

RAHMENBEDINGUNGEN FÜR DEN EINSATZ KLIMANEUTRALER GASE

Bericht für innogy SE

August 2017



INHALT

Executive Summary		4
1	Einleitung	11
1.1	Emissionsminderungsziele und –strategie der Bundesregierung	11
1.2	Rolle des Gases in der derzeitigen Klimastrategie	13
1.3	Projektauftrag	14
2	Mögliche zukünftige Rolle klimaneutraler Gase im Rahmen der Energiewende	15
2.1	Heutige Anwendungsfelder und Potenziale von Biogas	16
2.2	Perspektivische Rolle synthetischer Gase	19
3	Regulatorische Rahmenbedingungen für grünes Gas	22
3.1	Erfassung des derzeitigen regulatorischen Rahmens	22
3.2	Bewertung des regulatorischen Rahmens	27
4	Alternative Rahmenbedingungen	36
4.1	Kriterien für die Beurteilung der Instrumente	36
4.2	Mögliche Optionen für die Anpassung des Regelungsrahmens	38
4.3	Mögliche ausgewählte Instrumente für ein „Level Playing Field“ für klimaneutrale Gase	42
4.4	Herausforderung: Behandlung von Bestandsmengen in der EEG-Förderung	64
Tabellen		
Tabelle 1	Ausgewählte Kern-Instrumente der Anpassung der regulatorischen Rahmenbedingungen für Biogas	8
Tabelle 2	Ausgewählte Instrumente für Förderung von Biogas	44
Tabelle 3	Förderinstrumente für Bestandsmengen	65

EXECUTIVE SUMMARY

Ausgangssituation

Deutschland und die Europäische Union haben sich ambitionierte Energie- und Klimaziele gesetzt. Im Jahr 2010 hat die Bundesregierung beschlossen, die Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2050 um 80 bis 95 Prozent im Vergleich zum Referenzjahr 1990 zu senken. Langfristig muss Gas zu einem großen Teil klimaneutral sein, wenn es entsprechend der Klimaziele der Bundesregierung und der EU im Energiemix vertreten sein soll.

Somit ist auf dem Weg zur Kohlenstoffneutralität kurz- bis mittelfristig insbesondere der (stärkere) Einsatz von Biogas erforderlich. Langfristig können synthetische Gase den Anteil grünen Gases weiter steigern. So besteht langfristig die Option, aus Erneuerbarem Strom klimaneutrale Gase wie Wasserstoff oder synthetisches Methan herzustellen und in das Gasnetz einzuspeisen. Zwar sind derzeit die Energieverluste bei der Umwandlung von Strom in die Gase und die Investitionskosten der Anlagen für die Herstellung synthetischer Gase (Elektrolyse- und Methanisierungsanlagen) noch relativ hoch, doch kann die bestehende Gasinfrastruktur wie Rohrleitungen und Gasspeicher langfristig weiter genutzt werden, und auch in der Endanwendung bei den Kunden sind die Anpassungserfordernisse gering. Zudem ließen sich synthetische Brennstoffe relativ gut aus dem Ausland importieren, also auch aus Ländern mit sehr günstigen Bedingungen für Erneuerbare Energien wie z.B. Nordafrika oder dem Nahen Osten.

Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, wie grünes Gas auch im Wärmesektor verstärkt zum Einsatz kommen kann. Heute wird Biogas aufgrund des Förderrahmens vornehmlich in kleinteiligen KWK-Anlagen verstromt. Allerdings wird Biogas im Stromsektor unabhängig von Knappheiten und Kostenrelationen eingesetzt, obwohl hier auch andere erneuerbare Technologien wie Wind- und Solarenergie einsetzbar sind. Mit zunehmendem Ausbau der Erneuerbaren Stromerzeugung könnte das Biogas ggfs. effizienter in Sektoren eingesetzt werden, in denen eine „Defossilisierung“ mit höheren Hürden verbunden ist als im Strommarkt. Diese Abwägung erfolgt heute nicht. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund, dass Biogas im Vergleich zu anderen Erneuerbaren Energieträgern eine knappe Ressource darstellt und das Ausbaupotenzial auch langfristig beschränkt ist.

Insofern stellt sich die Frage, inwieweit die Rahmenbedingungen für „grünes Gas“ so angepasst werden können, dass die verfügbaren Mengen den bestmöglichen Einsatzzwecken zugeführt werden. Dementsprechend analysieren wir in dieser Studie den regulatorischen Rahmen für klimaneutrale Gase und mögliche Ansatzpunkte für einen technologieoffeneren Ordnungs- und Förderrahmen.

Derzeitiger regulatorischer Rahmen verzerrt Wettbewerb zwischen grünem Gas und Erneuerbaren Energien

Der heutige regulatorische Rahmen in Deutschland besteht aus einer Vielzahl an Gesetzen und Regelungen, die zu Verzerrungen und Wechselwirkungen untereinander führen. Der derzeitige regulatorische Rahmen in Deutschland fördert vorrangig die Verstromung von Biogas – somit ist derzeit kein technologieoffener Förderrahmen für grünes Gas gegeben. So bestehen u.a. folgende Verzerrungen:

- **Erneuerbaren-Energien-Gesetz:** Das Erneuerbaren-Energien-Gesetz 2017 (EEG) und seine Vorgängerversionen regeln die Förderung der Stromerzeugung für Erneuerbare Energien in Deutschland und sind dabei sehr technologiespezifisch ausgestaltet. Eine gleichgeartete Förderung von Biogaseinspeisung ins Netz existiert im Regulierungsrahmen nicht, wodurch ein einseitiger Fokus auf KWK-Verstromung von Biogas besteht. Diese Verzerrung pro Verstromung wird zwar im EEG 2017 aufgrund sinkender Vergütungsätze etwas abgebaut, besteht aber grundsätzlich weiterhin.
- **EE-Wärme Gesetz (Bundesebene):** Biogas könnte alternativ auch in das Gasnetz eingespeist und z.B. im Wärmemarkt bei den Endkunden „vor Ort“ eingesetzt werden. Das äquivalente Förderinstrument ist hier auf Bundesebene das Erneuerbaren-Energien-Wärme-Gesetz (EEWärmeG). Allerdings ist die Verwendung von Biogas im Wärmemarkt mit Hürden verbunden. So schreibt das EEWärmeG bei Netzeinspeisung die Verstromung des Biogases in KWK-Anlagen vor, d.h. bei einer Vermarktung über Netzeinspeisung sind die EE-Wärmequoten mit Hilfe von Biogas nur dann anrechenbar, wenn das Biogas in KWK-Anlagen eingesetzt wird. Dies erhöht die Kosten z.B. gegenüber dem Einsatz eines deutlich preisgünstigeren Gasbrennwertkessels erheblich.

Das EE-WärmeG legt weiterhin einen einseitigen Fokus auf den Wärmebedarf für neu zu errichtende Gebäude (Ausnahme ist die Sanierung öffentlicher Bestandsgebäude). Neubauten machen jedoch am gesamten Gebäudebestand nur einen kleinen Teil aus und somit wird mit dem Wohnungsbestand ein großer Hebel für den Energieverbrauch und die Reduktion der THG-Emissionen vernachlässigt.

Das Erneuerbaren-Energien-Wärme-Gesetz (EWärmeG) auf Landesebene in Baden-Württemberg geht über die Regelungen des EEWärmeG hinaus. Das EWärmeG setzt zusätzlich bei Bestandsgebäuden an und ermöglicht die flexible Beimischung von Biomethan zu Erdgas (maximaler Anteil von 15%). Dies führte dazu, dass die Wahl des Energieträgers Erdgas mit Biomethan-Beimischung neben der Photovoltaik zu den beliebtesten Technologien bei einer Sanierung der Anlagen im Bestand gehörte.¹ Der hohe Anteil von Biogas im Bestand änderte sich allerdings mit der letzten Novelle 2015, wonach Bauherren, die sich für die Biomethan-Beimischung entscheiden, nun aufgrund der Erfüllungsquoten gezwungen sind, Biogas mit einer anderen EE-Technologie zu kombinieren.

¹ Allerdings müsste bei einer vollständigen Evaluierung des Gesetzes in Baden-Württemberg genauer untersucht werden, ob möglicherweise die Sanierungsquoten in Baden-Württemberg zurückgegangen sein könnten und das Gesetz einen Modernisierungstau begünstigt.

Hierdurch wird Biogas im Vergleich zu alternativen EE-Technologien weniger attraktiv.

Mögliche alternative Rahmenbedingungen zum Abbau der Verzerrungen

Das derzeitige Fördersystem führt zu einer Verzerrung eines „Level Playing Fields“ – und zwar sowohl zwischen verschiedenen Anwendungsoptionen klimaneutraler Gase (v.a. Verstromung vs. Einspeisung) als auch zwischen verschiedenen Technologien (Verwendung klimaneutraler Gase vs. alternativer Erneuerbarer Energien). Vor dem Hintergrund der Komplexität des Energiesystems steht dieser Ansatz einem effizienten Technologiemix entgegen. Vor diesem Hintergrund sind technologiespezifische Förderinstrumente aus unserer Sicht grundsätzlich kritisch zu sehen.

Um den regulatorischen Rahmen für eine technologieoffenere Verwendung grünen Gases zu verbessern und den derzeit einseitigen Fokus (Verstromung) auszuweiten, bestehen eine Vielzahl von möglichen Instrumenten. So könnten z.B. die folgenden Maßnahmen ergriffen werden:

- **Vergütungs- oder Prämiensysteme:** Eine **direkte Vergütung** kann auf verschiedenen Stufen der Wertschöpfungskette klimaneutraler Gase ansetzen, um einen Ausgleich der derzeit einseitigen EEG-Förderung der Verstromung hin zu alternativen Anwendungen zu ermöglichen. So ist eine direkte Förderung bei der Herstellung oder Einspeisung klimaneutraler Gase möglich oder es kann direkt die Wärmeerzeugung auf Basis klimaneutraler Gase gefördert werden.
- **Kostenseitige Entlastung von EE:** EE können durch Übernahme von Aufgaben/Aktivitäten durch Dritte von Kosten entlastet werden. So könnten **Verteilnetzbetreiber** umfassendere Aufgaben wahrnehmen, um z.B. mögliche Effizienzgewinne durch die Generierung von Skaleneffekten bei der Biogasaufbereitung zu generieren. Denkbar wäre bspw. der **Bau und Betrieb von Anlagen** bzw. die **Übernahme von Kostenelementen** bei der Biomethanherstellung (z.B. Aggregation von Rohbiogas und Biogasaufbereitung). Die Förderung würde in diesem Fall durch eine Kostenentlastung bei der Herstellung und/oder Aufbereitung von Biogas erfolgen.
- **Finanzielle Belastung fossiler Energieträger:** Optionen sind hier die Einführung/Erhöhung von Energiesteuern, die sich am CO₂-Gehalt orientieren (CO₂-Steuer auf Energieverbrauch in der Endanwendung außerhalb des Stromsektors), die Ausweitung des EU-ETS oder eine Belastung von Heizöl, Benzin, Diesel und Erdgas mit EE-Umlagen.
- **Ausweitung und Anpassung der Verpflichtungen im EEWärmeG** auf Bundesebene (entsprechend der Vorreiterrolle Baden-Württemberg). Hier wären sowohl punktuelle Anpassungen in der derzeitigen Systematik wie bspw. Anpassung und ggfs. Vereinheitlichung der Erfüllungsquoten, Wegfall der KWK-Vorschrift für Privathaushalte bei Verwendung von Biomethan oder Wegfall der Erfüllung durch KWK ohne EE-Beimischung (heute ca. 50% des Wärmebedarfs) denkbar, als auch weitergehende Reformen der Verpflichtungssystematik (bundesweite Ausweitung der Regelungen auf den Bestand und Flexibilisierung des EE-Einsatzes zur Erfüllung der Quoten).

- **Quote für die verpflichtende Beimischung von Biogas** zu Erdgas (ggfs. auch als **Selbstverpflichtung** der Industrie): Bei diesem Instrument würden beispielsweise die Netzbetreiber oder die Lieferanten verpflichtet, dem Erdgas einen bestimmten Prozentsatz an Gas aus klimaneutralen Quellen beizumischen. Die Quote könnte über den Zeitablauf kontinuierlich erhöht werden. Denkbar wären Quoten für bestimmte Gase (Biogas, Wasserstoff, synthetisches Methan) oder technologieoffener ohne Spezifizierung, welches der Gase zugespeist wird. Das Instrument kommt z.B. in der Schweiz zum Einsatz.²

Die Instrumente sind jeweils mit Vor- und Nachteilen verbunden. Tabelle 1 beinhaltet eine kursorische Bewertung der ausgewählten Instrumente.

² Als internationales Beispiel von Beimischungsverpflichtung von Biogas lässt sich die Schweiz anführen, wo dem Erdgas-Standardprodukt ein fester Anteil von Biogas beigemischt wird (i.d.R. 5% oder 10%).

Tabelle 1 **Ausgewählte Kern-Instrumente der Anpassung der regulatorischen Rahmenbedingungen für Biogas**

	Instrument	Vorteile	Nachteile
	Vergütung der Herstellung von Biogas , der Einspeisung oder der erzeugten Wärme (z.B. Einspeisevergütung)	Ausgleich der derzeit einseitigen EEG-Förderung der Verstromung hin zu alternativen Anwendungen	Nicht technologieneutral; kein Level-Playing-Field ggü. anderen EE; Unüblich im Wärmemarkt; Politische Durchsetzbarkeit fraglich
Preissteuerung	Bau und Betrieb von Anlagen bzw. Übernahme von Kostenelementen bei der Biomethanherstellung (z.B. Aggregation von Rohbiogas und Biogasaufbereitung) durch VNB	Mögliche Effizienzgewinne durch die Generierung von Skaleneffekten bei der Biogasaufbereitung	Keine Technologieneutralität ggü. anderen EE; Geringe Transparenz der Förderung; Wegen Unbundlingvorschriften ggf. nicht umsetzbar
	Moderate Energie-Steuer mit CO ₂ Bezug /EEG-Umlage (bezogen auf Wärmesektor/Endenergie)	Technologieneutral; Langfristig ggf. Verknüpfung mit ETS möglich Moderate Steuer kann Wechsel von Heizöl auf Erdgas als Brückentechnologie bewirken (Ziel: CO ₂ -Reduktion)	Moderate Steuer nicht ausreichend, um Biogas im Wärmebereich zu beanreizen; Bei hoher Steuer negative Verteilungswirkung für Endkunden – dann mit Widerständen zu rechnen
Mengensteuerung	Technologieneutrale Ausgestaltung der EE-Quoten bei Neubauten; Ausweitung der Regelungen im EEWärmeG auf Bestandsbauten und Brennwertkessel	Bei effizienter Ausgestaltung technologieneutral; Deutlich höhere Wirksamkeit auf die Emissionsziele als reine Regulierung der Neubauten	Potenziell Gefahr, dass Sanierungen aufgeschoben werden könnten; Potenziell Gefahr der Energiearmut aufgrund steigender Kosten für Wärme
	Freiwillige Selbstverpflichtungen zur Beimischung von klimaneutralen Gasen oder zu regulierten Beimischungsverpflichtungen	Feste Biogasquoten fördern den Einsatz von Biogas	Nicht technologieneutral; Biogasmengen heute begrenzt (und Großteil der Mengen derzeit in der EEG-Förderung) - wenn Quoten nicht erfüllbar, sehr hohe Preise für Biogas
Weitere	Technologieneutrale Förderung von Erneuerungsmaßnahmen statt (Investitions-)Förderung von Einzeltechnologien	Technologieneutralität	Abgrenzung der zu fördernden Erneuerungsmaßnahmen politisch zu determinieren

Quelle: Frontier Economics

Schlussfolgerungen hinsichtlich eines möglichen zukünftigen Fördersystems

Da die verschiedenen Instrumente mit Vor- und Nachteilen verbunden sind, könnte ein mögliches zukünftiges Fördersystem als **Hybridsystem** ausgestaltet sein, wie z.B. als Kombination

- einer (moderaten) **CO₂-Steuer für fossile Energieträger in der Endanwendung im Wärmemarkt** kombiniert mit
- einer **Adjustierung des derzeitigen Wärmegesetzes** auf Bundesebene.³

Eine Adjustierung des Wärmegesetzes auf Bundesebene sollte technologieneutrale EE-Anteile im Bestand und Neubau durch eine flexible und technologieoffene Gestaltung der EE-Verpflichtungsquoten im EEWärmeG und eine Ausweitung des Gesetzes auf den Wohnungsbestand implementieren. Als Vorbild kann hier das EWärmeG in Baden-Württemberg dienen, das Bestandsbauten berücksichtigt und eine Kombination verschiedener EE-Technologien ermöglicht (insbesondere die Ausgestaltung vor der Novellierung des Gesetzes erscheint vielversprechend).

Bei der Implementierung eines solchen Hybridsystems sollte schrittweise vorgegangen werden und die folgenden Punkte wären zu berücksichtigen:

- Zum einen müssen bei einer Einführung einer CO₂-Steuer für fossile Energieträger in der Endanwendung Implikationen für die Verbraucherpreise berücksichtigt (daher sollte zunächst eine moderate Steuer eingeführt werden) und Umsetzungsfragen geklärt werden (z.B. wie werden Stromanwendungen bei der Wärmeerzeugung hinsichtlich ihrer CO₂-Emissionen bewertet?).
- Zudem sollte die Umsetzung generell im größeren Zusammenhang der Reform der staatlich induzierten Preisbestandteile eingebettet sein.
- Auch müssen bei einer Adjustierung des EEWärmeG die Entwicklung der Sanierungsquoten und mögliche Rückwirkungen auf Verbraucherkosten berücksichtigt werden.

