

# Impulse für eine Weiterentwicklung der Anreizregulierung auf dem Weg zur klimaneutralen Nutzung von Gasverteilnetzen

Daniel Fink, Kevin-Jan Groß und Yurdagül Taib

*Auf dem Weg zu einer klimaneutralen Energiewirtschaft erscheint die Verteilung von alternativen Gasen, wie etwa Wasserstoff, in den bestehenden Gasverteilnetzen ein sinnvoller Beitrag zu sein. Mithilfe welcher Instrumente und systematischer Anpassungen die bestehende Regulierung die Transformation der Gasverteilnetze über geeignete ökonomische Anreizwirkung unmittelbar unterstützen und beschleunigen kann, soll im Folgenden grundsätzlich diskutiert werden.*

## Zukünftige Nutzung des Gasverteilnetzes als H<sub>2</sub>-Infrastruktur

Die gemäß des Klimaschutzgesetzes angestrebte Neutralität der Treibhausgasemissionen und nicht zuletzt die anhaltende Energiekrise vor dem Hintergrund des Ukraine Konflikts haben den Bedarf für eine Substitution des Energieträgers Erdgas im deutschen Energiemix deutlich verstärkt. Um die wertvollen rund 550.000 km Gasnetz [1] auch über das Jahr 2045 hinaus und im Einklang mit klimapolitischen Zielsetzungen sinnvoll nutzen zu können, scheint die Durchleitung von klimaneutral erzeugtem Wasserstoff (H<sub>2</sub>) naheliegend. Schließlich existieren etliche denkbare Anwendungsfälle in Privathaushalten, Industrie- und Gewerbebetrieben sowie im Mobilitätssektor, die zur Dekarbonisierung der Wirtschaft beitragen können. Insbesondere die Verteilnetzbetreiber (VNB) können diese Nachfrage zukünftig bedienen.

## Transition zu H<sub>2</sub>-Readiness im Rahmen der Anreizregulierung

Netze, in denen ausschließlich H<sub>2</sub> durchgeleitet wird [2], werden insbesondere während der Transitionsphase unserer Einschätzung nach eher eine Ausnahme darstellen. Der Aufbau einer separaten Leitungsinfrastruktur für die H<sub>2</sub>-Verteilung in bereits erschlossenen Gebieten ist zudem volkswirtschaftlich nicht sinnvoll. Schließlich sind viele Industrie- und Gewerbebetriebe und rund die Hälfte aller Haushalte in Deutschland bereits über die bestehende Gasversorgung erschlossen [3]. Eine umfassende Ertüchtigung bzw. Aufrüstung bestimmter Komponenten der bestehenden Infrastruktur im Vorfeld an eine tatsäch-



Das bestehende Regulierungssystem für Gasverteilnetze sollte an spezifischen Stellen für den anstehenden H<sub>2</sub>-Transitionsprozess neu justiert werden

Bild: Adobe Stock

lich vermehrte Durchleitung von H<sub>2</sub>, sodass verschiedenste H<sub>2</sub>-Beimischungsanteile bis hin zu reinem H<sub>2</sub> zukünftig toleriert werden (H<sub>2</sub>-Readiness / H<sub>2</sub>-ready) [4], erscheint demzufolge als ein möglicher Weg hin zu zukunftsfähigen Netzen.

VNB in einem solchen H<sub>2</sub>-Transitionsprozess befinden sich nach wie vor in der Systematik der Anreizregulierung – bestehend aus ARegV, GasNEV und GasNZV. In der Konsequenz sind formal ausschließlich Kosten, die durch H<sub>2</sub>-Beimischung in den Grenzen der DVGW-Arbeitsblätter G 260 und G 262 entstehen, anerkennungsfähig und über Gasnetznutzungsentgelte refinanzierbar [5]. Die VNB stehen allerdings vor der Herausforderung, unter dem vornehmlich für den Energieträger Erdgas entworfenen Regulierungsrahmen die vorhandenen Gasverteilnetze (GVN) schon heute für die Anforderungen der Zukunft

zu ertüchtigen, ohne dabei ihre bestehende Versorgungsaufgabe zu vernachlässigen. Die an dieser Stelle anfallenden Kosten sollten daher grundsätzlich und unabhängig von Beimischungsgrenzen des Augenblicks regulatorisch anerkennungsfähig sein, um für die betroffenen Unternehmen die notwendige Planungssicherheit herzustellen.

