffnachfrage im O45-H2 Szenario auf Grund der Nachfrage im Wärmesektor zu einer breiten Verteilung der Nachfrage in ganz Deutschland, so dass vereinzelt eine Versorgung über Verteilnetze notwendig wird.

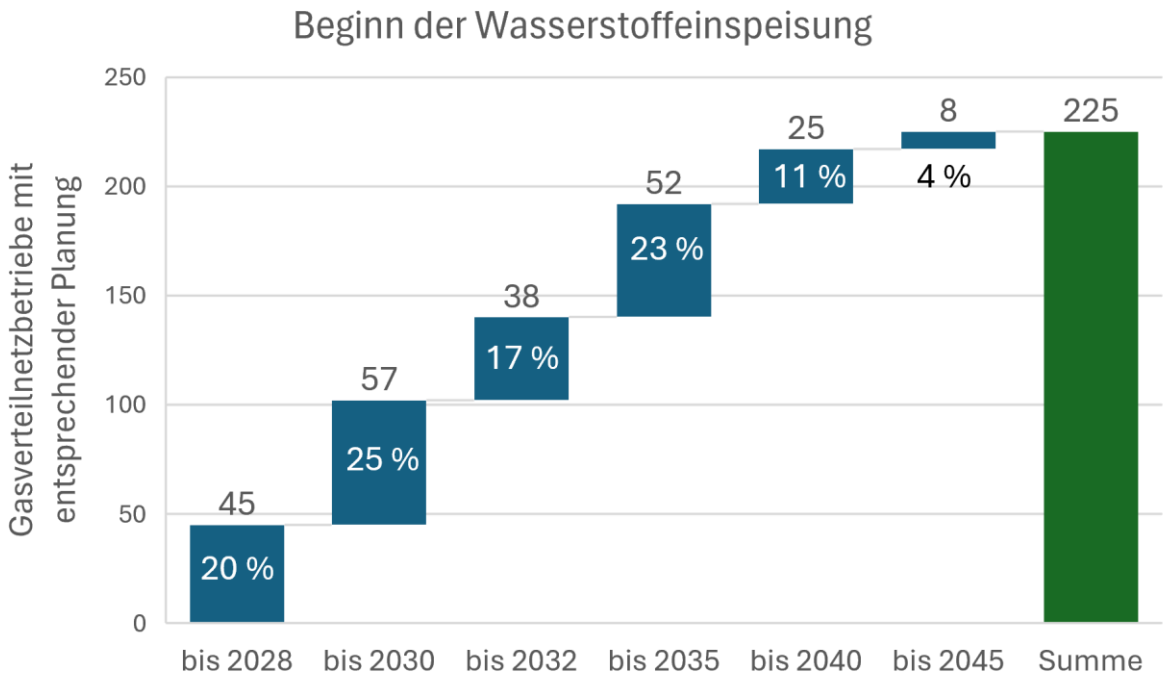
Abbildung 18 Regionale Verteilung der Wasserstoffnachfrage in den O45-Szenarien der Langfristszenarien



Quelle: DVGW (2024): Der Gasnetzgebietstransformationsplan. Ergebnisbericht. URL: Ergebnisbericht-2024-des-GTP.pdf. Zuletzt geprüft am 12.12.2024

Im Gegensatz zu den Szenarienstudien zeigt der Gasnetztransformationsplan (GTP) 2024 bereits recht früh erste geplante Wasserstoffeinspeisungen, wie **Abbildung 19** illustriert.

Abbildung 19 Zeitliche Verteilung der geplanten Ersteinspeisungen von Wasserstoff



Quelle: DVGW (2024): Der Gasnetzgebietstransformationsplan. Ergebnisbericht. URL: Ergebnisbericht-2024-des-GTP.pdf. Zuletzt geprüft am 12.12.2024

Annex B Schlussfolgerungen für den Effizienzvergleich der Fernleitungsnetzbetreiber

B.1 Versorgungsaufgabe und Entwicklungstendenzen Gasfernleitungsnetzbetreiber

Transformationsprozesse bei den Fernleitungsnetzbetreibern

Die Transformation der Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) weist Parallelen zu den Entwicklungen auf Verteilnetzebene auf, folgt jedoch eigenen Dynamiken. So werden Veränderungen in der Nachfrage und Leistung im Verteilnetz indirekt an das Fernleitungsnetz weitergegeben. Ein langfristiger Rückgang der Erdgasnachfragen kann sich auch hier bemerkbar machen, allerdings nicht zwangsläufig in derselben Form wie im Verteilnetz. Besonders die Abschaltung ganzer Netzgebiete auf Verteilnetzebene kann dazu führen, dass einzelne Leitungen und Übergabestationen im Fernleitungsnetz nicht mehr benötigt werden.