Ergänzend oder alternativ könnte die Industrie anbieten, flankierend zu einer (moderaten) CO₂-Steuer und einer Adjustierung des EEWärmeG Mindestquoten für die Beimischung von grünem Gas zu erfüllen. Hierbei wäre allerdings zu beachten, dass heute lediglich verhältnismäßig kleine Mengen klimaneutraler Gase verfügbar sind (im Vergleich zu Erdgas). Zudem müssten die Zuständigkeiten (wer ist verpflichtet, wie wird kontrolliert) und die Interdependenzen mit den sonstigen Regelungen (v.a. Quoten im EEWärmeG) geregelt werden.⁴ Schließlich müssten unerwünschte massive Preissteigerungen aufgrund einer Nichterfüllbarkeit der Quoten verhindert werden.

³ Generell wäre ein „Aufräumen“ des derzeitigen regulatorischen Rahmens (wie bspw. eine Überprüfung technologiespezifischer Investitionszuschüsse), soweit dies politisch durchsetzbar erscheint, eine wünschenswerte Option, um die bestehenden Verzerrungen und Wechselwirkungen aufzuheben. Da jedoch eine Abschaffung existierender Fördermaßnahmen in der kurzen Frist nicht umsetzbar erscheint, konzentrieren wir uns insbesondere auf eine Adjustierung des EEWärmeGs auf Bundesebene.

⁴ Auch mögliche Wechselwirkungen mit anderen Instrumenten müssen berücksichtigt werden. So würde eine Quotierung der Beimischung grüner Gase zu Erdgas implizieren, dass sinnvollerweise auch die Regelungen

in den Wärmegesetzen zur Erfüllung der EE-Quoten für Gas geöffnet würden und die Verpflichtungen nicht additiv sind.

1 EINLEITUNG

In diesem Abschnitt skizzieren wir den Hintergrund, Projektauftrag sowie die Struktur der Studie. Wir gehen in diesem Kapitel einleitend auf folgende Punkte ein:

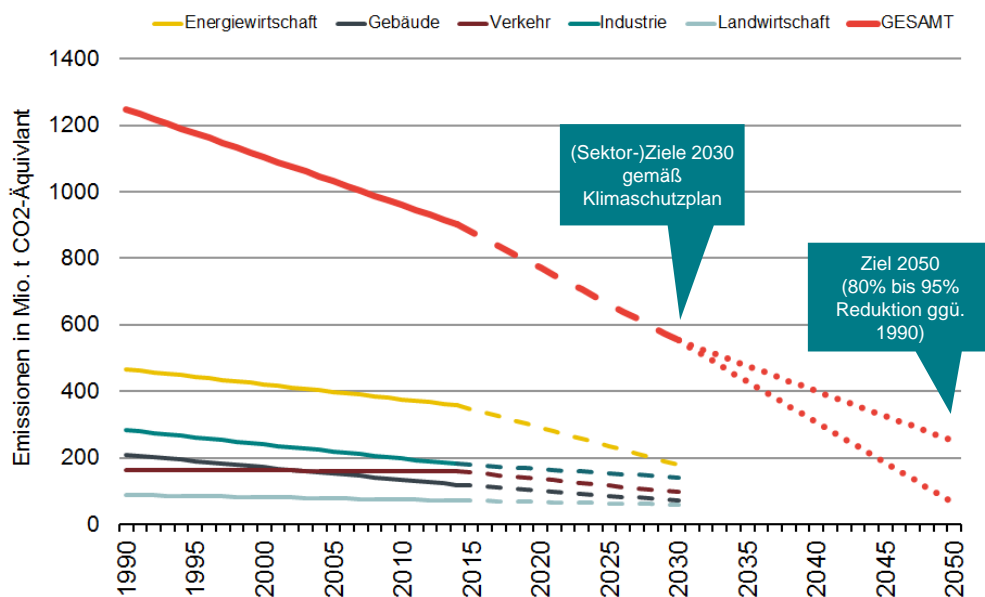
- Emissionsminderungsziele und –strategie der Bundesregierung (Abschnitt 1.1);
- Rolle des Gases in der derzeitigen Klimastrategie (Abschnitt 1.2);
- Projektauftrag und Aufbau der Studie (Abschnitt 1.3).

1.1 Emissionsminderungsziele und –strategie der Bundesregierung

Deutschland und die Europäische Union haben sich ambitionierte Energie- und Klimaziele gesetzt. Im Jahr 2010 hat die Bundesregierung beschlossen, die Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2050 um 80 bis 95 Prozent im Vergleich zum Referenzjahr 1990 zu senken.

Der Ende 2016 verabschiedete Klimaschutzplan 2050⁵ zeigt die Grundlinien zur Umsetzung der langfristigen Klimaschutzstrategie der Bundesregierung auf. Diese umfasst erstmals auch sektorspezifische Treibhausgasemissionsziele für das Jahr 2030, aus denen sich ein Pfad zur notwendigen Treibhausgasemissionen ableiten lässt (s. Abbildung 1).

Abbildung 1 Emissionsminderungspfade für die einzelnen Sektoren



Quelle: Frontier Economics auf Basis des Klimaschutzplans 2050 des BMWi

⁵ Vgl. BMUB (2016).

Die Zielvorgaben bedeuten, dass vor allem der Energiesektor (61-62%) und der Gebäudesektor (66-67%) maßgebliche Emissionsreduktionen im Vergleich zum Referenzjahr erzielen müssen, damit die Klimaschutzziele erreicht werden können. Diese beiden Sektoren sind heute für etwa die Hälfte aller Treibhausgasemissionen in Deutschland verantwortlich. Darüber hinaus müssen auch im Verkehrssektor (40-42%) und der Industrie (49-51%) erhebliche Emissionsminderungen unternommen werden. Die Langfristziele für das Jahr 2050 erfordern, dass die Sektoren Energie, Verkehr und Gebäude nahezu klimaneutral werden. Dies entspricht einer Reduktion der Emissionen in der Größenordnung von 600 Mio. t CO₂-Äquivalent.

Die Klimastrategie der Bundesregierung basiert auf drei Säulen, dem sogenannten „Dreiklang der Energiewende“⁶:

- **Verringerung des Energieverbrauchs („efficiency first“)** – Als schnellsten und direktesten Weg zur Treibhausgasreduktion wird eine dauerhafte Senkung des Energieverbrauchs durch den Einsatz effizienter Technologien gesehen;
- **Direkte Nutzung erneuerbarer Energien** – Wo möglich soll ein direkter Einsatz von erneuerbaren Energien erfolgen, z.B. dem Einsatz fester Biomasse zur Wärmeerzeugung im Gebäudesektor, um Umwandlungsverluste zu vermeiden; und
- **Einsatz von erneuerbarem Strom in den Sektoren Wärme, Verkehr und Industrie (Sektorkopplung)** – Der verbleibende Energiebedarf, der nicht direkt durch Erneuerbare gedeckt werden kann, soll durch den Einsatz von erneuerbarem Strom in anderen Sektoren gedeckt werden, vorrangig direkt (z.B. in Wärmepumpen oder Elektrofahrzeugen) oder indirekt zur Herstellung anderer Energieträger wie Wasserstoff.

Die ersten beiden Säulen des Dreiklangs, Energieeffizienz und direkter Einsatz Erneuerbarer, sind jedoch limitiert:

- **Die Potenziale für den direkten Einsatz von Erneuerbaren sind in Deutschland begrenzt** – Dies gilt insbesondere für den Einsatz von Biomasse aufgrund der beschränkten Anbauflächen und der konkurrierenden Nutzung zur Nahrungsmittelproduktion;⁷
- **Energieeffizienzpotenziale sind limitiert** – Das Kundenverhalten und die Länge der Lebenszyklen bestehender Anwendungen (wie beispielsweise den Wärmeversorgungssystemen im Gebäudebestand) begrenzen die erzielbaren Verbrauchseinsparungen.⁸

Der Sektorkopplung als dritter Säule der Energiewende kommt somit für die Erreichbarkeit der langfristigen Klimaschutzziele in Deutschland eine wichtige Rolle zu. Die Bundesregierung priorisiert hierbei die Elektrifizierung aufgrund der hohen Effizienz. Hintergrund ist hierbei die Überlegung, die Stromerzeugung weitgehend zu dekarbonisieren und auf dieser Basis dann Strom auch

⁶ Vgl. BMWi (2016b), S. 7.

⁷ Siehe beispielsweise OTH/FENES/Energy Brainpool (2015), S. 29; Fraunhofer IWES et al.(2015), S. 23 und Quaschnig/Htw Berlin (2016), S. 13.

⁸ Vgl. Quaschnig/Htw Berlin (2016), S. 15, Fraunhofer IWES/IBP (2017), S. 8.

großflächig in neuen Anwendungen, wie z.B. für Raumwärme und den Autoverkehr, einzusetzen.

1.2 Rolle des Gases in der derzeitigen Klimastrategie

Auch wenn Elektrifizierung unbestritten ein wesentlicher Baustein der Energiewende sein wird, stellt sich die Frage, inwieweit andere Energieträger wie z.B. Gas zur Energiewende beitragen können. So zeichnet sich ab, dass die Strominfrastruktur in manchen Bereichen bereits heute an ihre Grenzen stößt und dass der erforderliche Ausbau der Strominfrastruktur mancherorts auf erhebliche Widerstände stößt.

In einer hypothetisch vollständig elektrifizierten Welt fehlt eine mittel- und langfristige Perspektive für die Gas(-infrastruktur). Der Energieträger Gas ist deshalb in der Energiewende zuletzt wenig berücksichtigt worden. Wurde Erdgas noch vor nicht allzu langer Zeit als Hoffnungsträger einer Klimagasreduktion gesehen (z.B. zum Ersatz von Kohle in der Stromerzeugung), wird Erdgas aufgrund der fehlenden (vollständigen) Klimaneutralität heute vorrangig als Übergangstechnologie gesehen. Des Weiteren lässt sich Strom im Gegensatz zu Gas nur begrenzt speichern, so dass im Falle längerfristiger Perioden niedriger Erzeugung aus Wind und Photovoltaik („Dunkelflaute“) die Stromversorgung durch langfristige Speichermedien gestützt werden muss. Hier ist die Gasinfrastruktur ein naheliegendes Speichermedium, da Energie in gasförmiger Form langfristig speicherbar ist.

Langfristig ist deshalb auf dem Weg zur Kohlenstoffneutralität der Einsatz von klimaneutralen Gasen erforderlich, soll die Gasinfrastruktur weiter genutzt werden. Es gibt verschiedene technische und kommerzielle Überlegungen (u.a. Einsatz von Biogas, Power-to-Gas, ...), wie die Gaswirtschaft durch Nutzung CO₂-neutraler Energieträger auf Basis der bestehenden Gasinfrastruktur (insbesondere Fernleitungen, Verteilnetze und Speicher) die Energiewende unterstützen kann. Bspw. könnte Biogas anders als heute, nicht vornehmlich in der Stromerzeugung eingesetzt, sondern auch verstärkt in das Gasnetz eingespeist werden. Dafür fehlt derzeit aber ein geeigneter Ordnungsrahmen und Verzerrungen im bestehenden Ordnungsrahmen verhindern eine sinnvolle Rolle für die Gasinfrastruktur. Möglich wäre auch die Verwendung von synthetischen Gasen wie Wasserstoff oder synthetisches Methan, die aus Erneuerbarem Strom hergestellt werden könnten.

Die Transformation des Gassystems in Richtung Klimaneutralität erfordert eine gewisse Vorlaufzeit und entsprechende Rahmenbedingungen. Daher soll in dem vorliegenden Kurzbericht untersucht werden, welche kurz- bis mittelfristigen Anpassungen an den heutigen Rahmenbedingungen für Gas vorgenommen werden können, um das Gassystem schrittweise in Richtung Klimaneutralität zu überführen. Nicht nur unterbleibt eine aktive Erschließung der Technologiepotenziale, sondern es mehrten sich darüber hinaus in der energiepolitischen Diskussion Vorschläge, durch strikte ordnungsrechtliche Eingriffe aus Gas befeuerten Technologien explizit auszusteigen. Exemplarisch sei hier das im Entwurf des deutschen Klimaschutzplans 2050 enthaltene Verbot von Gasheizungen genannt.

1.3 Projektauftrag

Frontier Economics wurde vor diesem Hintergrund von Innogy mit einer Untersuchung beauftragt, welche Anpassungen an den heutigen Ordnungsrahmen für Gas vorgenommen werden können, um das Gassystem schrittweise in Richtung Klimaneutralität zu überführen und hierfür bereits in kurzer bzw. mittlerer Frist erste Umsetzungserfolge zu zeigen. Hierbei liegt der Fokus auf einem sehr kurzfristigen Zeithorizont (die nächsten 5 bis 10 Jahre). Folgende Fragestellungen stehen im Fokus:

- Wie lässt sich ein frühzeitiger Einstieg in eine klimaneutrale Gaswirtschaft strategisch und kommunikativ begründen?
- Warum kommt verfügbares klimaneutrales Gas (heute v.a. Biogas) nicht im Gassektor zum Einsatz? Wäre dies sinnvoll?
- Worin bestehen mögliche Verzerrungen im ordnungspolitischen Rahmen, auch im Vergleich zu alternativen Energieträgern, wie Stromeinsatz in Wärmepumpen?
- Welche Optionen bestehen, die identifizierten Verzerrungen zu beseitigen, und wie sind diese zu bewerten? Welche Instrumente wären zu empfehlen?
- Sollte eine weitergehende Förderung eingeführt werden? Wie wäre diese zu begründen? Welche Anforderungen müssten die Förderinstrumente erfüllen?
- Wie könnte – auf Basis der vorhergehenden Analysen – ein konsistenter Rahmen für die Gaswirtschaft für die nächsten Jahre aussehen?

In unserem Bericht fokussieren wir v.a. auf die Einspeisung von klimaneutralen Gasen in das Gasnetz und die Verwendung im Wärmesektor. Daneben besteht auch die Möglichkeit des Einsatzes klimaneutraler Gase als Brennstoff in Backup-Kraftwerken oder im Verkehrssektor einschließlich Wasserstoff oder „Compressed Natural Gas“. Die Dekarbonisierung des Verkehrssektors stellt einen Themenkomplex für sich dar und wird in dieser Studie aufgrund des begrenzten Umfangs nicht näher thematisiert.

Die Studie ist folgendermaßen aufgebaut:

- Kapitel 2 beschreibt die mögliche zukünftige Rolle klimaneutraler Gase im Rahmen der Energiewende;
- In Kapitel 3 werden die regulatorischen Rahmenbedingungen für grünes Gas betrachtet: Zunächst wird der derzeitige regulatorische Rahmen erfasst, danach erfolgt eine Bewertung dieses Rahmens;
- In Kapitel 4 werden anschließend alternative Rahmenbedingungen analysiert und bewertet.

2 MÖGLICHE ZUKÜNFTIGE ROLLE KLIMANEUTRALER GASE IM RAHMEN DER ENERGIEWENDE

Die skizzierten THG-Emissionsminderungsziele in Deutschland und der EU implizieren einen deutlichen Ausbau des Einsatzes Erneuerbarer Energien in allen Sektoren. Dies betrifft neben dem Strom- auch den Wärme- und den Verkehrssektor. Klimaneutrale Gase auf Basis Erneuerbarer Energien können hierbei auf verschiedenen Wegen eingesetzt werden:

- **Nutzung von Biogas im Wärme- und ggf. Verkehrssektor** – Bei dieser Option würde Biogas, neben anderen Erneuerbaren Energien wie Biomasse, unmittelbar im Wärmesektor z.B. in Bestandsheizungen bzw. –bauten eingesetzt. Dies würde über die heute dominierende kleinteilige Verstromung des Biogases in KWK-Anlagen am Ort der Herstellung deutlich hinausgehen. Somit würde die heute sehr fokussierte Verwendung des Biogases für andere Anwendungen auch in der gaswirtschaftlichen Praxis geöffnet, was angesichts der kleinteiligen KWK-Verstromung von Vorteil sein kann. Voraussetzung wäre die Einspeisung des Biogases in das Gasnetz. Die Einspeisung von Biogas wäre im Grundsatz als kurzfristige Option verfügbar.⁹ Vorteilhaft ist, dass die bestehende Infrastruktur, inklusive der Gasspeicher, genutzt werden kann. Auch können EE-Potenziale im Ausland genutzt werden (Import).
- **Herstellung von (synthetischen) Gasen aus EE-Strom** – Mittel- bis langfristig besteht die Option, aus Erneuerbarem Strom klimaneutrale Gase wie Wasserstoff oder synthetisches Methan herzustellen und in das Gasnetz einzuspeisen. Bei der Herstellung der Brennstoffe kommen insbesondere die Technologien zum Einsatz, die in Abschnitt 2.2 diskutiert werden. Vorteilhaft wäre auch hier, dass die bereits bestehende Infrastruktur genutzt werden kann, inklusive der Gasspeicher. Darüber hinaus besteht die Möglichkeit, synthetische Gas in weit entfernten Geografien unter vergleichsweise günstigen Bedingungen (Auslastung der Anlagen) herzustellen und die synthetischen Brennstoffe über weite Distanzen aus dem Ausland nach Europa zu importieren.¹⁰

In diesem Kapitel werden zunächst die derzeitige Ausgangslage bei der Nutzung bestehender bzw. kurzfristig erschließbarer Biogasmengen sowie die Potenziale von Biogas kurz dargestellt (Abschnitt 2.1). Darauf folgende werden kurz die perspektivischen Möglichkeiten von synthetischen Gasen skizziert (Abschnitt 2.2).