Die anfallenden Transitionskosten sollten differenziert nach operativen Kosten (OPEX) und Investitionskosten (CAPEX) betrachtet werden. Diese werden im Rahmen der Anreizregulierung grundsätzlich unterschiedlich behandelt und entfalten daher unterschiedliche Erlöswirkungen für die VNB. Hieraus lassen sich in einem weiteren Schritt mögliche Erweiterungen und Anpassungen der Regulierungsmechanik ableiten, um im Vorgriff auf die Evaluierung des Regulierungsrahmens nach § 112b Abs. 1 EnWG Impulse zu

setzen. Dabei ist unser ausdrückliches Ziel, den Grundgedanken der bestehenden Anreizregulierung beizubehalten.

## H<sub>2</sub>-Transitionsprozess der bestehenden Gasnetzinfrastruktur

Für den Netz-Transformationsprozess hat die Projektgruppe H<sub>2</sub>vorOrt einen Gasnetzgebietstransformationsplan (GTP) als rollierenden Drei-Schritte-Plan ausgearbeitet, der in Deutschland die Umstellung der GVN auf H<sub>2</sub>-Readiness begünstigen soll. Ausgehend von einer Einspeiseanalyse erfolgt eine Kapazitäts- und Kundenanalyse sowie eine technische Analyse des Netzgebietes [4]. Den Maßnahmen der Schritte des GTP entsprechend können potenzielle Kostentreiber für OPEX und CAPEX identifiziert werden.

### Einspeiseanalyse

Zuerst ist im Rahmen der Einspeiseanalyse die bestehende bzw. unmittelbar anstehende Einspeisung dezentral erzeugter Gase in das bestehende GVN zu prüfen und zu ermitteln. Hierbei ist nicht mit signifikanten zusätzlichen OPEX zu rechnen, weil VNB in der Regel ihre Netzgebiete bezüglich Einspeisepunkten und -entwicklungen gut genug kennen. Aus der Analyse der Einspeisesituation kann jedoch folgen, dass für den H<sub>2</sub>-ready-Betrieb Anlagen zur Gasbeschaffungs- und Brennwertnachverfolgung nachgerüstet oder neu errichtet werden müssen. Dementsprechend können CAPEX für Umrüstung oder Einbau von, im bisherigen Betrieb nicht zwingend erforderlicher, Fernwirk-, Messtechnik und Sensorik resultieren. Ebenso vorstellbar sind Anlagen, die zur Abscheidung von bestimmten Gasbestandteilen benötigt werden.

### Kapazitäts- und Kundenanalyse

Der zweite Schritt gemäß GTP umfasst eine Kapazitäts- und Kundenanalyse der VNB. Mithilfe dieser sollen die möglichen Umstellreihenfolgen und -zeitpunkte ermittelt werden. Hierfür müssen sich die VNB in einem iterativen Verfahren mit nachgelagerten und vorgelagerten Netzbetreibern eng abstimmen. Resultierend aus diesem Abstimmungsprozess kann ein erhöhter Personalaufwand für die Datenerfassung zu lieferbaren Gas-mengen und -zusammensetzungen sowie durch den iterativen Verfahrenscharakter entstehen. Neben diesen OPEX können

durch die Erschließung neuer H<sub>2</sub>-interessierter Kunden zusätzlich CAPEX anfallen.