Darüber hinaus gibt es im Fernleitungsnetz auch Ausspeisepunkte, die direkt industrielle Großkunden versorgen – insbesondere in der Stahl- und Chemieindustrie mit traditionell hohen Erdgasverbräuchen. Auch hier könnte eine sinkende Nachfrage dazu führen, dass einzelne Leitungen obsolet werden.

Gleichzeitig bleibt das Fernleitungsnetz eine zentrale Infrastruktur für den überregionalen Gastransport innerhalb Deutschlands, sowie für den internationalen Transit. Diese Funktion wird es auch in den kommenden Regulierungsperioden weiterhin erfüllen.

Dennoch ergeben sich neue Anforderungen und Veränderungen der Transportaufgabe, die zum Teil auch unabhängig von der Energiewende relevant geworden sind. So wurden zum Beispiel in den vergangenen Jahren große Pipelines, die aus dem Nordosten Deutschlands Erdgas transportieren, weniger relevant, und stattdessen die Transitkapazitäten im Nordwesten des Landes umso wichtiger. Derartige Verschiebungen der Haupttransitrouten können auch im Rahmen der Energiewende weiter auftreten. So können in einigen Netzgebieten noch weitere sogenannte erdgasverstärkende Maßnahmen stattfinden, während in anderen bereits im großen Stil Stilllegungen und Umwidmungen durchgeführt werden.

Auf Transportebene gibt es bereits konkrete Umwidmungspläne im Rahmen der Planungen für das Wasserstoffkernnetz. Je nach Szenario werden bis 2050 hohe Leistungen im Wasserstofftransportnetz abgefragt, da dieses insbesondere Speicher und H2-Rückverstromungskraftwerke für die Dunkelflauten miteinander verbindet. Somit könnte der Umwidmungsanteil langfristig deutlich größer sein als in Verteilernetzen, die vor allem

Haushalte bedienen, die ggf. zukünftig nicht mit Wasserstoff heizen werden. Neben der Stilllegung von Leitungen kann zudem auch deren Speicherwirkung als Höchstlastpuffer für Wasserstoff relevant werden.

Somit wird die Stilllegung für große Transportleitungen gegebenenfalls weniger relevant. Andererseits könnten gerade Anbindungsleitungen von den großen Transitpipelines zu den Verteilnetzen langfristig stillgelegt werden. Die Transportaufgabe entwickelt sich also vermehrt hin zu Transit und überregionalem Transport (horizontaler Transport) und weg von der Anbindung von Verteilnetzen und Industriestandorten (vertikaler Transport). Da bei den Fernleitungsnetzbetreibern eine gewisse Heterogenität in Bezug auf die Verteilung der Aufgabe vertikaler vs. horizontaler Transport besteht, kann es hier zu einer Verstärkung der Heterogenität kommen. Im Effizienzvergleich der FNB könnte diese Art der Heterogenität durch den Parameter „horizontaler Transportanteil“ gegebenenfalls abgebildet werden.

Unterschiede bei Stilllegung und Umwidmung gegenüber den VNB

Bei der Umwidmung auf Wasserstoff kommen aufgrund der verwendeten Rohrleitungen (Stahl, höhere Druckniveaus und Durchmesser) höhere Kosten auf die Betreiber zu, da für einen größeren Teil der Infrastruktur umfangreiche Materialprüfungen, Leitungsanpassungen und gegebenenfalls der Austausch von Komponenten erforderlich sind, um die Sicherheit und Integrität des Netzes zu gewährleisten. Auch bei der Stilllegung kann es aufgrund der Materialien und großen Durchmesser bis 1400 mm ebenfalls für einen größeren Anteil der Leitungen nötig sein, diese aus dem Boden zu entnehmen (Rückbau) oder zu verdämmen (Versiegelung und Verdämmung). In Verteilernetzen hingegen, die überwiegend kleinere Durchmesser aufweisen und in denen die Leitungen oft aus Kunststoff bestehen, kann ein größerer Anteil der Leitungen zwar potenziell unverändert verbleiben, dennoch sind auch hier Maßnahmen wie Entgasung, Inertisierung sowie gegebenenfalls der Austausch bestimmter Komponenten erforderlich.

Aus diesen Gründen sind auf Transportebene erheblich höhere Kosten für die Stilllegungen zu erwarten. Auch für Stilllegungen auf der Transportnetzebene sollten Stilllegungspläne erstellt werden. Die Überlegungen zu den Parametern, die in Bezug auf Stilllegung erfasst und entsprechend für die Bewertung der Stilllegungskosten getrennt vom Effizienzvergleich ausgewertet werden sollten, gelten auch hier (vgl. **Abschnitt 3.4**). Zusätzlich müssen zur Ermittlung der Stilllegungskosten der FNB auch die Kosten für die Stilllegung von Verdichterstationen in Betracht gezogen werden. Die Netzentwicklungspläne bilden eine gute Grundlage zur Bewertung der Transformationsprozesse. Zusätzlich sollten Stilllegungspläne erstellt werden oder Stilllegungspläne in die Netzentwicklungspläne mit aufgenommen werden.