⁹ Bei Solarthermie ist darüber hinaus eine Erzeugung vor Ort möglich.

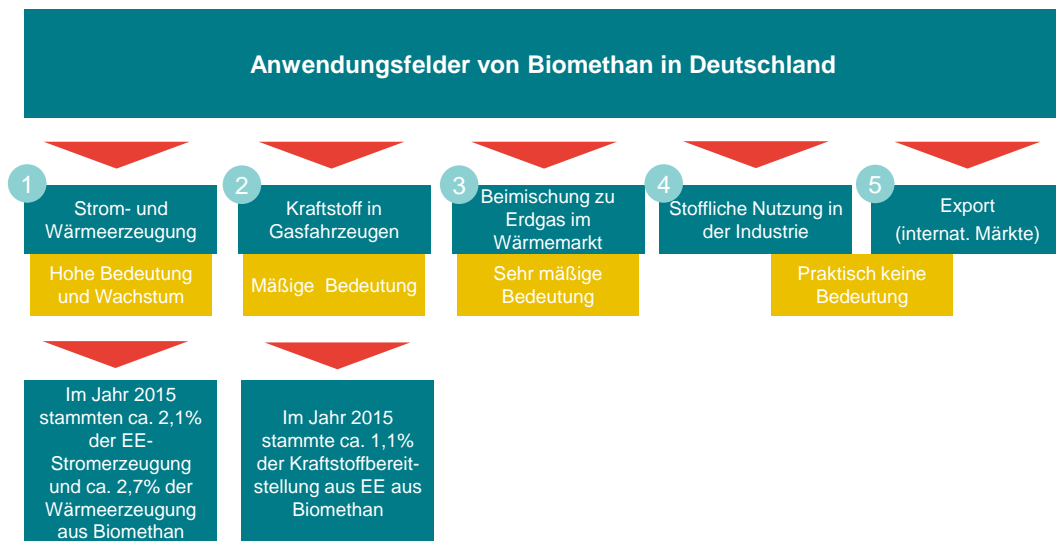
¹⁰ Insbesondere vor dem Hintergrund, dass Deutschland nicht energieautark und somit auf Importe und Exporte angewiesen ist, bietet Gas als Infrastruktur zusätzliche Möglichkeiten.

2.1 Heutige Anwendungsfelder und Potenziale von Biogas

2.1.1 Heutige Erzeugung und Verwendung von Biogas

Biogas bzw. Biomethan¹¹ kann in der Strom- und Wärmeerzeugung, als Kraftstoff in Gasfahrzeugen, bei der Beimischung zu Erdgas im Wärmemarkt, als stoffliche Nutzung in der Industrie oder beim Export zum Einsatz kommen.

Abbildung 2 Anwendungsfelder für Biogas



Quelle: Frontier Economics auf Basis von Dena (2016), Factsheet 10 Jahre Biomethan

In der heutigen Praxis kommt Biogas allerdings insbesondere im Bereich der Strom- und Wärmeerzeugung in KWK-Anlagen zum Einsatz (ca. 76 TWh_{HS} im Jahr 2016)¹², wohingegen die anderen Anwendungsfelder vernachlässigbar sind. So wurden lediglich 9 TWh_{HS}¹³ Biomethan im Jahr 2016 in das Gasnetz eingespeist und alternativ vermarktet (Abbildung 3). Der Nutzung von Biomethan als Kraftstoff in Gasfahrzeugen kommt eine sehr mäßige Bedeutung zu (ca. 5% der Gasmengen), die Nutzung im Wärmebereich außerhalb der KWK-Verstromung ist noch einmal geringer (2-3% der Gasmengen).¹⁴

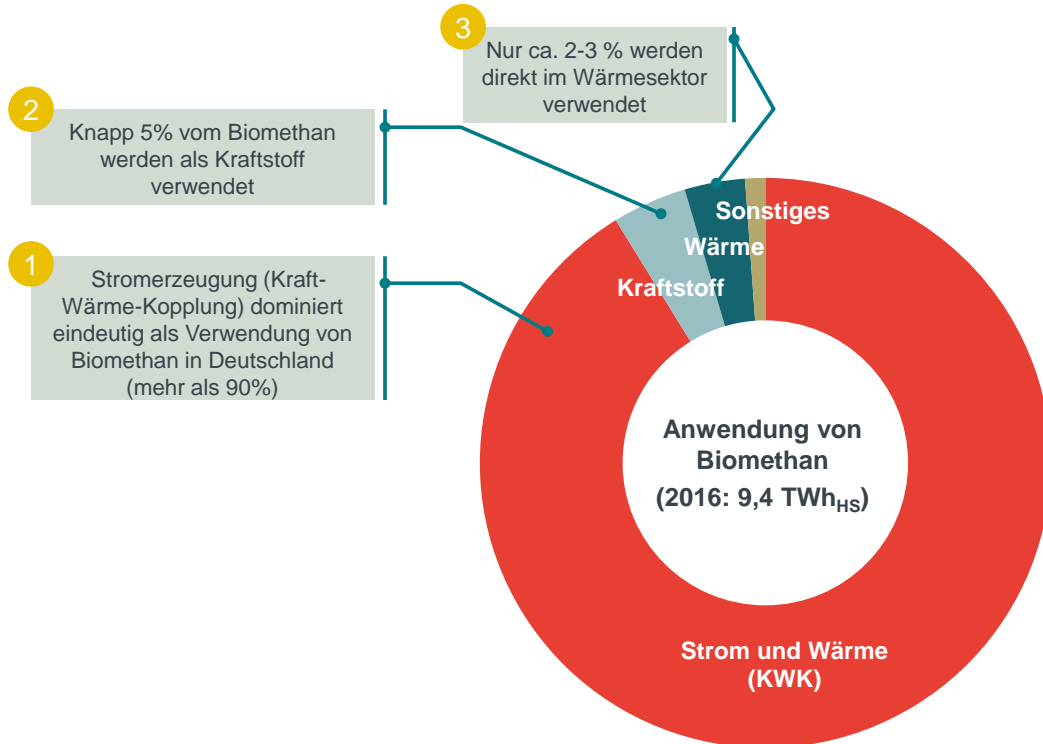
¹¹ Biogas besteht zu 50 bis 60% aus dem brennbaren Gas Methan, der Rest ist vor allem CO₂. Um Biogas in das Erdgasnetz einspeisen zu können, muss es den gleichen Methangehalt wie Erdgas aufweisen. Biogas wird dafür „gewaschen“, das CO₂ dabei entfernt. Hierfür stehen mittlerweile verschiedene Verfahren zur Verfügung.

¹² Dies betrifft insbesondere KWK-Kleinanlagen. Die Berechnung erfolgte auf Basis der Quelle Fachverband Biogas (2016), Branchenzahlen 2015, wobei ein Wirkungsgrad von 35% angenommen wurde. Im Jahr 2015 stammten ca. 2,1% der EE-Stromerzeugung und ca. 2,7% der Wärmeerzeugung aus Biomethan (s. Dena (2016), Factsheet 10 Jahre Biomethan).

¹³ Quelle Dena (2016), Factsheet 10 Jahre Biomethan.

¹⁴ Im Jahr 2015 stammte ca. 1,1% der Kraftstoffbereitstellung aus EE aus Biomethan.

Abbildung 3 Vermarktung des eingespeisten Biomethans Stand 2016

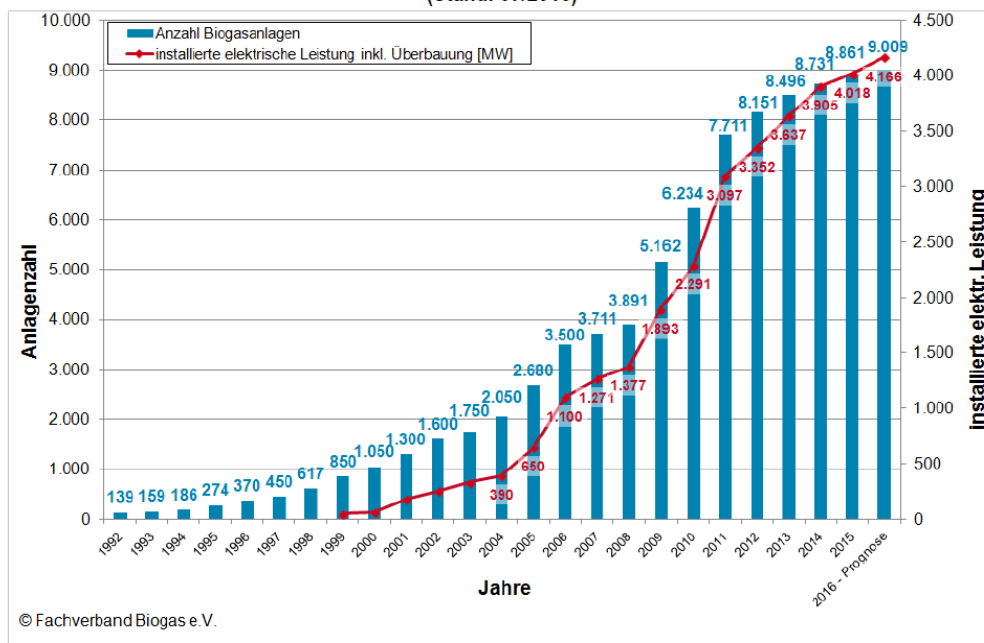


Quelle: Frontier Economics basierend auf Dena (2016), Factsheet 10 Jahre Biomethan
 Hinweis: Die Statistik bezieht sich ausschließlich auf das eingespeiste Biomethan.

Entsprechend hat sich in Deutschland die Anzahl der Biogasanlagen innerhalb der letzten 10 Jahre auf derzeit rund 9.000 Anlagen mehr als verdoppelt. Insgesamt verfügen die Anlagen heute über eine Gesamtleistung von knapp 4,2 GW (elektrisch), womit Deutschland zu den weltweiten Spitzenreitern der Energiegewinnung aus Biomasse gehört.

Abbildung 4 Entwicklung Anzahl und installierte Leistung der Biogasanlagen in Deutschland

Entwicklung der Anzahl Biogasanlagen und der gesamten installierten elektrischen Leistung in Megawatt [MW] (Stand: 07/2016)



Quelle: Fachverband Biogas e.V.

2.1.2 Zukünftige Potenziale für die Einspeisung in das Gasnetz

Die Biogaspotenziale in Deutschland sind auch zukünftig signifikant. Allerdings sind sie langfristig im Vergleich zu anderen Erneuerbaren Energieträgern absolut gesehen limitiert. Die Potenziale für die Netzeinspeisung von Biogas werden z.B. von der Deutschen Energieagentur (DENA) wie folgt eingeschätzt:

- **Landwirtschaftliche Potenziale** – Derzeit stehen in Deutschland ca. 1,2 Mio. ha Energiepflanzen für die Biogasproduktion zur Verfügung (Hauptträger). Eine nachhaltige Steigerung des Biogaspotenzials bis 2020 ist in Höhe von 23-46 TWh_{HS} pro Jahr realisierbar.¹⁵ Als mögliches Hemmnis ist die Kritik seitens der Politik an dem steigenden Anbau von Mais zu beachten. Intensiver Maisanbau bedeutet Flächenkonkurrenz mit dem Anbau von Feldfrüchten zur Nahrungsmittelproduktion und kann die Pachtpreise für landwirtschaftliche Fläche in die Höhe treiben.
- **Rest- und Abfallstoffe** – Das bis 2020 erschließbare Potenzial bei den Abfällen beträgt 13,5-15,7 TWh_{HS}.¹⁶ Allerdings wird erwartet, dass die Gewinnung von Biogas aus Rest- und Abfallstoffen bei gleichbleibenden Rahmenbedingungen nur sehr moderat ansteigen wird.
- **Netzeinspeisungen aus bestehenden Biogasanlagen in der Stromerzeugung** – Möglich wäre auch ein „Umleiten“ der Biogasmengen, die

¹⁵ Quelle Dena (2015), Biogaseinspeisung in Deutschland und Europa – Markt, Technik und Akteure, S. 21.

¹⁶ Quelle: Dossier Potenziale der Biogasgewinnung und –nutzung; Institut für Biogas, Kreislaufwirtschaft & Energie im Auftrag von BMWi, 2014.

derzeit in der Stromerzeugung in KWK-Anlagen gebunden sind (siehe oben). Erforderlich wäre eine Umrüstung der bestehenden Biogasproduktion auf Biogasaufbereitung und –einspeisung. Die betreffenden Biogasmengen erhalten allerdings derzeit i.d.R. im Rahmen des EEG eine garantierte Vergütung für in KWK-Anlagen erzeugte und in das Stromnetz eingespeiste Strommengen. Ohne weitere Maßnahmen würden diese Mengen erst nach einer Förderdauer von 20 Jahren für die Netzeinspeisungen frei. Da eine Vielzahl von Biogasanlagen unter dem EEG im Zeitraum von 2010 bis 2015 errichtet worden sind, stünden signifikante Biogasmengen aus diesen Anlagen also erst im Zeitraum von 2020 bis 2025 alternativen Anwendungen zur Verfügung.

Möglich wäre es ggfs., durch Änderung des Förderrahmens und zusätzliche Anreize für die Anlagenbetreiber, Biogasmengen aus der KWK-Verstromung vor Ende der Förderlaufzeit herauszulösen. Hintergrund ist, dass bei diesen Anlagen i.d.R. Reinvestitionen in einen KWK-Motor nach 10-15 Jahren erforderlich werden. Zu diesem Zeitpunkt wäre es möglich, Anreize zu schaffen, die Gasmengen für die Netzeinspeisung verfügbar zu machen, bzw. den Anlagenbetreibern eine Abwägung zwischen Reinvestition mit weiterer KWK-Verstromung einerseits und Investition in Gasaufbereitung mit Netzeinspeisung andererseits zu ermöglichen (vgl. auch Kapitel 4).

2.2 Perspektivische Rolle synthetischer Gase

2.2.1 Wasserstoff und synthetisches Methan als Zukunftsoptionen

Die verfügbaren Biogasmengen sind mittel- bis langfristig begrenzt. In diesem Zeitraum könnten allerdings erhebliche zusätzliche Mengen an klimaneutralen Gasen in Form von synthetischen Gasen, die aus Erneuerbaren Energien hergestellt werden, in das Gasnetz eingespeist werden. Strom aus Erneuerbaren Energien würde dann nicht nur direkt im Gebäude- und Verkehrssektor verwendet werden, sondern der EE-Strom würde in andere Energieformen transformiert und dann entsprechend eingesetzt.

Bei den „synthetischen“, aus erneuerbarem Strom hergestellten Gasen sind z.B. Wasserstoff (H₂) und Methan (CH₄) denkbar:

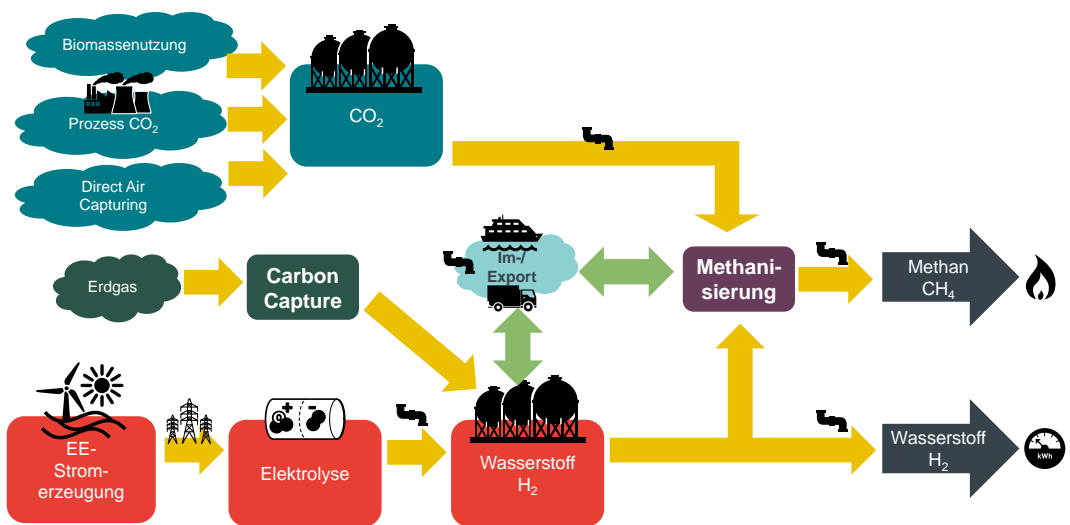
- **Wasserstoff:** Für die Herstellung von Wasserstoff stehen verschiedene Prozesse zur Verfügung. Allen Prozessen gemein ist, dass unter Einsatz von (erneuerbarem) Strom Wasser in die Bestandteile „Wasserstoff“ und „Sauerstoff“ aufgespalten wird. Die Wasserstoffelektrolyse kann mit Niedrigtemperaturverfahren (bei 50-80°C) oder mit Hochtemperaturverfahren (700-1000°C) durchgeführt werden. Einige der Verfahren, insbesondere die Hochtemperaturelektrolyse, befinden sich heute noch im Entwicklungsstadium. Zudem kommen die Verfahren heute noch in relativ kleinen und vereinzelt Anlagen zum Einsatz, so dass damit zu rechnen ist, dass Größeneffekte und Standardisierungsvorteile zukünftig realisiert werden können.