### Technische Analyse

Im letzten Schritt erfolgt die technische Analyse aller bestehenden Netzkomponenten. Eine umfangreiche Netzdatenbank, ausreichende Kompatibilität der Materialien und das Vorliegen eines hydraulischen GVN-Modells können den Umstellungsprozess begünstigen. Sollten diese Umstände mangels ausreichender Dokumentation oder durch eine unvorteilhafte Ausgangslage für einen VNB nicht gegeben sein, können, bspw. aufgrund von aufwendigen technischen Erfassungsmaßnahmen, Mehrkosten entstehen. In der Abbildung sind potenzielle Kostentreiber aufgelistet, die zu einem Anstieg der OPEX als auch der CAPEX führen können.

Insgesamt zeigt die nicht abschließende Auflistung von notwendigen Maßnahmen zur H<sub>2</sub>-ready-Transformation der GVN, dass umfassende zusätzliche Kosten auf die VNB zukommen können. Dabei kristallisiert sich nach unserer Analyse heraus, dass der Mehraufwand in Form von OPEX (Wartung und Instandhaltung, Personalaufwand, Aus- und Weiterbildung sowie punktuelle technische Anpassung der bestehenden Infrastruktur) jedenfalls in der ersten Phase der Transition eine dominierende Rolle einnehmen dürfte. Das Ausmaß der CAPEX im Rahmen der

H<sub>2</sub>-Transition hängt dagegen noch mehr von der bestehenden Netzinfrastruktur des jeweiligen VNB ab und ist noch stärker variabel und individuell steuer- und bestimmbar.

## H<sub>2</sub>-Transition im Kontext der Anreizregulierung

Das Kernelement der Anreizregulierung ist ein bundesweiter Effizienzvergleich aller VNB ab einer bestimmten Größe – kleinere VNB nehmen am sog. „vereinfachten Verfahren“ nach § 24 ARegV teil. Anhand des Verhältnisses der jeweiligen Versorgungsaufgabe eines VNB (Output) und der dafür betriebsnotwendigen Kosten (Input) ergibt sich im Rahmen des Benchmarking-Ansatzes der Regulierungsbehörden die individuelle Effizienz pro VNB. Wird im Rahmen des Effizienzvergleichs eine Ineffizienz für einen spezifischen VNB aufgedeckt, impliziert dies, dass es einen anderen VNB gibt, der eine vergleichbare Versorgungsaufgabe mit geringeren Kosten erfüllen kann. Diese Erkenntnis hat einen direkten Einfluss auf die EOG des Netzbetreibers, da ineffiziente Kosten im Laufe der kommenden Regulierungsperiode nicht mehr erlöst werden können.

Für die Ermittlung des Effizienzwertes werden zwei unterschiedliche methodische Ansätze angewandt, wobei der maximale Wert als individueller Effizienzwert herangezogen wird.

OPEX	CAPEX
 Personalaufwand für H <sub>2</sub> -Readiness Prüfung aller Gasnetzkomponenten inkl. Erstellung einer Netzdatenbank* (besonders relevant bei unzureichender Dokumentation / Konzessionsgewinn)	 Investitionen in Ersatz nicht H <sub>2</sub> -tauglicher Netzkomponenten*
 Personalaufwand für Tests der H <sub>2</sub> -Verträglichkeit und Praxistauglichkeit von installierten Netzkomponenten / koordinierte Materialverträglichkeitsforschung über den DVGW (Dichtheit / Versprödungsneigung)	 Anschaffungen / extensive Umbauten für Sicherstellung / Erhalt der Netzsteuerung und -performance
 Intensive Aus- und Weiterbildungsmaßnahmen zum Thema H <sub>2</sub>	 Optimierung der Netztopologie (Isolation H <sub>2</sub> -umstellfähiger Netzgebiete, ggf. inkl. Einrichtung von Ersatzversorgungen und Neuerrichtung strategischer H <sub>2</sub> -Zuführungsleitungen)
 Nachrüstung bestehender Netzkomponenten im Rahmen von Instandhaltungsmaßnahmen	 Anschaffung Software zur Erstellung eines hydraulischen Netzmodells
 Erstellung eines H <sub>2</sub> -rechenfähigen, hydraulischen GVN-Modells	 Anschluss lokaler H <sub>2</sub> -Erzeugungsanlagen (über die Biogasumlage wälzbare Kosten, sofern der einzuspeisende H <sub>2</sub> zu über 80 % aus Erneuerbaren Energien wasserelektrolytisch erzeugt wurde)
 Sachverständigengutachten / Zertifizierungen / Eichverfahren	