Auch bei den FNB muss beobachtet werden, ob Leitungslängen und -volumina die tatsächliche Versorgungsaufgabe (Bereitstellung von Transportkapazitäten über ein Gebiet)

im richtigen Maße abbilden. Wenn also z.B. die JHL im Vergleich zu den in Betrieb befindlichen Leitungsvolumina deutlich abnimmt, kann es sein, dass das Leitungsvolumen die Versorgungsaufgabe nicht korrekt abbildet, bzw. der Betreiber weniger stilllegt oder zur Umwidmung freigibt als nötig. Das Transportmoment und das Transportwurzelmoment, die im Effizienzvergleich der FNB bereits etabliert sind, können hier Abhilfe leisten und beziehen so das Rohrvolumen auf die bereitgestellte Kapazität. Zu erwähnen ist jedoch, dass die Ermittlung des Transportmoments und Transportwurzelmoments mit verschiedenen Schwierigkeiten behaftet ist.[52]

B.2 Implikationen für den Effizienzvergleich der FNB

Das für die VNB abgeleitete Prüfraster eignet sich im Grundsatz auch für die Anwendung bei den FNB. Dies gilt trotz materieller Unterschiede hinsichtlich der zukünftigen Versorgungsaufgabe und im Detail abweichender Entwicklungstendenzen. Die wesentlichen Kriterien für die zukünftige Durchführbarkeit des Effizienzvergleichs der FNB sind dieselben: Die Vergleichbarkeit der Netzbetreiber hinsichtlich Kostenbasis und Versorgungsaufgabe (Stufe 1), die methodische Durchführbarkeit (Stufe 2) und die Anwendung in der Regulierung (Stufe 3).

Bei der Anwendung des Prüfrasters sind – auch wenn sich prinzipiell dieselben Herausforderungen stellen – Unterschiede gegenüber der Anwendung bei den VNB zu erwarten. Dies liegt neben den zuvor beschriebenen Abweichungen in den Transformationsprozessen auch an den heute schon geltenden Unterschieden beim Effizienzvergleich der FNB. Beispielhaft genannt seien die deutlich geringere Stichprobengröße oder zum Teil abweichende Kostentreiber.

Folgende Aspekte sind bei der Durchführung der Analyse für die FNB von besonderer Bedeutung:

- **Vergleichbarkeit der Kostenbasis** – KANU 2.0 wurde im Basisjahr 2025 noch von keinem FNB angewandt, da eine Anwendung im Gegensatz zu den VNB erst ab dem Jahr 2026 möglich ist. Daher ist in RP5 zumindest für die Bestandsanlagen bis zum Aktivierungsjahr 2022 weiterhin von einer Vergleichbarkeit der Kostenbasis auszugehen, wie sie in der Vergangenheit bestand. Inwieweit die Vergleichbarkeit durch die ursprüngliche KANU-Festlegung, die für Neuanlagen ab dem Aktivierungsjahr 2023 (für LNG-Anbindungsanlagen bereits ab 2022) galt, im Basisjahr 2025 beeinflusst ist, wäre gegebenenfalls noch zu prüfen. Gleichwohl steht auch hier bereits in der bisherigen Ausgestaltung der Anreizregulierung mit den standardisierten Kosten eine dämpfende Komponente für die potentiell nachteilige Wirkung von KANU auf den Effizienzwert zur

52 Siehe Swiss Economics et al. (2023) „Kostentreiberanalyse und Effizienzvergleich der deutschen Fernleitungsnetzbetreiber zur vierten Regulierungsperiode“.

Verfügung. Ab RP6 mit dem Basisjahr 2030 besteht auch für die FNB die Möglichkeit, dass KANU 2.0 Auswirkungen auf den Effizienzvergleich hat, was entsprechend zu untersuchen wäre.