Wasserstoff kann, in begrenzten Mengen, dem heutigen Erdgasnetz zugespeist werden. Denkbar wäre auch eine komplette Umstellung des Gassystems auf Wasserstoff (Wasserstoffwirtschaft), wobei hier erhebliche Umstellungen im Gasnetz und bei den Endanwendungen erforderlich wären.

- **Synthetisches Methan:** Bei der Herstellung von synthetischem Methan wird Wasserstoff via „Methanisierung“ in Methan umgewandelt (Abbildung 5).¹⁷ Das hierfür erforderliche CO₂ kann durch „Waschung“ aus der Luft gewonnen werden (sog. „Direct Air Capture“) oder aus anderen Quellen stammen (z.B. aus Industrieprozessen, Biomasse).

Synthetisches Methan kann ohne weiteren Umstellungsaufwand in das Gasnetz eingespeist werden.

Abbildung 5 Umwandlung von Strom in synthetisches Methan



Quelle: Frontier Economics.

2.2.2 Potenziale und Chancen von „Power-to-Gas“

Wesentliche Herausforderung der „Power-to-Gas“ Technologie sind die Energieverluste bei der Umwandlung von Strom in die Gase, die heute bei Wasserstoff ca. 30% und bei synthetischem Methan ca. 50% betragen. Inwiefern sich die Umwandlungsverluste auf die Kosten des Energieträgers auswirken, hängt im Wesentlichen von den Kosten der Bereitstellung Erneuerbaren Stroms ab. Hier konnten gerade in der jüngeren Vergangenheit erhebliche Kostensenkungen erzielt werden, ein weiterer Rückgang der EE-Kosten wird für die Zukunft erwartet.

Zudem sind die Anlagen für die Herstellung synthetischer Gase, also die Elektrolyse- und Methanisierungsanlagen, mit relativ hohen Investitionskosten verbunden, sie sind also relativ kapitalintensiv. Ob sich die Technologie in Zukunft auf breiterer Front durchsetzen kann, hängt in Folge dessen von der Auslastung der Anlagen sowie der weiteren Entwicklung der Investitionskosten

¹⁷ Methanol- und Fischer-Tropsch-Synthese sind aus technischer Sicht unterschiedliche Prozesse, die Kosten der beiden Prozesse sind jedoch sehr ähnlich, so dass wir bei der Kostenabschätzung keine Differenzierung zwischen den Prozessen vorgenommen haben.

ab, also inwieweit sich weitere Kostensenkungen realisieren lassen. Gerade bei letzterem werden für die Zukunft nicht unerhebliche Kostensenkungspotenziale vermutet, v.a. wenn größere Anlagen realisiert werden können und Lerneffekte einsetzen.

Im Gegenzug lassen sich bei Einsatz synthetischen Gases erhebliche Vorteile generieren:

- **Nutzung der bestehenden Netzinfrastruktur:** Die bestehende Gasnetzinfrastruktur kann langfristig weiter genutzt werden. Dadurch können erheblich Investitionen in alternative Infrastrukturen, wie z.B. Stromnetze, gesenkt werden. Dies betrifft nicht nur die Transportinfrastruktur über große Distanzen, sondern v.a. auch das Verteilnetz in Städten und ländlichen Gebieten.
- **Nutzung der bestehenden Gasspeicher:** In Zukunft wird die Stromerzeugung auf Basis Erneuerbarer Energien erheblich zunehmen. Die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien, wie Wind und Sonne, ist allerdings stark fluktuierend, d.h. es muss auch für Zeiten Energie bereitgehalten werden, wenn der Wind nicht weht oder die Sonne nicht scheint, und das nicht nur für wenige Stunden oder Tage, sondern auch über mehrere Wochen (sog. „Dunkelflaute“) oder auch über die Jahreszeiten hinweg. Hier bieten die bestehenden Gasspeicher erhebliche Speicherpotenziale, die sich nutzen lassen. Für die saisonale Speicherung von Energie ist unklar, wie die erforderlichen großen über einen längeren Zeitraum zu speichernden Energiemengen ohne „Power-to-Gas“ und die Gasspeicher überhaupt gespeichert werden können.
- **Geringe Anpassungserfordernisse bei den Endanwendern:** Zumindest die Verwendung von synthetischem Methan erfordert bei den Endanwendern keine Umstellungen im Verbrauch, weder technisch gesehen noch was die Bedienung der Technik und den Komfort betrifft. Des Weiteren gibt es Endanwender, die sich kaum auf alternative Technologien, wie zum Beispiel Wärmenachfrager in denkmalgeschützten Gebäuden, umstellen lassen. Diese Punkte werden in der Debatte um die Energiewende häufig übersehen.
- **Importpotenziale:** Schließlich können über „Power-to-X“ Technologien große Energiemengen über große Distanzen importiert werden, da sich Methan relativ gut transportieren lässt. So könnte langfristig z.B. aus sonnenreichen Regionen in Nordafrika und dem Nahen Osten Sonnenstrom als synthetisches Gas nach Deutschland gelangen. Die Transportinfrastruktur in Form von Pipelines oder LNG ist vorhanden. Von Vorteil ist im Besonderen, dass die z.T. deutlich günstigeren Bedingungen der Erzeugung von EE-Strom auf diese Weise genutzt werden können, weit mehr Flächen für die EE-Erzeugung zur Verfügung stehen und Ländern, die heute z.B. auf den Export von fossilen Brennstoffen angewiesen sind, eine alternative Perspektive eröffnet wird.

In welcher Größenordnung sich synthetische Gase in Zukunft am Markt durchsetzen werden, ist also heute noch nicht absehbar. Es erscheint allerdings vorteilhaft, die Gasinfrastruktur für „Grüngas“ als Baustein der Energiewende offen zu halten.

3 REGULATORISCHE RAHMENBEDINGUNGEN FÜR GRÜNES GAS

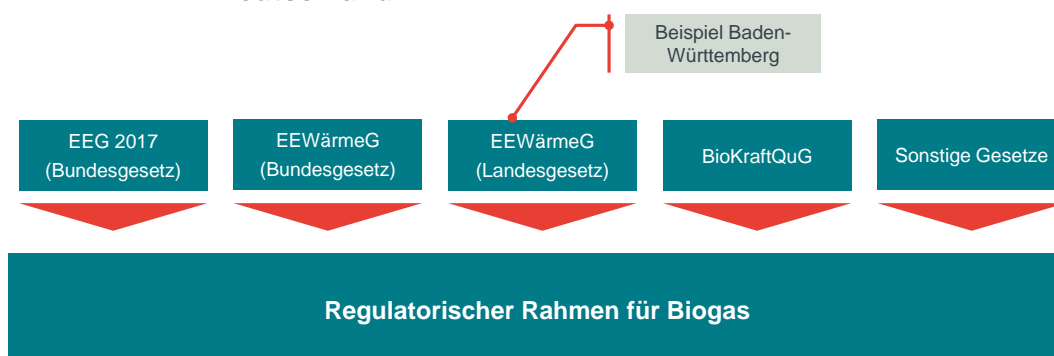
Der derzeitige regulatorische Rahmen zur Förderung erneuerbarer Energien (EE) in Deutschland besteht aus einer Vielzahl an Gesetzen und Regelungen. Im folgenden Abschnitt 3.1 geben wir einen kurzen Überblick über die wichtigsten Bausteine des derzeitigen regulatorischen Rahmens, gefolgt von einer Bewertung in Abschnitt 3.2.

3.1 Erfassung des derzeitigen regulatorischen Rahmens

Die Bereitstellung und der Einsatz grüner Gase, derzeit v.a. Biogas, wird in Deutschland v.a. durch folgende gesetzlichen Regelungen bestimmt:

- **Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG, letzte Fassung EEG 2017);**
- **Erneuerbaren-Energien-Wärme-Gesetz auf Bundesebene (EE-WärmeG);**
- **Erneuerbaren-Energien-Wärme-Gesetze auf Landesebene**, wobei hier lediglich das derzeitige Gesetz des Landes Baden-Württemberg für Biogas Wirkung zeigt (s. EWärmeG in Baden-Württemberg);
- **Biokraftstoffquotengesetz** (für den Verkehrssektor); sowie
- **Sonstige gesetzliche Regelungen und Rahmenbedingungen**, wie z.B. Regelungen zu direkten Bezuschussungen einzelner Technologien im Wärmemarkt.

Abbildung 6 Heutiger regulatorischer Rahmen für grünes Gas (Biogas) in Deutschland



Quelle: Frontier Economics

Im Folgenden geben wir einen kurzen Überblick über die wichtigsten Regelungen.

3.1.1 Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG)

Das Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (EEG) regelt die Förderung der Stromerzeugung für Erneuerbare Energien in Deutschland. Das EEG trat im Jahr 2000 in Kraft und wurde seither mehrmals novelliert und weiterentwickelt – das letzte Mal zum Jahr 2017. Wichtige Regelungsbereiche sind z.B.:

- **Zielgrößen und Korridore für den Zubau Erneuerbarer Energien:** Für Biogasanlagen wurden die Korridore im EEG 2017 ggü. dem EEG 2014 erhöht, und zwar:

- 2017-2019: 150 MW pro Jahr; und
- 2020-2022: 200 MW pro Jahr.

- **Vergütung der Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien in das Netz,** entweder als feste Vergütung pro eingespeister kWh (v.a. für Kleinanlagen relevant) oder als (variable) Marktprämie, die den Anlagenbetreibern über die am Markt erzielbaren Verkaufserlöse hinaus ausbezahlt werden (für größere Anlagen und Anlagenparks relevant).

Biogasanlagen erhalten im Rahmen des EEG Einspeisevergütungen, sofern das Biogas in KWK-Anlagen verstromt und in das Netz eingespeist wird. Die feste Vergütung wird allerdings gemäß EEG 2017, anders als in der Vergangenheit, nur noch für Anlagen bis 150kW gezahlt, größere Anlagen müssen an Ausschreibungsverfahren teilnehmen und ihren Strom selbst vermarkten (siehe unten).

Die Vergütungssätze sind in den vergangenen Jahren kontinuierlich gesenkt worden. Die aktuellen Sätze sind aus denen des EEG 2014 fortgeschrieben worden; und zwar:

- für kleine Anlagen bis 150 kW: 13,32 ct/kWh;
 - für Bioabfallanlagen bis 500 kW: 14,88 ct/kWh; und
 - für Bioabfallanlagen > 500 kW bis 1 MW: 13,05 ct/kWh.
- Neben der Vergütung des Stroms erzeugen die KWK-Anlagen auch Wärme. Die Wärme wird nicht gesondert vergütet. Die Wertigkeit wird durch die Kosten von Bereitstellungsalternativen für Wärme determiniert;

Abbildung 7 Entwicklung der Einspeisevergütung für Biogasanlagen im Zeitablauf

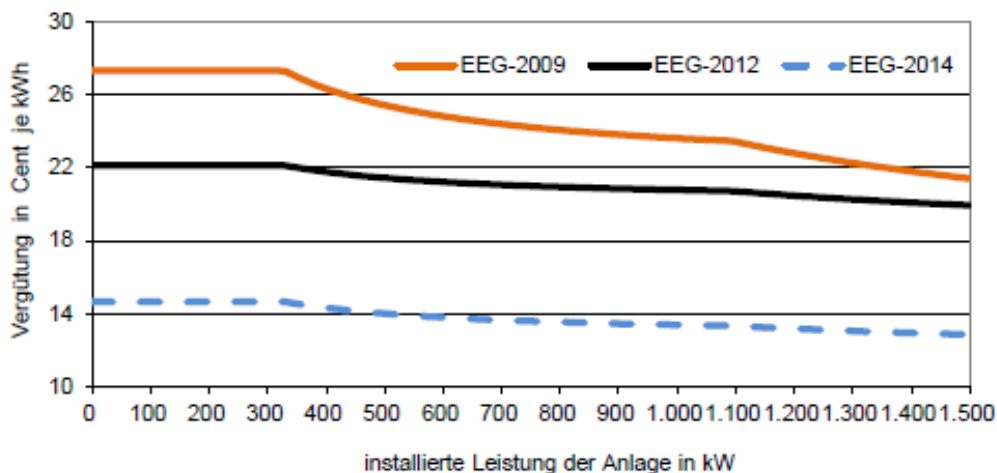


Abbildung 2-1 Vergleich beispielhafter Vergütungen für Biogasanlagen nach EEG-2009, EEG-2012, EEG-2014 (inkl. Kapazitätsprämie für EEG-2014)

Quelle: DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH, Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2014 gemäß § 65 EEG

- Die **Vermarktung des Erneuerbaren Stroms**, entweder durch die Übertragungsnetzbetreiber (für Strommengen, die den EE-Anlagenbetreibern zu fixierten Sätzen vergütet werden), oder durch die Anlagenbetreiber selbst („Direktvermarktung“, relevant für die Anlagen mit einer Leistung von mehr als 100 kW elektrischer Leistung). Letztere erhalten die Förderung in Form einer gleitenden Marktprämie;
- **Ausschreibungsverfahren** für den Zubau von Erneuerbaren Kapazitäten, hier v.a. Windenergieanlagen an Land (onshore) und auf See (offshore), Photovoltaikanlagen, die auf Freiflächen errichtet werden, sowie größere Anlagen anderer Technologien einschließlich der Biogasverstromung.

Zum Jahr 2017 wurde das System für Biogasanlagen mit Verstromung in KWK-Anlagen mit einer Größe von mehr als 150 kW elektrischer Leistung von der garantierten Festvergütung auf Ausschreibungen umgestellt (Verfahren: Pay-as-bid; Zuschlag = Gebotswert). Neue Kleinanlagen mit weniger als 150 kW Leistung können weiterhin eine Einspeisevergütung erhalten oder aber freiwillig an den Ausschreibungen teilnehmen. Das Ausschreibungsverfahren wird gemeinsam für alle Biomasseanlagen zur Stromerzeugung (unabhängig von den Einsatzstoffen und der Technologie) durchgeführt. Die Ausschreibungen werden für Neuanlagen (Förderdauer Neuanlagen: 20 Jahre) und Bestandsanlagen (Förderdauer: 10 Jahre) gemeinsam durchgeführt. Die maximalen Vergütungssätze im Rahmen der variablen Marktprämie betragen:

- für Neuanlagen: 14,88 ct/kWh; und
- für Bestandsanlagen: 16,90 ct/kWh.

Die EEG-Förderung wird zudem auf 50 Prozent der installierten Leistung begrenzt;

- **Zahlung der EEG-Umlage auf selbst verbrauchte Strommengen** – Für eigenerzeugten Strom ist die Zahlung der EEG-Umlage (heute ca. 6 ct/kWh) reduziert, wenn der Erzeuger den Strom selbst verbraucht und der Strom nicht durch das Netz zur allgemeinen Versorgung geleitet wird. Ab 2017 sind 40% der EEG-Umlage auf eigenverbrauchten Strom zu zahlen. Allerdings bleibt eigenverbraucher Strom aus kleinen Anlagen bis zu 10 kW weiterhin für bis zu 10 MWh im Jahr von der EEG-Umlage befreit (Bagatellgrenze).

Die Regelungen zeigen eine starke Differenzierung zwischen Anlagentypen, Anlagengrößen und Technologien; das EEG ist also insgesamt nicht technologieneutral. So unterscheiden sich die geförderten Zubaukorridore sowie die maximalen Subventionssätze (Marktprämie) auch in den jüngeren Novellen bedeutsam zwischen den Technologien.

Ein weiteres Beispiel ist die Differenzierung zwischen Bestands- und Neuanlagen: Bestandsanlagen haben gegenüber neuen Anlagen klare Wettbewerbsvorteile. Die oftmals schon amortisierten Bestandsanlagen können mit 16,9 ct/kWh auf einen im Vergleich zu Neuanlagen um mehr als 2 ct/kWh höheren Höchstwert bieten. Möglich ist also, dass die Bestandsanlagen das Gesamtvolumen der Zuschläge in den Ausschreibungsverfahren erhalten.

3.1.2 Erneuerbaren-Energien-Wärmegesetz (Bundesebene)

Das Gesetz zur Förderung von Erneuerbaren Energien im Wärmebereich (EEWärmeG) verpflichtet Eigentümer von neu zu errichtenden Gebäuden, den Wärmebedarf anteilig mit erneuerbaren Energien zu decken. Das Gesetz definiert Mindestanteile der erneuerbaren Quellen und ist sowohl an private als auch an öffentliche Bauherren adressiert. Die Eigentümer können dabei unter den verschiedenen zugelassenen erneuerbaren Energieträgern wählen. Die erforderlichen Anteile bei der Nutzung von Biogas sind hierbei:

- bei Neubauten muss der Wärmeenergiebedarf zu mind. 30% aus gasförmiger Biomasse gedeckt werden; und
- bei grundlegenden Renovierungen bei Bestandsgebäuden (öffentliche Hand) muss der Wärmeenergiebedarf zu mind. 25% aus gasförmiger Biomasse gedeckt werden.

Zugelassen ist hierbei nur die Deckung des Wärmebedarfs durch Biogas im Neubau, wenn dieses in KWK-Anlagen eingesetzt wird (also z.B. nicht in Gasbrennwertkesseln).

Der Mindestanteil der regenerativen Wärmequellen ist davon abhängig, welche EE eingesetzt werden. So betragen die betreffenden Anteile z.B.

- bei solarer Strahlungsenergie: mind. 15%;
- bei flüssiger und feste Biomasse: mind. 50%; und
- bei Geothermie und Umweltwärme: mind. 50%.

Auch bei der grundlegenden Renovierung öffentlicher Bestandsbauten wird differenziert: So liegt der erforderlicher Anteil von EE bei der Nutzung erneuerbarer Energien außer bei gasförmiger Biomasse bei mindestens 15% (statt mindestens 25%).