\* Es ist davon auszugehen, dass diese Maßnahmen insbesondere ab H<sub>2</sub>-Gehalten über dem bisher als in den meisten Fällen unkritisch angesehenen Beimischungsanteil in Höhe von 10 Vol.-% (DVGW G 262, Stand 2007) notwendig sind, wobei bis zu einem H<sub>2</sub>-Anteil von 20 Vol.-% mit eher geringem Zusatzaufwand zu rechnen ist [6], [7].

**Abb. Kostentreiber im Kontext des H<sub>2</sub>-Transformationsprozesses**

Auf der Input- bzw. Kostenseite wird nicht zwischen OPEX und CAPEX unterschieden. Es findet lediglich eine zusätzliche Berücksichtigung von standardisierten Kapitalkosten nach § 14 Abs. 1 Nr. 3 ARegV statt. Der Output wird anhand von Strukturparametern gem. § 13 ARegV gemessen. Dessen konkrete Ausgestaltung kann mittlerweile seitens der Bundesnetzagentur spezifisch für jedes Benchmarking neu bestimmt werden. Im Rahmen der dritten Regulierungsperiode Gas [8] wurden hierfür die Parameter Rohrvolumen, Anzahl der Messstellen, versorgte Fläche anhand von spezifischen Bodenklassen gewichtet mit den Längen der Gasnetzleitungen, Ausspeisepunkte mit mehr als fünf bar Auslegungsdruck und die zeitgleiche Jahreshöchstlast herangezogen [9].

### H<sub>2</sub>-Strukturparameter

Wird nun angenommen, dass die zusammengetragenen H<sub>2</sub>-ready-Maßnahmen Mehrkosten in unterschiedlicher Ausprägung verursachen, die Inputseite bei den betreffenden VNB also systematisch steigt, werden auf der Output-Seite die Transitionsmaßnahmen nur einen sehr geringen Effekt auf die genannten Strukturparameter haben. Der Effizienzwert wäre demnach zum Nachteil desjenigen VNB, der sich im Rahmen der Ertüchtigung seines Netzes für die Verteilung von H<sub>2</sub> engagiert zeigt, verzerrt. Schließlich würden VNB, die keinerlei vergleichbare Anstrengungen unternehmen, eine tendenziell verzerrt hohe Effizienz im Rahmen des Benchmarkings über alle VNB zugesprochen bekommen. Dies hätte aufgrund der entsprechend verzerrten ökonomischen Anreizwirkung eine hemmende Wirkung auf den Fortschritt der H<sub>2</sub>-Transition deutscher GVN.

Um diese zu verhindern, ist eine Anpassung der im Rahmen des Effizienzvergleichs herangezogenen Strukturparameter zu empfehlen. Die angepasste Versorgungsaufgabe wäre demnach auf der Output-Seite der Effizienzmessung abzubilden. Durch neue Vergleichsparameter, wie z. B. einem netzbetreiberindividuellen „H<sub>2</sub>-Readiness Faktor“, könnte zukünftig [10] die Fehlspezifikation im Output-Input Verhältnis behoben werden. Dieser Faktor könnte über die Länge der Leitungen ermittelt werden, durch die mindestens eine bestimmte Menge an H<sub>2</sub> durchgeleitet wird bzw. potenziell durchgeleitet werden kann. An dieser Stelle ist sicherlich noch eine ver-

tiefe Diskussion zur konkreten Ausgestaltung notwendig. Besonders engagierte VNB hätten dann auch die Möglichkeit, in den Genuss des sog. Supereffizienzbonus gem. § 12a ARegV zu kommen und die gewünschte Anreizwirkung im Hinblick auf eine zügige Transition könnte erreicht werden.