- **Stilllegungskosten** – Die Kosten für Stilllegungen im Fernleitungsnetz sind aus den oben genannten Gründen erwartungsgemäß höher als im Verteilnetz. Damit können die Stilllegungskosten bzw. die Rückstellungen für Stilllegungskosten potenziell zu einem größeren Maße zu Verzerrungen in der Effizienzmessung führen, wenn dieser Teil der Kostenbasis für den Effizienzvergleich bleiben (vgl. **Abschnitt 3.4.3** und **5.2**). Daher ist auch für Fernleitungsnetzbetreiber eine gesonderte Beanreizung der Stilllegungskosten in Erwägung zu ziehen.
- **Objektiv abgrenzbare Netzbetreiber** – Bis auf die Netzbetreiber im Abwicklungsbetrieb werden erwartungsgemäß keine anderen möglichen objektiv abgrenzbaren Netzbetreiber identifiziert werden. Dies liegt insbesondere an der für einen Effizienzvergleich geringen Stichprobengröße der FNB.
- **Zweigeteilte Versorgungsaufgabe** – Wie oben dargestellt, erfüllen FNB vertikale und horizontale Transportaufgaben. Dies unterscheidet sie von den VNB. Die unterschiedlichen Versorgungsaufgaben werden durch die Transformationsprozesse ggfs. unterschiedlich beeinflusst. So ist zu erwarten, dass Netze mit größerem vertikalen Transportanteil einen erhöhten Stilllegungs- bzw. Umwidmungsanteil haben. Dies gilt es im Effizienzvergleich entsprechend zu berücksichtigen.
- **Prüfung GIS-basierter Paramater zur Abbildung der Versorgungsaufgabe** – Durch die kleinere Stichprobengröße und insgesamt überschaubarere Netzinfrastruktur, besteht die Möglichkeit, exaktere GIS-basierte Parameter verwenden, wie zum Beispiel das Transportmoment, Transportwurzelmoment oder die konvexe Hülle. Derartige Parameter bieten den Vorteil, Transformationsprozesse besonders gut abzubilden. Allerdings kann gerade beim Transportmoment bzw. Transportwurzelmoment die kostentreibende Wirkung der Nachfrage in Bezug auf die CAPEX im Sinne der Jahreshöchstlast oder Jahresarbeit im Rahmen der Transformation überschätzt werden.

B.3 Alternative Anreizinstrumente

Die Versorgungsaufgabe für Fernleitungsnetzbetreiber wird absehbar, wenn auch erwartungsgemäß in einem geringeren Umfang als bei den VNB, zurückgehen. Dennoch ist im Grundsatz von einer im Zeitverlauf zunehmenden Heterogenität hinsichtlich der zukünftigen Versorgungsaufgaben auszugehen, bei einer im Vergleich zu den VNB signifikant niedrigeren Stichprobengröße.

Perspektivisch könnten die folgenden alternativen Anreizinstrumente geprüft werden:

- **Verbleibende Versorgungsaufgabe**: Sollte sich die Durchführbarkeit des Effizienzvergleichs bei den FNB z.B. aufgrund einer Verkleinerung der Stichprobe als nicht mehr sachgerecht erweisen, könnten folgende Ansätze zur Anwendung kommen:
  - „Cost-Plus“-Verfahren (wie derzeit für Übertragungsnetzbetreiber im Bereich Strom diskutiert) mit ergänzender Anreizsetzung z.B. durch ein Betriebskosten-Benchmarking oder partielle Effizienzvergleiche für Einzelkostenpositionen;
  - Ergänzung dieser Anreizmechanismen durch einen Sharing-Mechanismus auf Basis der Betriebs- und Investitionskosten.
  - Prüfung, ob die FNB und NoKG ausreichend strukturell vergleichbar sind und somit ein gemeinsamer Effizienzvergleich in Frage kommt.
- **Stilllegungskosten**: Die Stilllegungskosten könnten, analog zur Diskussion bei den VNB, separat behandelt und von der übrigen Kostenbasis getrennt werden. Die Kosten könnten über alternative Mechanismen wie z.B. einen Sharing-Mechanismus beanreizt werden. Aufgrund des oben dargestellten zum Teil notwendigen Rückbaus werden die Kosten für die Stilllegungen grundsätzlich höher ausfallen als bei den VNB.
- **Umwidmungsaktivitäten**: Umwidmungsaktivitäten werden im Rahmen der Regulierung der Wasserstoffnetzbetreiber reguliert. Die Durchführung des Effizienzvergleichs im Bereich der Erdgasnetze ist hiervon nicht unmittelbar betroffen. Allerdings könnte die Übernahme von Restbuchwerten umgewidmeter Erdgasleitungen in die Kostenbasis der Wasserstoffnetze die Abschreibungserfordernisse im Bereich der Erdgasnetze vermindern und damit die Kostenbasis für die betroffenen Erdgas FNB-Aktivitäten vermindern. Inwieweit derartige Kostenreallokationen in der Praxis stattfinden und Effizienzvergleiche indirekt beeinflussen, wäre im Einzelfall auf Basis empirischer Daten zu prüfen.

Frontier Economics Ltd is a member of the Frontier Economics network, which consists of two separate companies based in Europe (Frontier Economics Ltd) and Australia (Frontier Economics Pty Ltd). Both companies are independently owned, and legal commitments entered into by one company do not impose any obligations on the other company in the network. All views expressed in this document are the views of Frontier Economics Ltd.