Das Gesetz sieht außerdem vor, dass die Nutzungspflicht erfüllt ist, wenn der Wärmebedarf zu mindestens 50% mit einer KWK-Anlage gedeckt wird. Die Herkunft der eingesetzten Energie spielt hierbei keine Rolle.

Das EEWärmeG ist also, wie auch das EEG, sehr technologiespezifisch ausgestaltet. Zudem wird dem Einsatz der Kraft-Wärme-Kopplung Vorrang eingeräumt, insbesondere da z.B. Biogas nur in Kombination mit KWK zur Erfüllung der EE-Wärmequote herangezogen werden kann. So kann grundsätzlich auch in das Netz eingespeistes Biogas zur Erfüllung der EE-Wärmequote eingesetzt werden. Allerdings wird diese Option aufgrund der alternativen Förderung von Biogas in der KWK-Verstromung im Rahmen des EEG und der Verpflichtung zur Nutzung eines KWK-Systems im Gebäudebereich in der Praxis bisher nicht genutzt.

3.1.3 Erneuerbare-Wärme-Gesetz (Landesebene)

Während das EEWärmeG auf Bundesebene die Nutzung der EE im Wärmebereich lediglich für Neubauten reguliert, steht den Bundesländern die Möglichkeit offen, eine ähnliche Regelung für den sanierten Bestand einzuführen.¹⁸

Diese Option wird zurzeit vom Land Baden-Württemberg umgesetzt, wo das entsprechende Gesetz (EWärmeG) bereits 2010 in Kraft trat. Das Gesetz verpflichtete in seiner ursprünglichen Fassung, beim Austausch der Heizungsanlagen in Bestandsgebäuden dafür zu sorgen, dass mindestens 10% des Wärmebedarfs aus regenerativen Quellen gedeckt wird oder den Wärmeenergiebedarf um mindestens 15% zu reduzieren. Dies gilt für die vor dem 1. Januar 2009 errichteten Bestandsgebäuden. Mit der Novelle des Gesetzes im Jahr 2015 wurde der Mindestanteil der EE auf 15% erhöht. Zur Erfüllung der Quoten kann eine Vielzahl an Technologien nahezu beliebig miteinander kombiniert werden. Die Maßnahmen werden entsprechend ihrem Anteil am Wärmeenergiebedarf angerechnet.

Biomethan konnte somit seit 2010 zur Erfüllung der Auflagen des EWärmeG BW als alleinige EE-Technologie herangezogen werden. Seit der Novellierung des Gesetzes im Juli 2015 kann Biomethan jedoch nicht mehr alleine die erforderlichen Quoten erfüllen. So kann seit der Novellierung des EWärmeG für erdgasbetriebene Heizungsanlagen mit bis zu 50 kW Leistung die Verwendung (Beimischung) von Biomethan von bis zu 10% als Erfüllungsoption lediglich noch zu maximal zwei Dritteln angerechnet werden.

Die Regulierung fördert also auch die Beimischung von Biomethan zu Erdgas. Dies hat zur Folge, dass Angebote als Kombination von Erdgas mit der Biomethan-Beimischung vor allem in Baden-Württemberg vertrieben werden. Baden-Württemberg spielt vor diesem Hintergrund eine bedeutsame Beispielrolle und ist Vorreiter unter den deutschen Bundesländern in Hinblick auf die Förderung der EE in Bestandsgebäuden.

¹⁸ Das EEWärmeG gilt auf Bundesebene, erlaubt jedoch den Bundesländern gemäß § 3 Abs. 4 auch für den privaten Gebäudebestand Nutzungspflichten für EE festzulegen.

3.1.4 Sonstiger Ordnungsrahmen einschließlich direkter Bezuschussungen

Neben den genannten Regelungen besteht eine Vielzahl von Einzelregelungen im Ordnungsrahmen, mit denen bestimmte Maßnahmen und/oder Technologien gefördert werden. Hierzu gehören u.a. Bezuschussungen, z.B. von Sanierungsmaßnahmen oder auch von Investitionen in Einzeltechnologien. Hierdurch schafft der Staat im Wärmemarkt zusätzliche finanzielle Anreize, die die Entscheidung über Neuinstallation oder Austausch einer Heizungsanlage deutlich beeinflussen können.

Die Zuschüsse werden sowohl vom Bund (z.B. Marktanreizprogramm) als auch von Landesbehörden (z.B. Programm progres.nrw des Bundeslandes NRW) angeboten. So fördert der Bund über die „Maßnahmen zur Nutzung von Erneuerbaren Energien im Wärmemarkt“ (kurz Marktanreizprogramm) u.a. neben Solarthermie und Biomasseheizungen elektrische und gasbetriebene Wärmepumpen im Gebäudebestand und Neubau. Für bestimmte Anlagen können auf Basis des „Anreizprogramms Energieeffizienz“ (APEE) zusätzliche Zuschüsse gewährt werden.¹⁹

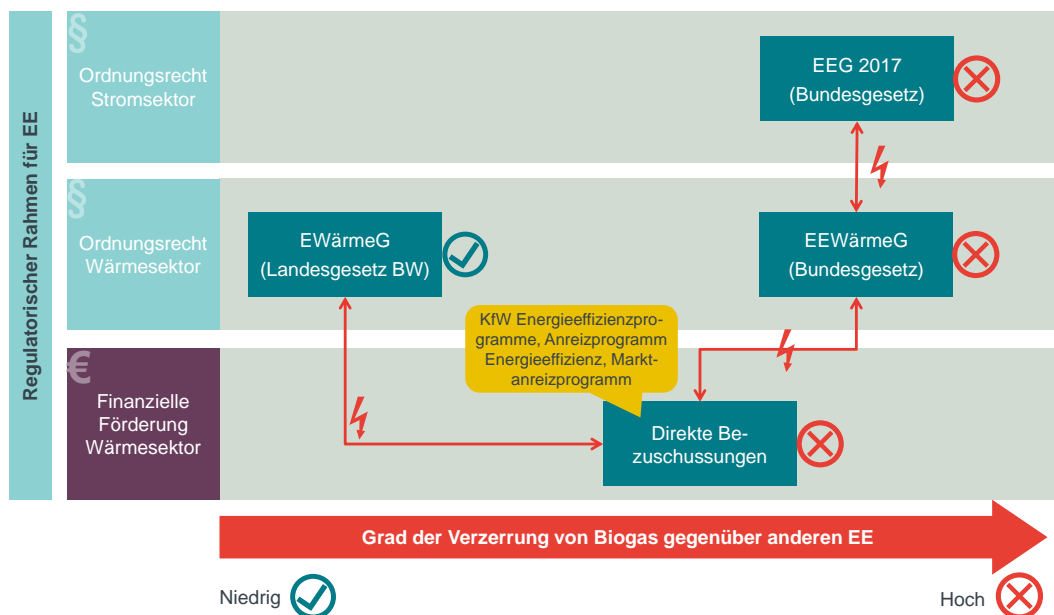
Darüber hinaus bieten die KfW sowie etliche Landesbanken, wie bspw. die NRW.BANK, bezuschusste Kredite für Gebäudesanierungen und Umrüstungen an (z.B. die KfW-Energieeffizienzprogramme).

3.2 Bewertung des regulatorischen Rahmens

Wie dargestellt, besteht der regulatorische Rahmen für grünes Gas in Deutschland aus einer Vielzahl an Gesetzen und Regelungen. Diese führen zu Verzerrungen und Wechselwirkungen untereinander (Illustration s. Abbildung 8). Insbesondere ist derzeit kein technologieneutraler Förderrahmen gegeben. Der derzeitige regulatorische Rahmen differenziert stark nach Technologien und bietet demnach kein „Level-Playing-Field“ der einzelnen Technologien, in dem die Technologien miteinander in Wettbewerb treten könnten. Im Folgenden wird aufgezeigt, dass dies v.a. zu Lasten des Potenzials von grünem Gas (kurzfristig v.a. Biogas) für die Einspeisung in die Gasnetze und im Wärmemarkt geht.

¹⁹ Das APEE fördert bspw. moderne Biomasseanlagen und effiziente Wärmepumpen, die ineffiziente Altanlagen auf Basis fossiler Energieträger ersetzen, mit einem Betrag in Höhe von 20% des im Marktanreizprogramms für die Installation der neuen Anlage bewilligten Gesamtförderbetrags und zusätzlich einem einmaligen Investitionszuschlag in Höhe von 600 Euro für die „Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz am Heizungssystem“ (s. folgende Quelle: http://www.bafa.de/DE/Energie/Heizen_mit_Erneuerbaren_Energien/Anreizprogramm_Energieeffizienz/anreizprogramm_energieeffizienz_node.html).

Abbildung 8 Verzerrende Rahmenbedingungen für Biogas



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Rote Blitze kennzeichnen energieträgerverzerrende Wechselwirkungen zwischen den energiepolitischen Maßnahmen.

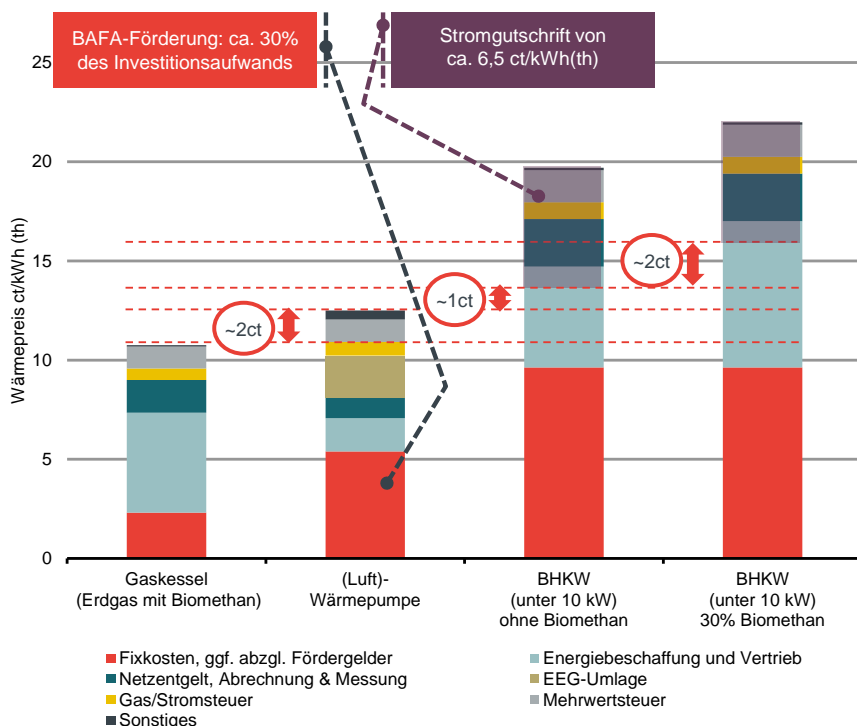
3.2.1 Erneuerbaren-Energien-Gesetz

Das **EEG 2017** sowie seine Vorgänger fokussieren auf die Förderung der **Verstromung** von Erneuerbaren Energien. Da derzeit keine gleichgeartete Förderung von Biogaseinspeisung ins Netz erfolgt, resultiert hieraus ein einseitiger Fokus auf KWK-Verstromung von Biogas.

Biogas könnte alternativ auch in das Gasnetz eingespeist und z.B. im Wärmemarkt bei den Endkunden „vor Ort“ eingesetzt werden. Das äquivalente Förderinstrument ist hier auf Bundesebene das EE-WärmeG. Allerdings ist die Förderung durch das EEG für die Biogasverstromung einerseits und durch das EEWärmeG andererseits nicht gleichwertig:

- **Unsicherheiten/Risiken:** Eine Vermarktung von Biogas über Netzeinspeisung muss durch die Anlagenbetreiber oder Zwischenhändler erfolgen, die im Auftrag der Anlagenbetreiber handeln. Bei der Vermarktung über Netzeinspeisung bestehen allerdings Marktpreisrisiken, die Investitionssicherheit ist also nicht in gleichem Maße gegeben wie unter dem EEG.
- **KWK-Zwang** bei Endkunden bei Netzeinspeisung: Bei Vermarktung über Netzeinspeisung sind die EE-Wärmequoten mit Hilfe von Biogas nur anrechenbar, wenn das Biogas in KWK-Anlagen (z.B. Mini BHKW) eingesetzt wird. Dies erhöht die Kosten erheblich z.B. ggü. dem Einsatz in einem deutlich preisgünstigeren Gasbrennwertkessel. Dies wird in der Beispielrechnung aus Abbildung 9 ersichtlich, die die Kosten für die Systeme Gasbrennwertkessel (mit Beimischung von Bio-Methan von 30%), Wärmepumpe und BHKW für ein beispielhaftes Bestandsgebäude gegenüberstellt.

Abbildung 9 Haushaltsperspektive (betriebswirtschaftliche Sicht, inkl. Zuschüsse) für Bestand

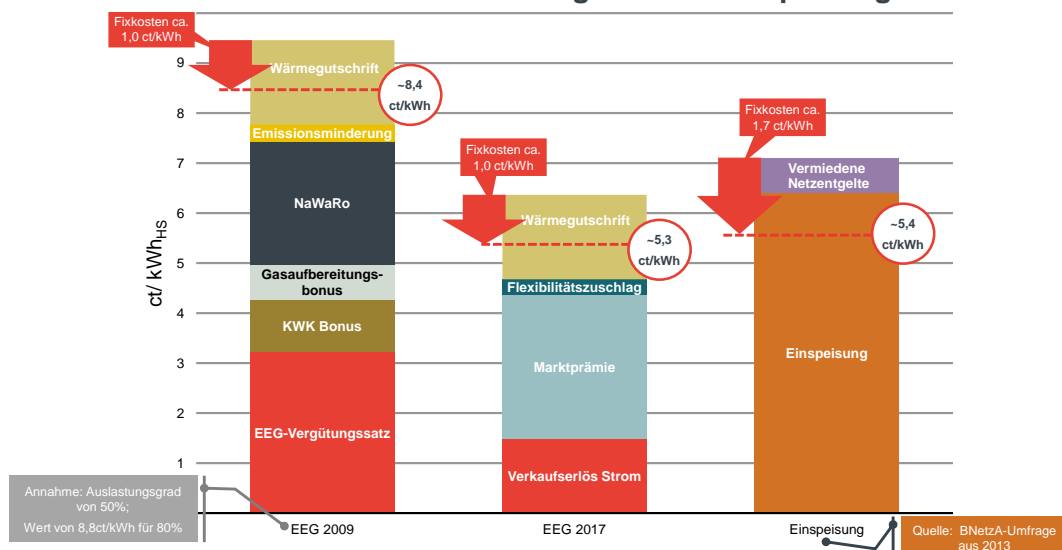


Quelle: Frontier Economics, eigene Berechnungen.

Hinweis: Die rot gestrichelten Linien markieren den Wärmepreis für unterschiedliche Technologien, ggf. abzüglich der Stromgutschrift. In den Kreisen sind die Kostendifferenzen zwischen Technologien dargestellt. Analyse bezieht sich auf Bestandsgebäude; angenommen wurde ein Wärmebedarf von 25.000 kWh/Jahr.

- Vergütungsunterschiede:** Gerade bei älteren Fördersätzen übersteigt die unter dem EEG erzielbare Vergütung die erzielbaren Erlöse auf dem Markt für Biogas in der Wärmeerzeugung bei weitem. Abbildung 10 stellt beispielhaft die Vergütung dar, die unter dem EEG 2009 und dem EEG 2017 mit einer KWK-Anlage erzielt werden und die Vergütung, die alternativ bei Einspeisung in das Netz im Schnitt erzielt werden kann.

Abbildung 10 Vergütung einer beispielhaften KWK-Anlage mit 500 kW(e) installierter Leistung abzgl. anwendungsspezifischer Investitionskosten im Vergleich zur Einspeisung



Quelle: Frontier Economics basierend auf BNetzA, VBEW: EEG-Vergütungsübersicht für Inbetriebnahmejahr 2016 und Biogas – Monitoringbericht 2014, DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH, Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2014 gemäß § 65 EEG

Hinweis: Die roten Kreise stellen die Erlöse abzüglich der Investitionsaufwände dar. Rote Pfeile entsprechen den anwendungsspezifischen Investitionsaufwänden umgerechnet pro kWh(HS) Biogas. Dies sind im Fall der Verstromung eine KWK-Anlage und E-Netzverbindung, im Fall der Einspeisung eine Anlage zur Biomethanaufbereitung sowie eine Einspeisungsanlage. Grundannahmen bei den Berechnungen: Verstromung erfolgt in einer KWK-Anlage mit 500 kW Leistung, Bemessungsleistungsfaktor 50%, Anteil der nutzbaren Wärme 75%, Wärmewert 5 ct/kWh(th); Einspeisung: Einspeiseanlage 125 Nm3/h. EEG 2017 Vergütung: 13,36 ct/kWh(el) Flexible Vergütungsbestandteile; EEG 2009 Vergütung: 22,20 ct/kWh(el), Technologieabhängige Förderung führt zu deutlich unterschiedlicher Vergütung (verschiedene Substrate, Formen der Stromerzeugung), Keine Abhängigkeit vom Strompreis; Gaseinspeisung Marktpreis: ca. 7- 7,5 ct/kh; Vermiedene Netzentgelte ca. 0,7 ct/kWh]

Die Gaseinspeisung in das Netz wurde also regulierungssystematisch gegenüber der Verstromung v.a. in der Historie benachteiligt. Diese Verzerrung wird durch das kontinuierliche Absenken der Vergütungssätze abgebaut. So kann in bestimmten Fällen bei neuen Anlagen die Einspeisung kommerziell zu ähnlichen oder höheren Vergütungen führen als bei einer Verstromung in einer KWK-Anlage – allerdings sind bei der Verstromung die Erlöse gesichert, d.h. es sind keine Marktpreisrisiken wie bei der Einspeisung vorhanden (siehe oben).