### H<sub>2</sub>-Investitionskosten (CAPEX)

Der sog. Kapitalkostenabgleich in der Anreizregulierung garantiert über das Element des Kapitalkostenaufschlags gem. § 10a ARegV eine dynamische Refinanzierung für nach dem Basisjahr getätigte Investitionen. Andererseits führt der Abgleich anhand des Kapitalkostenabzugs nach § 6 Abs. 3 ARegV zu einer Abbildung der Minderungen in der Kapitalkostenbasis des Ausgangsniveaus.

Dieses System ist von seiner Mechanik her sicherlich genauso gut im Kontext von Investitionstätigkeit in die H<sub>2</sub>-Ertüchtigung bestehender Gasnetzinfrastruktur geeignet, wie es für die investiven Maßnahmen im Rahmen des klassischen Gasnetzgeschäfts geeignet ist. Insbesondere vor dem Hintergrund, dass Investitionen durch den Kapitalkostenaufschlag unmittelbar in der EOG berücksichtigt werden, erscheint eine umgehende Refinanzierung von CAPEX auch für Maßnahmen im Transitionsprozess über die Netzentgelte sichergestellt.

Unklar ist hingegen, wie mit möglicherweise anfallenden Buchverlusten auf Seiten der Netzbetreiber umgegangen wird, die entstehen können, wenn im Rahmen des Transitionsprozesses Anlagegüter vor Ablauf ihrer kalkulatorischen Nutzungsdauer durch neue H<sub>2</sub>-kompatible Komponenten ersetzt werden. Um für solche Fälle eine umfassende Planungssicherheit für die regulierten Unternehmen zu schaffen, könnte seitens des Regulierers klargestellt werden, dass im Rahmen von Kostenprüfungen neben einer entsprechenden Berücksichtigung auf der CAPEX-Seite des Ausgangsniveaus auch die resultierenden Buchverluste auf der Aufwandseite einbezogen werden.

### Operative H<sub>2</sub>-Kosten (OPEX)

Nach derzeitigem Ansatz in der Anreizregulierung findet die Refinanzierung von OPEX in den Netzentgelten nach einem Budgetprinzip statt. Budgetierung bedeutet hier, dass für jede Regulierungsperiode die

Kosten nur einmalig im Basisjahr geprüft werden und anschließend nur für ganz bestimmte Kosten, insbesondere sog. dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten (dnbK) gem. § 11 ARegV, mithilfe der EOG-Formel nach § 7 ARegV angepasst werden. Hierbei wäre es allerdings sinnvoll, seitens der Regulierungsbehörden ein klares Signal an die betroffenen VNB zu senden, dass OPEX im Transitionsprozess im Rahmen einer Kostenprüfung zur Bestimmung des Ausgangsniveaus anerkennungsfähig im Hinblick auf die Prüfung der Betriebsnotwendigkeit sind. Außerdem müsste klargestellt werden, dass man üblicherweise nicht von einer Besonderheit im Basisjahr nach § 6 Abs. 2 ARegV ausgehen kann, wenn solche Kosten im Basisjahr erstmalig anfallen. Es sollte im Rahmen der Transition der Gaswirtschaft unstrittig sein, dass das Kostenniveau an dieser Stelle mittelfristig nicht mehr geringer ausfallen wird.

Faktisch heißt dies aber auch aus der Sicht der regulierten Unternehmen, dass höhere OPEX im Laufe einer Regulierungsperiode im Vergleich zum letzten Basisjahr nicht unmittelbar über Netzentgelte refinanziert werden können und dass ein Anreiz zur Kostenkonzentration in Basisjahren die Folge sein kann. Diese Anreizwirkung erscheint vor dem Hintergrund einer Forcierung der Anpassung der bestehenden GVN problematisch. Der Zeitpunkt, wann solche Kosten im Rahmen der Transition anfallen, sollte anhand energiewirtschaftlicher Kriterien bestimmt werden und nicht regulierungsökonomisch determiniert sein.

Ausgenommen von der Refinanzierung der OPEX nach dem Budgetprinzip sind die erwähnten dnbK. Diese werden in der EOG eines VNB relativ dynamisch mit einem maximalen Zeitverzug von zwei Jahren abgebildet. Außerdem sind dnbK kein Bestandteil der Inputseite des Benchmarking-Ansatzes zur Ermittlung des individuellen Effizienzwertes. Unter anderem werden Kosten gem. § 11 Abs. 2 Nr. 11 ARegV, die für die berufliche Aus- und Weiterbildung bei den regulierten VNB anfallen, unter die dnbK subsumiert. Sollte also eine intensiviertere Weiterbildung der Mitarbeiter im Hinblick auf den Aufbau von unternehmensinternen Fachkenntnissen rund um die Ertüchtigung der bestehenden Gasnetze, wie anfangs her-

ausgearbeitet, anfallen, ist die Refinanzierung dieser Aufwendungen bereits im heutigen System gesichert.

Ausgehend von der Analyse der potenziellen Kostentreiber werden für die H<sub>2</sub>-Ertüchtigung der Gasnetze, aber auch OPEX in Form von zusätzlichem Personalaufwand, ergänzendem Dienstleistungs- und Beratungsaufwand sowie erhöhtem Wartungs- und Instandhaltungsaufwand anfallen. Um solche OPEX auch unterperiodisch in die EOG integrieren zu können, würde eine (temporäre) Erweiterung des dnbK-Katalogs um bestimmte Kosten dieser Art im Zusammenhang mit H<sub>2</sub>-Aktivitäten nützlich sein. Da neben der beschriebenen unmittelbaren Refinanzierung der Anpassungskosten über Netznutzungsentgelte auch die problematische Anreizwirkung des Effizienzvergleichs entfallen würde, bestünden regulierungsökonomisch dann an dieser Stelle keine Hindernisse für verstärkte H<sub>2</sub>-Aktivitäten der VNB mehr.

### Erweiterungsfaktor 2.0

Bis zum Ende der zweiten Regulierungsperiode konnten Netzbetreiber einen Erweiterungsfaktor (EF) gem. § 10 ARegV beantragen. Mit diesem Instrument ließ sich die EOG innerhalb einer Regulierungsperiode anpassen, falls sich die Versorgungsaufgabe des Netzbetreibers nachhaltig verändert hatte. Dabei wurden bestimmte Parameter der Versorgungsaufgabe (bspw. Jahreshöchstlast oder versorgte Fläche des Netzgebietes) im Basisjahr mit dem Niveau dieser Parameter zum Zeitpunkt der Antragstellung verglichen. Falls die daraus resultierende beeinflussbare Kostensteigerung mindestens 0,5 % ausmachte, konnte ein pauschaler Aufschlag auf die gesamten beeinflussbaren Kosten der EOG als EF geltend gemacht werden. Dabei fand keine Unterscheidung zwischen CAPEX und OPEX statt.