3.2.2 Erneuerbaren-Energien-Wärme-Gesetz auf Bundesebene

Das EEWärmeG ist ein wichtiger Bestandteil der THG-Minderungsstrategie im Gebäudebereich, weist aber in verschiedener Hinsicht Nachteile auf, da:

- (weitgehender) Fokus auf Bestandsgebäuden;
- Fokus auf KWK-Verstromung bei Biogas; und
- technologiespezifische Erfüllungsquoten.

Im Folgenden gehen wir auf diese Punkte kurz ein.

(Weitgehender) Fokus auf Bestandsgebäuden

Im **EEWärmeG** auf Bundesebene liegt ein einseitiger Fokus auf dem Wärmebedarf für neu zu errichtende Gebäude (Ausnahme: Sanierung öffentlicher Bestandsgebäude). Allerdings machen die Neubauten am gesamten Gebäudebestand nur einen kleinen Teil aus. Für den Energieverbrauch und die THG-Emissionen ist insbesondere der Wandel im Gebäudebestand entscheidend, da einem Bestand von ca. 18,1 Mio. Wohngebäuden lediglich etwa 200.000 Neubauten pro Jahr gegenüberstehen.²⁰

Insofern wäre für eine erfolgreiche Reduzierung von THG-Emissionen im Wärmemarkt eine Ausweitung der Perspektive auf den Gebäudebestand erforderlich. So würde laut BDEW bspw. ein Austausch aller Bestands-Ölheizkessel durch neue Gas-Brennwertkessel im gasberohrten Gebiet 18,35 Mio. t CO₂ pro Jahr einsparen.²¹

Einseitiger Fokus auf KWK-Anlagen

Der einseitige Fokus auf KWK-Anlagen bei der Verwendung von Biogas vernachlässigt das Potenzial bei Heizkesseln. Insbesondere bei der Sanierung des Gebäudebestands hätte grünes Gas z.B. in Kombination mit Gasbrennwertkesseln jedoch kostenseitig erhebliche komparative Vorteile:

- Moderne Gasbrennwerttechniken versprechen aufgrund der vergleichsweise geringen Investitionskosten hohe Effizienzgewinne ggü. Altanlagen bei geringen Kosten;
- Sie lassen sich aufgrund der hohen Vorlauftemperaturen der Heizungssysteme leicht auch im Wohnungsbestand einbauen, ohne dass das gesamte Heizungskonzept in den Bestandsgebäuden geändert werden muss, was hohe Investitionen bei der Sanierung nach sich ziehen würde;
- Gasbrennwertthermen haben zwar mit knapp 100% einen hohen Wirkungsgrad, die Wirkungsgrade von Wärmepumpen erreichen sie allerdings nicht. Bei sanierten Bestandsgebäuden fällt dieser Nachteil allerdings geringer ins Gewicht als bei nicht-sanierten Bestandsbauten, da der Energiebedarf insgesamt deutlich geringer sein dürfte.

Technologiespezifische Erfüllungsquoten

Daneben wird im EEWärmeG eine Verzerrung eines „Level Playing Field“ zwischen EE-Technologien auch durch unterschiedliche Erfüllungsquoten der verschiedenen Erneuerbaren Energien bewirkt. Es ist somit nicht sichergestellt, dass Investitionen in Anlagen zur Erzeugung von Wärme auf Basis von EE zu den THG-Emissionsminderungen mit den geringsten Kosten führen.

Daneben ist eine Erfüllung der EE-Wärmequoten über die kombinierte Strom/Wärme-Erzeugung in KWK-Anlagen möglich (dann mindestens 50% der Wärmebereitstellung aus KWK). Da die Quotenerfüllung hier auch ohne die Beimischung von Biogas möglich ist, gleichzeitig aber Biogas in KWK-Anlagen

²⁰ S. BDEW, Ohne Wärmemarkt keine Energiewende – Kernbotschaften des BDEW, Berlin 2013.

²¹ Quelle: BDEW, Zukunftsstrategie Gas – Handlungsfeld „Wärmemarkt“, 8. Mai 2017. Dies entspräche einer Erneuerung von 2,53 Mio. Kesselanlagen.

eingesetzt werden muss, um anrechenbar zu sein, ist praktisch ausgeschlossen, dass die KWK-Option mit Biogas gewählt wird.

3.2.3 Erneuerbaren-Energien-Wärme-Gesetz auf Landesebene

Das EEWärmeG (Bundesgesetz) fördert insbesondere Neubauten (nicht-öffentliche Gebäude), ermöglicht jedoch den Bundesländern, eine weiterführende landeseigene Regelung für den Bestand einzuführen.²² Dies wird bisher ausschließlich von Baden-Württemberg (BW) genutzt. Wie dargestellt (siehe Abschnitt 3.1.3) fordert das **EWärmeG in Baden-Württemberg**

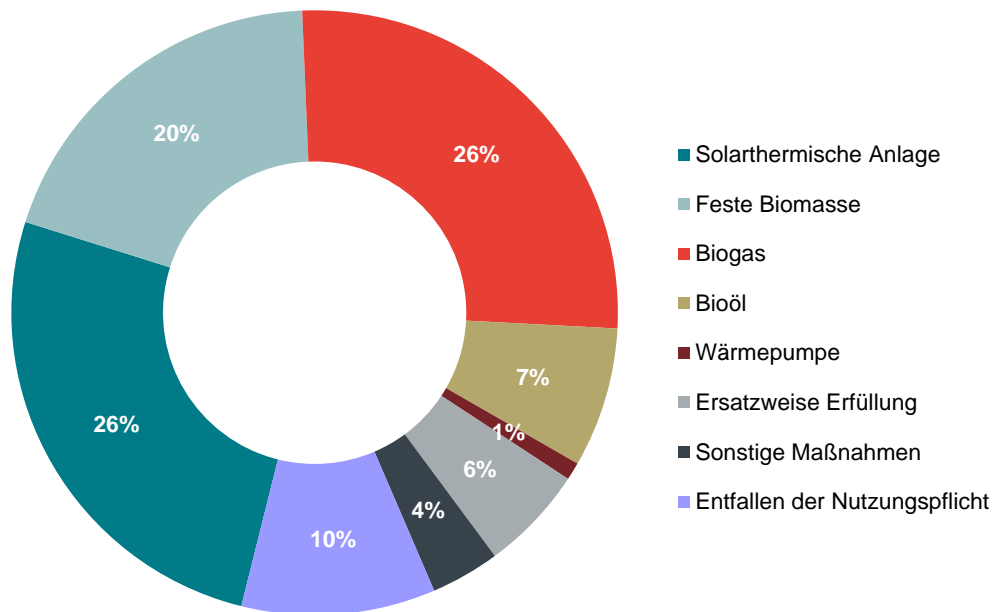
- die Erfüllung von EE-Quoten für die Wärmebereitstellung in **Bestandsbauten** (heute 15%, bis Juni 2015 10%);
- ermöglicht aber gleichzeitig die **Kombinationen von EE-Technologien** zur Erfüllung der Quoten.

Biomethan kann seit 2010 zur Erfüllung der Auflagen des EWärmeG BW herangezogen werden. Für erdgasbetriebene Heizungsanlagen mit bis zu 50 kW Leistung kann seit Juli 2015 die Verwendung (Beimischung) von Biomethan von bis zu 10% als Erfüllungsoption zu maximal zwei Dritteln angerechnet werden.

Die Regulierung fördert also auch die Beimischung von Biomethan zu Erdgas. Dies hat zu einem erheblichen Einsatz von Biogas im Wärmesektor geführt. Abbildung 11 stellt die durchschnittlichen Anteile der eingesetzten Technologien zur Erfüllung des EWärmeG in den Jahren 2010 bis 2015 beim Austausch einer Heizung dar. Die Wahl des Energieträgers Erdgas mit einer Biomethan-Beimischung gehört neben der Photovoltaik zu den beliebtesten Technologien bei einer Sanierung der Anlagen im Bestand. Bei circa jeder vierten Sanierung hat man sich für den Biomethan-Einsatz entschieden.

²² §3, Absatz 4 EEWärmeG.

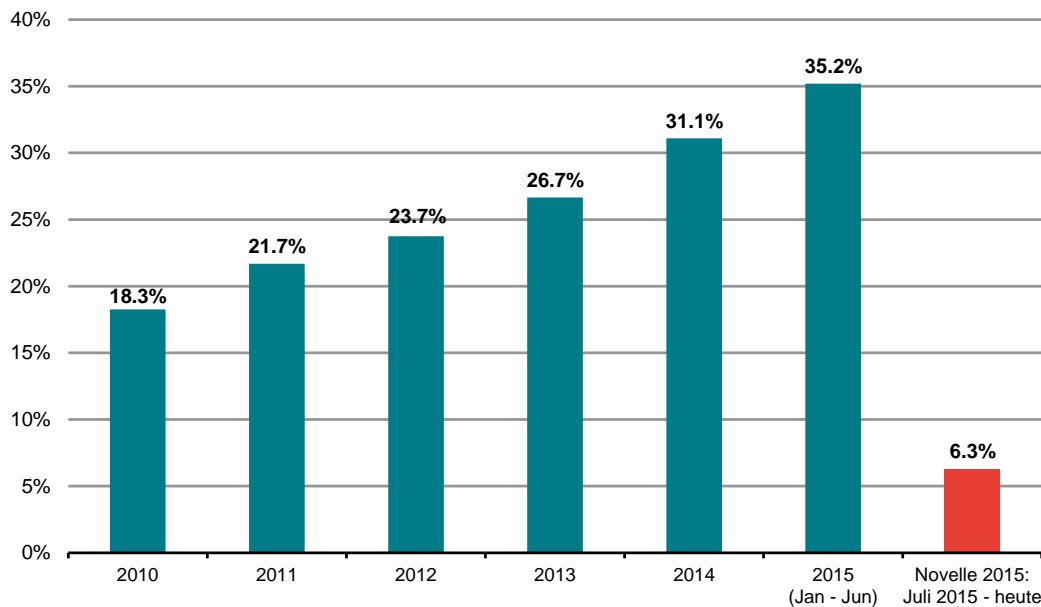
Abbildung 11 Erfüllung des EWärmeG (BW) im Bestand (2010-2015: ursprüngliche Gesetzesfassung)



Quelle: Frontier Economics basierend auf Daten des Statistischen Landesamtes Baden-Württemberg.

Hinweis: Gewählte Energieträger bei Erneuerung der Wärmeerzeugungsanlagen im Bestand

Abbildung 12 illustriert den wachsenden Anteil von Biogas über die Zeit seit der Einführung des EWärmeG in Baden Württemberg. Der Anteil von Biogas als Erfüllungsoption hat sich in den Jahren 2010 bis 2015 fast verdoppelt: von 18% in 2010 auf 35% in 2015.

Abbildung 12 Anteil Biogas als Erfüllungsoption EWärmeG (BW) im Bestand


Quelle: Frontier Economics basierend auf Daten des Statistischen Landesamtes Baden-Württemberg.

Hinweis: Stand: 19.06.2017 (die Zahlen für den Zeitraum ab 2015 sind vorläufig).

Baden-Württemberg hat – wie dargestellt – den ursprünglich geforderten Anteil der EE bei Sanierung des Gebäudebestands von 10% des Wärmebedarfs mit der Novelle 2015 weiter auf 15% erhöht. Diese Änderung hatte jedoch negative Auswirkungen auf den Anteil von Biogas: Der Anteil des Biogases bei der Bestandssanierung ging in Folge der Novelle von ca. 35% der Heizungsanlagen auf nur noch 6% zurück.

Grund hierfür ist, dass Biogas bei einer Verpflichtungsquote von 15% nur noch zu maximal 10% anerkannt wird. Dadurch genügt diese Technologie nicht mehr, um die Verpflichtungen des EWärmeG vollständig zu erfüllen – Biogas wird nur noch zu maximal 2/3 anteilig angerechnet.²³ Aus diesem Grund sind die Bauherren, die sich für die Biomethan-Beimischung entscheiden, gezwungen, Biogas mit einer anderen Technologie zu kombinieren. Dies senkt die Attraktivität von Biogas bei der Sanierung der Heizungsanlage deutlich. Dies zeigt, dass selbst kleine Anpassungen des regulatorischen Rahmens erhebliche Effekte auf die Wettbewerbsfähigkeit der Technologien haben können.

Weiterhin ist umstritten, inwiefern die EE-Quotenverpflichtungen negative Auswirkungen auf die Investitionen in Sanierungen der Bestandsgebäude und Heizungsanlagen in Baden Württemberg hatten. So verteuern die EE-Verpflichtungsquoten die Sanierungen des Gebäudebestands ggü. einer Regelung ohne Verpflichtungen. Vor diesem Hintergrund vertritt der Bundesverband der Deutschen Heizungsindustrie (BDH) die These, dass das

²³ §5, Absatz 3 EWärmeG (BW).

EWärmeG zu einem Modernisierungstau geführt hat.²⁴ Allerdings ist die Evaluierung strittig: Verschiedene Vertreter der Politik und Nichtregierungsorganisationen entgegnen, dass das Gesetz nicht zum Heizungstausch anregen, sondern hochwertige Sanierungen anstoßen soll. Auch methodologisch wird der Modernisierungsindex kritisiert (z.B. der Bereich Fernwärme wird nicht berücksichtigt).²⁵

3.2.4 Sonstiger Ordnungsrahmen inklusive direkter Bezuschussungen

Der weitergehende Ordnungsrahmen für grünes Gas (und die Konkurrenztechnologien) ist unübersichtlich und hat insgesamt einen deutlich geringeren Hebel auf Erzeugung und Einsatz von grünem Gas als die bis hierhin dargestellten gesetzlichen Regelungen. Eine gewisse Hebelwirkung können allerdings v.a. auch direkte Bezuschussungen für Investitionen in THG-Minderungsmaßnahmen haben.

Zu unterscheiden sind hier:

- **Technologieneutrale Maßnahmen** wie die generelle Bezuschussung der Modernisierung von Heizungsanlagen – diese sind weitgehend unkritisch zu beurteilen, wobei auch der Heizungsaustausch mit anderen Maßnahmen, wie z.B. der Sanierung der Gebäudehülle, in Konkurrenz stehen kann (allerdings sollte bei einer ohnehin anstehenden umfassenden Sanierung der Gebäude sowohl das Heizungssystem modernisiert als auch die Gebäudehülle gedämmt werden);
- **Gezielte Bezuschussung von Einzeltechnologien** – Diese Maßnahmen stehen einem „Level-Playing-Field“ entgegen und sind aus Effizienz- und Kostengesichtspunkten generell kritisch zu sehen. Gerechtfertigt könnten diese spezifischen Zuschüsse allenfalls in der Einführungsphase von Technologien sein.

Eine Vielzahl an Förderprogrammen unterschiedlicher Herkunft (Bundesagenturen, Landesregierungen, Förderbanken, usw.) erschwert die Koordination zwischen den Zielen und Wirkungen der einzelnen Maßnahmen. Im Ergebnis werden hierdurch bestimmte Technologien stärker gefördert als andere, manche ggf. sogar stärker als dies für die Zielerreichung erforderlich wäre. So werden sowohl auf Landes- (z.B. NRW) als auch Bundesebene bestimmte Technologien (z.B. Wärmepumpen) durch mehrere Förderprogramme unterstützt (z.B. Marktanreizprogramm (BAFA), Anreizprogramm Energieeffizienz APEE (BAFA), Programm *progres.nrw* (Land NRW)). Aus Effizienzgesichtspunkten erscheint (zumindest) eine stärkere Koordination der Programme geboten.

²⁴ Laut einer Studie des Bundesverbands der Deutschen Heizungsindustrie (BDH) erscheint ein negativer Effekt auf die Sanierungsquote wahrscheinlich, da das Gesetz aufgrund steigender Sanierungskosten negative Auswirkungen auf die Sanierungsbereitschaft hat. In den Jahren 2010 bis 2015 läge der Modernisierungsindex in Baden-Württemberg im Schnitt rund 13 Prozent unter Bundesdurchschnitt. Quelle: http://www.bdh-koeln.de/fileadmin/user_upload/pressemitteilungen_pdf/3_BaWue_Multimomentaufnahme_Final_korr.pdf

²⁵ Quelle: <https://www.easyheizung.de/news/artikel/tauglichkeit-der-bdh-zahlen-wird-angezweifelt/>

4 ALTERNATIVE RAHMENBEDINGUNGEN

Wie in Kapitel 3 gezeigt, fördert der heutige regulatorische Rahmen insbesondere die Verstromung von Biogas, jedoch nicht die Einspeisung von grünem Gas in das Netz und vernachlässigt somit das Potenzial von Biogas u.a. im Wärmemarkt. So könnte im Wärmemarkt Biogas verstärkt zur „Defossilisierung“ der Wärmebereitstellung des Gebäudebestands beitragen, da im Bestand ein deutlich größerer Hebel an CO₂-Einsparpotenzial besteht als im Neubau und im Bestand alternative Technologien, wie z.B. Wärmepumpen, deutlich schwerer installierbar sind als bei Neubauten. Gleichzeitig wird Biogas im Stromsektor unabhängig von Knappheiten und Kostenrelationen eingesetzt, obwohl hier auch andere erneuerbare Technologien, wie Wind- und Solarenergie, einsetzbar sind. Mit zunehmendem Ausbau der Erneuerbaren Stromerzeugung könnte das Biogas ggf. effizienter in Sektoren eingesetzt werden, in denen eine „Defossilisierung“ mit höheren Hürden als im Strommarkt verbunden ist. Diese Abwägung erfolgt heute nicht.