Im Rahmen der Novellierung der ARegV in 2017 wurde dann für CAPEX vom bisherigen Budgetprinzip abgewichen und der beschriebene Kapitalkostenabgleich eingeführt. Im Zuge dieser Novellierung wurde der EF nicht länger in der EOG-Formel berücksichtigt, da der Kapitalkostenabgleich für eine ausreichende Refinanzierung von zusätzlichen Anstrengungen bei der Versorgungsaufgabe sorgt. OPEX sollten schließ-

lich wieder nur nach dem ursprünglichen Budgetprinzip in die EOG fließen, um die Anreizwirkung zur Kosteneffizienz für die VNB an dieser Stelle zu betonen. Dennoch wurde § 10 ARegV – sicher nicht ganz ohne Hintergedanken seitens des Verordnungsgebers – nicht aus der ARegV entfernt.

Vor dem Hintergrund der anstehenden Transformation in zukunftsfähige GVN wäre es denkbar, den in der Vergangenheit praktisch erprobten und nach wie vor in der ARegV existierenden EF wieder für VNB auf Antrag zu ermöglichen. So wäre ein zusätzliches Anreizinstrument für Anstrengungen der VNB zur Erhöhung der Zukunftsfähigkeit ihrer bestehenden Gasnetze geschaffen, ohne an dieser Stelle inaktive VNB in irgendeiner Weise zu benachteiligen. Würde eine Wiederbelebung eines entsprechend angepassten EF noch innerhalb der vierten Regulierungsperiode Gas umgesetzt werden, könnte damit teilweise die beschriebene problematische Anreizwirkung des Effizienzvergleichs abgefedert werden. Somit könnte der Verlust von wertvoller Zeit im Transitionsprozess verhindert werden, bis im Rahmen der fünften Regulierungsperiode die Methodik des Benchmarkings, wie oben diskutiert, angepasst wird.

### Fazit

Im Rahmen des Transitionsprozesses der bestehenden deutschen GVN hin zu einer klimaneutralen Weiternutzung, bspw. für die Verteilung von H<sub>2</sub>, werden unvermeidlich zusätzliche Kosten anfallen. Solange durch die Netze der VNB nicht ausschließlich H<sub>2</sub> durchgeleitet wird, sondern eine H<sub>2</sub>-Beimischung zu konventionellem Erdgas erfolgt, unterliegen die VNB weiterhin der Anreizregulierung nach GasNEV und ARegV.

Vor diesem Hintergrund schlagen wir vor, das bestehende Regulierungssystem an spezifischen Stellen für den anstehenden Transitionsprozess der Netze zu justieren, um mögliche Hemmnisse für die Netzbetreiber aufgrund problematischer ökonomischer Anreizwirkung abzubauen. Insbesondere eine vollumfängliche Kostenanerkennung von H<sub>2</sub>-ready-Maßnahmen, unabhängig von momentan gültigen Beimischungsgrenzen von H<sub>2</sub> zu konventionellem Erdgas, sollte regulatorisch garantiert werden.

Die Messung der unternehmensspezifischen Versorgungsaufgabe zur Bestimmung der Output-Seite des Benchmarking-Ansatzes kann zudem durch weitere Strukturparameter ergänzt werden, damit Transitionsanstrengungen nicht als ineffiziente Kosten fehlinterpretiert werden. Da Letzteres aufgrund des vorgegebenen Zeitrhythmus in der Anreizregulierung wohl erst für die fünfte Regulierungsperiode umgesetzt werden kann, könnten ergänzende Hilfsinstrumente die beschriebenen Fehlanreize abmildern bzw. kompensieren. An dieser Stelle kann aus unserer Sicht etwa eine Aufnahme bestimmter Transitionskosten in den Katalog der dnbK des § 11 Abs. 2 ARegV sinnvoll sein. Auch eine unmittelbare Wiederbelebung des EF nach § 10 ARegV, mindestens für die Dauer der vierten Regulierungsperiode Gas mit angepassten Strukturparametern, könnte ein sinnvolles Instrument darstellen.

Eine unmittelbare Umsetzung solcher Impulse in der Anreizregulierung würde die Transition der deutschen GVN auf dem Weg in eine klimaneutrale Zukunft flankieren, ohne dass kostbare Zeit verloren geht.

### Anmerkungen

- [1] H.vorOrt: „Die Auswirkungen des EU-Gaspakets auf die deutsche Energiewende“ 2022. [Online]. Available: <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/verein/energiewende/h2vorort-auswirkungen-eu-gaspaket-wasserstoff.pdf> [Zugriff am 12. Dezember 2022].
- [2] Auf Antrag gemäß § 28j EnWG besteht die Möglichkeit, über die WasserstoffNEV einer kostenbasierten Regulierung zu unterstehen.
- [3] DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.: „Wasserstoff-Forschungsprojekte 2022“ 2022. [Online]. Available: <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/leistungen/publikationen/wasserstoff-forschungsprojekte-dvgw-2022.pdf> [Zugriff am 03. November 2022].
- [4] F. Feller, V. Bartsch, S. Brix, R. Cohrs, F. Dietzsch, U. Freitäger, P. Glandorf, T. Götze, E. Hennig, G. Köhler, M. König, L. Müller, T. Pattima, B. Peschka, A. Pfitzmaier, A. Schick, M. Schneider, A. Schrader und T. Seifert: „Gasnetzgebietstransformationsplan – Wasserstoff über die Verteilnetze für alle nutzbar machen“ 2022. [Online]. Available: <https://www.h2vorort.de/fileadmin/Redaktion/PDF/gtp-2022-leitfaden.pdf> [Zugriff am 24. Januar 2023].

- [5] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen: „Regulierung von Wasserstoffnetzen – Bestandsaufnahme“ 2020. [Online]. Available: [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/Wasserstoff/Wasserstoffpapier.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=2](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/Wasserstoff/Wasserstoffpapier.pdf?__blob=publicationFile&v=2) [Zugriff am 05 Januar 2023].
- [6] A. Hüttemann und D. Hesselmann: „Wasserstoff – Grundlagen, die Sie kennen sollten“ 2020. [Online]. Available: [https://www.rohrleitungsbauverband.de/images/pdf/infopoints/2020\\_Info-point\\_Wasserstoff\\_-\\_web.pdf](https://www.rohrleitungsbauverband.de/images/pdf/infopoints/2020_Info-point_Wasserstoff_-_web.pdf) [Zugriff am 03 November 2022].
- [7] G. Müller-Syring, M. Henel, H. Mlaker, M. Sterner und T. Höcher: „DVGW-Projekt G1-07-10 – Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz“ 2013. [Online]. Available: [https://www.dvgw.de/medien/dvgw/forschung/berichte/g1\\_07\\_10.pdf](https://www.dvgw.de/medien/dvgw/forschung/berichte/g1_07_10.pdf) [Zugriff am 29 März 2021].
- [8] Die Parameter für die vierte Regulierungsperiode Gas sind noch nicht final veröffentlicht. Daher müssen für diesen Augenblick die Strukturparameter der dritten Regulierungsperiode als Status quo bei der Messung der Versorgungsaufgabe gelten.
- [9] Vgl. Frontier Economics und TU Berlin (2019): „Effizienzvergleich Verteilnetzbetreiber Gas (3. RP)“ für eine tiefergehende Darlegung und Diskussion der Methodik des Effizienzvergleichs.
- [10] Eine Umsetzung ist frühestens ab der fünften Regulierungsperiode mit dem Basisjahr 2025 möglich.

*D. Fink, K.-J. Groß und Y. Taib, Consultants der KVK Kompetenzzentrum Verteilnetze und Konzessionen GmbH, Siegburg  
Ansprechpartner:  
Daniel.Fink@kvk-kompetenzzentrum.de*



## TRADE FAIR & CONGRESS

MAY 23 – 25, 2023 | ESSEN | GERMANY

**SOLUTIONS  
FOR A SUSTAINABLE  
FUTURE**

ORGANIZED BY

con | energy

MESSE  
ESSEN

WWW.E-WORLD-ESSEN.COM