Vor diesem Hintergrund ist eine Anpassung der Rahmenbedingungen für die Einspeisung klimaneutraler Gase erforderlich, um einen optimierten Einsatz bestehender Biogasmengen zu gewährleisten. Biogas als knappe Ressource sollte dort zum Einsatz kommen, wo es die höchsten CO₂-Minderungen zu geringsten Kosten verursacht.²⁶ Dies würde durch einen technologieoffenen Förderansatz gelingen. Allerdings genügt die derzeitige Fokussierung auf Verstromung in KWK-Anlagen diesem Grundsatz nicht. Im Folgenden untersuchen wir deshalb, wie der Regelungsrahmen angepasst werden kann und wie dies zu bewerten ist. Wir gehen hierbei wie folgt vor:

- Zunächst diskutieren wir die Kriterien, die bei der Bewertung der Anpassungsoptionen angelegt werden sollten (Abschnitt 4.1);
- Wir geben einen Überblick über mögliche Ansatzpunkte zur Anpassung des Rahmens und wählen vertieft zu analysierende Instrumente aus (Abschnitt 4.2);
- Daraufaufgehend beschreiben und bewerten wir die ausgewählten Instrumente (Abschnitt 4.3);
- Schließlich gehen wir der Frage nach, inwiefern Biogasmengen aus der bestehenden EEG-Förderung herausgelöst werden könnten, um diese Netzeinspeisungen zugänglich zu machen (Abschnitt 4.4).

4.1 Kriterien für die Beurteilung der Instrumente

Die Förderung Erneuerbarer Energien sowie die gewählten Fördermechanismen müssen sich an einer Reihe energiepolitischer Ziele messen lassen. So sind die möglichen Instrumente vor dem Hintergrund der generellen energiepolitischen Ziele Umweltverträglichkeit, Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit (bzw. Bezahlbarkeit der Energieversorgung) vor allem in Hinblick auf folgende Kriterien zu überprüfen und zu bewerten:

²⁶ CO₂-Vermeidungskosten sollten hier als Kriterium herangezogen werden.

- **Effektivität/Wirksamkeit:** Das Ausmaß, in dem das Instrument dazu beiträgt, das festgelegte Ziel zu erreichen, stellt den Ausgangspunkt der Evaluierung dar. In dem analysierten Kontext handelt es sich um die Effektivität bei der Senkung von CO₂-Emissionen.
- **Kosteneffizienz:** Angesichts der allgemeinen Ressourcenknappheit zählen aus der Wirtschaftlichkeitsperspektive nicht nur die Wirksamkeit, sondern auch die Kosten (oder Ressourcenverbrauch allgemein), welche das jeweilige Instrument verursacht. Deswegen ist das Verhältnis von Output (Wirkung) und Input (Kosten) der Maßnahmen von Bedeutung. Wir konzentrieren uns auf die Kosteneffizienz und sehen von weitergehenden dynamischen Aspekten wie Auswirkungen auf die Technologieentwicklung ab.
- **Akzeptanz/Durchsetzbarkeit/Umsetzbarkeit:** Die Instrumente sollten nicht nur theoretisch sinnvoll erscheinen, sondern auch praktisch umsetzbar sein. Hierbei sind verschiedene Aspekte des tatsächlichen institutionellen Rahmens zu berücksichtigen: Soziale sowie politische Akzeptanz, notwendige Änderungen des derzeitigen regulatorischen Rahmens auf nationaler Ebene, sowie relevante Regulierungen auf EU-Ebene.
- **Verteilungsgerechtigkeit:** Sollte ein Instrument Umverteilungseffekte verursachen, sind sowohl das Ausmaß der Effekte als auch die Verteilung der Vorteile und Kosten zwischen Marktakteuren im politischen Prozess von Bedeutung. Betroffene Gesellschaftsgruppen bzw. Akteure müssen in der Lage sein, die durch das Instrument verursachten Kosten zu tragen und Umverteilungseffekte, die ein erhebliches Ausmaß annehmen, stoßen i.d.R. auf gesellschaftliche Widerstände. Ansonsten ist die Akzeptanz eines Instruments als kritisch zu sehen (z.B. Energiearmut von privaten Haushalten durch steigende Energiekosten).²⁷

Aus dem oben diskutierten Kriterium Kosteneffizienz leitet sich als abgeleitetes Kriterium insbesondere die **Technologieoffenheit** von Instrumenten ab. Demnach sollten nicht bestimmte Technologien gefördert werden, sondern das Erreichen von Vorgaben bzw. Zielen unabhängig von den eingesetzten Technologien. Die Entscheidung, welche der zur Verfügung stehenden Technologien und Energieträger zum Einsatz kommen, sollte soweit wie möglich durch die Marktakteure selbst erfolgen, da ansonsten erhebliche Risiken von Fehlregulierungen bestehen, die zu erheblichen Kosten für die Gesellschaft führen können. Dies bedeutet, dass der Staat mit seinem regulatorischen Rahmen soweit wie möglich ein „Level-Playing-Field“ schaffen soll, in dem konkurrierende Technologien die Chance haben, sich im Wettbewerb durchzusetzen.

²⁷ Das Thema Energiearmut stellt in Deutschland eine vergleichsweise neue Diskussion dar. In Großbritannien wird Energiearmut seit Jahrzehnten intensiv diskutiert und es wurde seit den 1990er Jahren ein breites Portfolio an Politikinstrumenten gegen Energiearmut mit unterschiedlichem Erfolg implementiert.

4.2 Mögliche Optionen für die Anpassung des Regelungsrahmens

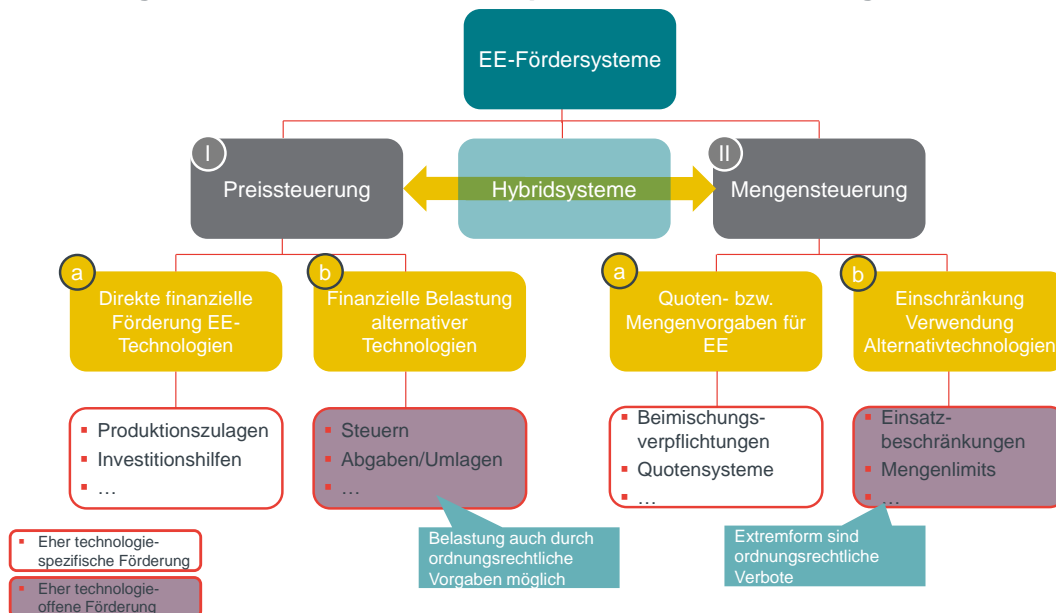
In den folgenden beiden Abschnitten werden zunächst generelle Ansatzpunkte für Fördermechanismen von EE vorgestellt und anschließend eine Übersicht möglicher Instrumente im Rahmen der Förderung von grünem Gas gegeben.

4.2.1 Generelle Ansatzpunkte für Fördermechanismen

Für das Erreichen klimapolitischer Ziele gibt es eine Vielzahl an etablierten ökonomischen Instrumenten. Hierbei wird insbesondere zwischen Instrumenten der Preissteuerung, der Mengensteuerung und des Ordnungsrechts (Verbote/Standards) unterschieden.

Abbildung 13 gibt eine Übersicht über Instrumente der Preis- und der Mengensteuerung. Je nach Ausgestaltung dieser Instrumente handelt es sich um technologiespezifische oder technologieoffene Fördermaßnahmen, die sich wie in Abbildung 13 dargestellt kategorisieren lassen. Bei der Preissteuerung können ordnungsrechtliche Vorgaben (bspw. Standards für Technologien) kostenwirksam werden und damit die Preissteuerung maßgeblich beeinflussen, bzw. bei der Mengensteuerung können ebenfalls ordnungsrechtliche Vorgaben (bspw. Gebote oder Verbote von Technologien) als Mengensteuerung interpretiert werden.

Abbildung 13 Übersicht über Ansatzpunkte für die Förderung von EE



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Instrumente des Ordnungsrechts werden hier nicht separat dargestellt, können aber ebenfalls die Instrumente der Preis- oder Mengensteuerung beeinflussen. Ebenso können weiche Instrumente („Nudges“) als energiepolitische Instrumente für den Klimaschutz eingesetzt werden.

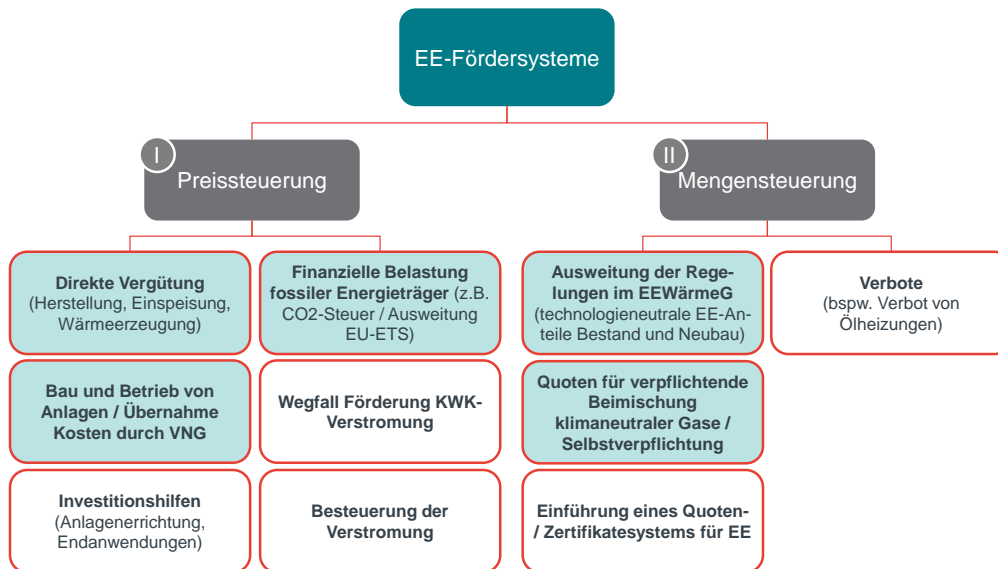
Daneben kann eine Förderung von Erneuerbaren Energien direkt oder indirekt sein: Eine direkte Förderung liegt vor, wenn die Maßnahmen bzw. Technologien selbst besser gestellt werden, also z.B. in Form von direkten Subventionen.

Indirekte Förderungen liegen vor, wenn im Wettbewerb stehende Brennstoffe wie fossile Energien z.B. mit Steuern/Abgaben/Umlagen belastet oder gar verboten werden. Hierdurch profitieren die Erneuerbaren Energien indirekt.

4.2.2 Mögliche Instrumente im Rahmen der Förderung von grünem Gas

Abbildung 14 gibt eine Übersicht über mögliche Instrumente im Rahmen der Förderung von klimaneutralen Gasen. Hierbei werden die Instrumente der Preis- und der Mengensteuerung unterschieden, die je nach Ausgestaltung bei einer direkten Förderung der Technologie ansetzen (jeweils linker Pfad) oder bei einer Belastung/Einschränkung von Alternativtechnologien (jeweils rechter Pfad).

Abbildung 14 Mögliche Instrumente im Rahmen der Förderung klimaneutraler Gase



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Blau hinterlegte Instrumente stellen die Optionen mit dem größten Potenzial bzgl. Lenkungswirkung und Durchsetzbarkeit dar und werden in den nächsten Abschnitten detailliert analysiert.

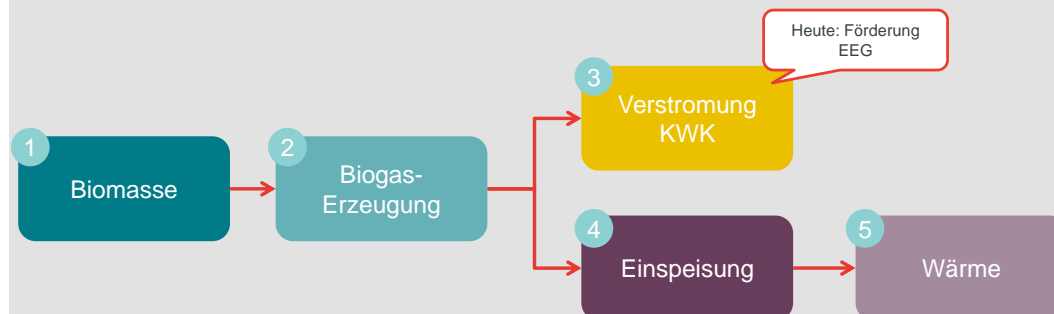
Preissteuerung

Die Förderung von Erneuerbaren Energien – und damit auch klimaneutralen Gasen – kann über eine Preissteuerung erfolgen. Diese kann darauf abzielen, die Erlössituation der EE zu verbessern, oder EE von Kosten zu entlasten. Mögliche Instrumente sind z.B.:

- **Vergütungs- oder Prämiensysteme:** Eine **direkte Vergütung** kann auf verschiedenen Stufen der Wertschöpfungskette klimaneutraler Gase ansetzen, um einen Ausgleich der derzeit einseitigen EEG-Förderung der Verstromung hin zu alternativen Anwendungen zu ermöglichen. So ist eine direkte Förderung bei der Herstellung oder Einspeisung klimaneutraler Gase möglich oder es kann direkt die Wärmeerzeugung auf Basis klimaneutraler Gase gefördert werden (siehe Erläuterung im folgenden Kasten für Biogas). Dieses Instrument wird im Abschnitt 4.3.2 ausführlich diskutiert.

ANSATZPUNKTE FÜR DIE VERGÜTUNG VON BIOGAS

Grundsätzlich kann eine Förderung von Biogas an verschiedenen Stufen der Wertschöpfungskette von Biogas ansetzen (vgl. Abbildung unten). Derzeit setzt die EEG-Förderung an der Stufe 3 „Verstromung“ an, eine gleichgeartete Förderung der Einspeisung ins Netz auf Stufe 4 existiert derzeit nicht (allerdings wird über die Wärmegesetze die Verwendung von Biogas im Bereich Wärme indirekt gefördert, auf Bundesebene allerdings mit geringer Wirkung).



Quelle: Frontier Economics

Es ist denkbar, Vergütungssysteme zu nutzen, die auf anderen Stufen der Wertschöpfungskette ansetzen. Hier existieren internationale Beispiele, z.B.:

- Die **Niederlande** fördern die Wärmeerzeugung aus Biogas und anderen EE hauptsächlich u.a. mithilfe einer zusätzlichen Marktprämie für Energieerzeuger (Zusatzerlös zum Marktpreis; der Fördersatz für Biogas-Wärmeerzeugung beträgt in 2017 5,8 ct/kWh, was einer Förderung auf Stufe 5 entspräche; für KWK-Anlagen beträgt der Fördersatz 6,5 ct/kWh; Förderdauer für die Wärmeerzeugung in einer KWK-Anlage 12 Jahre);
- **Dänemark** fördert neben einer Befreiung von EE-Wärmeerzeugern von steuerlichen Verpflichtungen²⁸ explizit die Nutzung von Biogas für Heizzwecke. Die Nutzung von Biogas-Anlagen für die Wärmeproduktion wird durch eine Marktprämie pro Gigajoule für das verwendete Biogas (entspricht umgerechnet ca. 1,7 ct/kWh) gefördert, was einer Förderung auf Stufe 5 entspräche.
- Das Hauptinstrument der EE-Förderung in **Großbritannien** ist das Programm Renewable Heat Incentive (RHI). Im Rahmen des Subprogramms für Nicht-Haushalte wird die Anwendung von Biogas finanziell beanreizt, und zwar sowohl die Biomethan-Einspeisung (2,5-5,5 ct/kWh(th)) als auch die Verstromung in einer KWK-Anlage (2,1-7,1 ct/kWh(th)). RHI schafft damit gleichzeitig Anreize auf den Stufen 3 und 4.
- Gasnetzbetreiber in **Litauen** sind per Gesetz zur Abnahme des Biogases verpflichtet, das als Biomethan ins Transport- und/oder Verteilnetz eingespeist wird. Das Biomethan wird zu einem gesetzlich festgelegten Preis erworben (der Preis liegt, je nach Anlagegröße und Biomassequelle, zwischen 2,6 und 7,2 ct/kWh). Damit wird die Biogasherstellung beanreizt (Stufe 2 in der Abbildung).²⁹

²⁸ In Dänemark existieren ähnlich wie in Schweden diverse Steuern auf fossile Energieträger für Heizzwecke (z.B. Steuern auf Mineralölprodukte, Kohle, Kohlendioxidsteuer). EE-Wärmeerzeugung ist von diesen signifikanten Steuern ausgenommen.

- **Investitionshilfen/Zuschüsse:** **Investitionshilfen** können z.B. der Forschungsförderung oder der Erschließung von Kostensenkungspotenzialen dienen. Diese können sich auf die Errichtung der Anlagen beziehen oder für Endanwendungen gelten. Beispiele sind Investitionszulagen oder verbilligte Kredite für Wärmepumpen, wie sie heute z.T. bereits eingeführt sind. Dieses Instrument dient insbesondere der Investitionsförderung in (neue) EE-Technologien und kann als temporäres Instrument zur Markteinführung sinnvoll sein (z.B. bei „Power-to-Gas“). Investitionszuschüsse, die dem Zweck der „Anwendungsförderung“ dienen, sind aufgrund der technologiespezifischen Förderung sowie hoher Zusatzkosten und Refinanzierungsbedarfe eher kritisch zu sehen. Wir werden deshalb bei der Anpassung der Rahmenbedingungen für die Biogasförderung auf dieses Instrument nicht detailliert eingehen.
- **Kostenseitige Entlastung von EE:** EE können durch Übernahme von Aufgaben/Aktivitäten durch Dritte von Kosten entlastet werden. So könnten **Verteilnetzbetreiber** umfassendere Aufgaben wahrnehmen, um z.B. mögliche Effizienzgewinne durch die Generierung von Skaleneffekten bei der Biogasaufbereitung zu generieren. Denkbar wäre bspw. der **Bau und Betrieb von Anlagen** bzw. die **Übernahme von Kostenelementen** bei der Biomethanherstellung (z.B. Aggregation von Rohbiogas und Biogasaufbereitung). Die Förderung würde in diesem Fall durch eine Kostenentlastung bei der Herstellung und/oder Aufbereitung von Biogas erfolgen. Dieses Instrument wird in Abschnitt 4.3.3 beurteilt.

Möglich ist weiterhin die Belastung oder verringerte Förderung alternativer Technologien, um ein „Level Playing Field“ herzustellen. Optionen sind hierbei z.B.:

- **Finanzielle Belastung fossiler Energieträger:** Optionen sind hier die Einführung/Erhöhung von Energiesteuern, die sich am CO₂-Gehalt orientieren (CO₂-Steuer auf Energieverbrauch außerhalb des Stromsektors), die Ausweitung des EU-ETS oder eine Belastung von Heizöl, Benzin, Diesel und Erdgas mit EE-Umlagen. Wie wir in dem Abschnitt 4.3.4 diskutieren führen derartige Maßnahmen zu einem „Level Playing Field“ für EE-Technologien und die Maßnahmen können je nach Ausgestaltung eine signifikante Lenkungswirkung entfalten.
- **Verminderung oder Wegfall der Förderung** von Biogas, das in KWK-Anlagen verstromt wird oder eine **Besteuerung der Verstromung:** Diese Maßnahmen sind bei Bestandsanlagen mit laufender Förderung rechtlich jedoch nicht ohne weiteres einführbar (Wegfall der Förderung) oder durchsetzbar (Besteuerung). Aus diesem Grund wird dieses Instrument im Folgenden nicht weiter betrachtet.

Mengensteuerung

Die Förderung von Erneuerbaren Energien – und damit auch klimaneutraler Gase – kann alternativ zur Preissteuerung auch als Mengensteuerung

²⁹ Das Prinzip des Programms ähnelt dem deutschen EEG. Die durch die Abnahmepflicht des Biogases verursachten Kosten werden an die Endverbraucher mithilfe der Energiepreise weitergereicht.

ausgestaltet werden. Im Zusammenhang mit Biogas sind hier z.B. folgende Maßnahmen denkbar:

- **Ausweitung und Anpassung der Verpflichtungen im EEWärmeG** auf Bundesebene (s. Vorreiterrolle Baden-Württemberg). Hier wären sowohl punktuelle Anpassungen in der derzeitigen Systematik, wie bspw. Anpassung und ggfs. Vereinheitlichung der Erfüllungsquoten, Wegfall der KWK-Vorschrift für Privathaushalte bei Verwendung von Biomethan oder Wegfall der Erfüllung durch KWK ohne EE-Beimischung (heute ca. 50% des Wärmebedarfs) denkbar, aber auch weitergehende Reformen der Verpflichtungssystematik (bundesweite Ausweitung der Regelungen auf den Bestand und Flexibilisierung des EE-Einsatzes zur Erfüllung der Quoten). Dieses Instrument wird in Abschnitt 4.3.5 diskutiert.
- **Quote für die verpflichtende Beimischung von Biogas** zu Erdgas (ggfs. auch als **Selbstverpflichtung** der Industrie): Bei diesem Instrument würden beispielsweise die Netzbetreiber oder die Lieferanten verpflichtet, dem Erdgas einen bestimmten Prozentsatz an Gas aus klimaneutralen Quellen beizumischen. Die Quote könnte über den Zeitablauf kontinuierlich erhöht werden. Denkbar wären Quoten für bestimmte Gase (Biogas, Wasserstoff, synthetisches Methan) oder technologieoffener ohne Spezifizierung, welches der Gase zugepeist wird. Das Instrument kommt z.B. in der Schweiz zum Einsatz.³⁰
- **Quoten-/Zertifikatesystem**: Hierbei handelt es sich um ein marktwirtschaftliches Instrument, das aufgrund seiner Handelbarkeit eine hohe Effizienz aufweist. Allerdings wäre eine Einführung sehr komplex und erfordert einen hohen Administrationsaufwand. Aufgrund der großen Komplexität und des Risikos von Fehlsteuerung gehen wir im Weiteren nicht auf dieses Instrument ein.
- **Verbote**, wie bspw. das Verbot von Ölheizungen. Hierbei handelt es sich um einen erheblichen Markteingriff und Eingriff in die Wahlfreiheit der Konsumenten. Verbote oder Einschränkung des Einsatzes alternativer (EE-)Technologien sind schwer durchsetzbar. Zudem ist nicht klar, inwieweit klimaneutrale Gase von diesem Instrument profitieren würden. Aus diesem Grund werden wir auf dieses Instrument nicht detailliert eingehen.

4.3 Mögliche ausgewählte Instrumente für ein „Level Playing Field“ für klimaneutrale Gase

Um einem „Level Playing Field“ für die Verwendung von klimaneutralem Gas (insbesondere im Wärmesektor) näherzukommen, ist die Anpassung des derzeitigen Förder- und Ordnungsrahmens in verschiedener Hinsicht denkbar. Wir diskutieren eine Auswahl von Kern-Instrumenten in den nächsten Abschnitten.

³⁰ Als internationales Beispiel für eine Beimischungsverpflichtung von Biogas lässt sich die Schweiz anführen, wo dem Erdgas-Standardprodukt ein fester Anteil von Biogas beigemischt wird (i.d.R. 5% oder 10%).

4.3.1 Zusammenfassende Bewertung der ausgewählten Instrumente

Für eine Anpassung des derzeitigen Förder- und Ordnungsrahmens für klimaneutrale Gase sind verschiedene Instrumente der Preis- und Mengensteuerung aus Abbildung 13 grundsätzlich denkbar. Tabelle 2 gibt eine Übersicht über ausgewählte Instrumente zur Förderung klimaneutraler Gase (insbesondere zunächst Biogas) mit einer ersten kurzen Bewertung. Bei der Auswahl handelt es sich um die im vorangegangenen Abschnitt ausgewählten „Kern-Instrumente“.

Tabelle 2 Ausgewählte Instrumente für Förderung von Biogas

	Instrument	Vorteile	Nachteile
Preissteuerung	Vergütung der Herstellung von Biogas , der Einspeisung oder der erzeugten Wärme (z.B. Einspeisevergütung)	Ausgleich der derzeit einseitigen EEG-Förderung der Verstromung hin zu alternativen Anwendungen	Nicht technologieneutral; kein Level-Playing-Field ggü. anderen EE; Unüblich im Wärmemarkt; Politische Durchsetzbarkeit fraglich
	Bau und Betrieb von Anlagen bzw. Übernahme von Kostenelementen bei der Biomethanherstellung (z.B. Aggregation von Rohbiogas und Biogasaufbereitung) durch VNB	Mögliche Effizienzgewinne durch die Generierung von Skaleneffekten bei der Biogasaufbereitung	Keine Technologieneutralität ggü. anderen EE; Geringe Transparenz der Förderung; Wegen Unbundling-vorschriften ggf. nicht umsetzbar
	Moderate Energie-Steuer mit CO ₂ Bezug /EEG-Umlage (bezogen auf Wärmesektor/Endenergie)	Technologieneutral; Langfristig ggf. Verknüpfung mit ETS möglich Moderate Steuer kann Wechsel von Heizöl auf Erdgas als Brückentechnologie bewirken (Ziel: CO ₂ -Reduktion)	Moderate Steuer nicht ausreichend, um Biogas im Wärmebereich zu beanreizen; Bei hoher Steuer negative Verteilungswirkung für Endkunden – dann mit Widerständen zu rechnen
Mengensteuerung	Technologieneutrale Ausgestaltung der EE-Quoten bei Neubauten; Ausweitung der Regelungen im EEWärmeG auf Bestandsbauten und Brennwertkessel	Bei effizienter Ausgestaltung technologieneutral; Deutlich höhere Wirksamkeit auf die Emissionsziele als reine Regulierung der Neubauten	Potenziell Gefahr, dass Sanierungen aufgeschoben werden könnten; Potenziell Gefahr der Energiearmut aufgrund steigender Kosten für Wärme
	Freiwillige Selbstverpflichtungen zur Beimischung von klimaneutralen Gasen oder zu regulierten Beimischungsverpflichtungen	Feste Biogasquoten fördern den Einsatz von Biogas	Nicht technologieneutral; Biogasmengen heute begrenzt (und Großteil der Mengen derzeit in der EEG-Förderung) - wenn Quoten nicht erfüllbar, sehr hohe Preise für Biogas
Weitere	Technologieneutrale Förderung von Erneuerungsmaßnahmen statt (Investitions-)Förderung von Einzeltechnologien	Technologieneutralität	Abgrenzung der zu fördernden Erneuerungsmaßnahmen politisch zu determinieren

Quelle: Frontier Economics

In den folgenden Abschnitten diskutieren wir die ausgewählten Kern-Instrumente detaillierter, wobei wir zunächst die Motivation bzw. Zielsetzung darstellen, dann

die mögliche Ausgestaltung des jeweiligen Instruments beschreiben und im Anschluss eine Bewertung vornehmen, gefolgt von einer kurzen Schlussfolgerung.

4.3.2 Vergütung klimaneutraler Gase

Motivation/Zielsetzung

Die derzeitige vorrangige Förderung einer Verstromung klimaneutraler Gase, wie sie im EEG 2017 sowie den Vorgängerversionen verankert ist, entspricht weitestgehend einer Preissteuerung, bei der unmittelbare finanzielle Anreize für die jeweiligen Marktakteure im Vordergrund stehen. Derartige Instrumente bieten einen relativ verlässlichen Rahmen für Investoren, allerdings besteht grundsätzlich die Gefahr sogenannter Mitnahmeeffekte, wenn Fördersätze oberhalb der Kosten aus Investorensicht festgesetzt werden (dies führte bspw. im Rahmen der früheren EEG-Förderung durch Einspeisetarife zu einer Überförderung von PV).

Um das „Level Playing Field“ alternativer Verwendungen klimaneutraler Gase gegenüber der derzeit explizit geförderten Verstromung wiederherzustellen, wäre es möglich, eine analoge Förderung für andere Verwendungszwecke von klimaneutralen Gasen (z.B. Aufbereitung des Rohbiogases und Einspeisung in das Gasnetz) zu implementieren. Bei einem solchen Instrument würde es sich um eine direkte Vergütung klimaneutraler Gase handeln, bei der die alternative Verwendung gezielt in den Fokus der Förderung rückt, um einen Ausgleich zu der derzeit einseitig geförderten Verstromung zu schaffen.

Mögliche Ausgestaltung

Eine direkte Förderung klimaneutraler Gase, bei der statt der verstromten Menge (in ct/kWh elektrisch) eine alternative Verwendung von klimaneutralen Gasen (in ct/kWh Gas oder Wärme) gefördert wird, ist grundsätzlich auf drei Ebenen denkbar:

- **Förderung der Herstellung klimaneutraler Gase vor Verstromung bzw. Aufbereitung** (entspricht Stufe 2 der Biogaswertschöpfungskette): Gefördert würde in diesem Fall z.B. die Herstellung von Rohbiogas. Eine gesonderte Förderung der Verstromung in KWK-Anlagen wäre dann nicht mehr erforderlich, da die Vergütung für die Verstromung bereits in der Herstellung des Rohbiogases integrierbar ist.
- **Förderung der Einspeisung klimaneutraler Gase ins Netz** (entspricht Stufe 4 der Biogaswertschöpfungskette): Gefördert würde in diesem Fall z.B. die Einspeisung von Biomethan, also aufbereitetem Biogas, in das Netz. Die Förderung der Verstromung von Biogas in KWK-Anlagen könnte dann beibehalten bleiben, wobei sichergestellt sein müsste, dass die Anreize nicht einseitig zugunsten einer der beiden Technologien gesetzt würden.
- **Förderung in der Endanwendung, also z.B. bei der Wärmeerzeugung** (entspricht Stufe 5 der Biogaswertschöpfungskette): Gefördert würde in diesem Fall z.B. die Herstellung von Wärme aus klimaneutralem Erdgas. Ansatzpunkt wäre also die Verwendung des Biomethans beim Endkunden.

Internationale Beispiele sind hierfür z.B. Niederlande und Dänemark, die über Marktprämien die Nutzung von Biogas in der Wärmeerzeugung fördern. Soll das Biomethan auch in anderen Sektoren wie z.B. dem Verkehrssektor eingesetzt werden, wären zusätzliche Fördererelemente erforderlich (z.B. über Beimischungsquoten).

Möglich wäre auch eine Kombination der Vergütungssysteme mit Ausschreibungsverfahren: So könnte die Vergütungshöhe in einem wettbewerblichen Auktionsverfahren ermittelt werden, wie dies z.B. im EEG 2017 für größere EE-Anlagen in der Verstromung vorgesehen ist. Ein solches System stellt ein Hybridsystem aus Mengen- und Preissteuerung dar.

Zudem könnte die Vergütung als (fixe oder variable) Marktprämie oder als Vergütung der Gesamtkosten der klimaneutralen Gase ausgestaltet werden. Bei ersterem würden die klimaneutralen Gase durch die Marktakteure selbst weitervermarktet, bei letzterem würde z.B. der Netzbetreiber die Gasmengen übernehmen und weiter vermarkten (Beispiel: Vermarktung von EEG Strommengen durch die Übertragungsnetzbetreiber).

Bewertung

Die Instrumente der direkten Vergütung klimaneutraler Gase lassen sich wie folgt bewerten:

Effektivität bzw. Wirksamkeit

Die Effektivität einer direkten Förderung der Herstellung oder Einspeisung klimaneutraler Gase bzw. der direkten Anwendung zur Wärmeerzeugung ist von der konkreten Ausgestaltung, insbesondere den Vergütungshöhen, abhängig. Die Erfahrungen aus dem EEG zeigen, dass bei entsprechend hohen Vergütungen eine direkte Förderung von Erneuerbaren Energien sehr effektiv im Sinne eines schnellen Zubaus von Anlagen sein kann (vgl. auch die Wirkungen des EEG).

Allerdings ist bei einer direkten Förderung das Erreichen oder Einhalten eines Mengenziels nicht per se sichergestellt, sondern sehr stark von den Details der konkreten Ausgestaltung abhängig. So sind die EEG-Mengenziele im Stromsektor vor Einführung der Ausschreibungsverfahren regelmäßig übertroffen worden. Mit Einführung der Ausschreibungsverfahren wird die tatsächliche Zubaurate an die Mengenziele herangeführt, da diese Ausgangspunkt der Ausschreibungsmengen sind. Zudem werden etwaige Mitnahmeeffekte durch den wettbewerblichen Charakter des Verfahrens abgebaut.

Technologieneutralität

Beim Kriterium der Technologieneutralität ist insbesondere zu unterscheiden zwischen der

- Neutralität der Verwendung klimaneutraler Gase zwischen den verschiedenen Anwendungsoptionen (also bei Biogas v.a. Verstromung vs. Einspeisung in das Netz); sowie

- Neutralität der Verwendung von klimaneutralen Gasen ggü. anderen Optionen der CO₂-Minderung, einschließlich alternativer EE (im Wärmesektor also z.B. Biomasse, Geothermie oder Solarthermie).

Hinsichtlich der Neutralität der Verwendung klimaneutraler Gase zwischen den verschiedenen Anwendungsoptionen sind die Vergütungsoptionen wie folgt zu beurteilen:

- **Förderung der Herstellung der „Rohgase“:** Eine Umstellung auf eine Förderung der Herstellung klimaneutraler Gase (Stufe 2) würde grundsätzlich ein „Level Playing Field“ bei den Anwendungen klimaneutraler Gase herstellen, da bzgl. der weiteren Verwendung (Verstromung oder Wärmeerzeugung) zunächst keine einseitige Förderung, wie bspw. bei der EEG-Förderung hinsichtlich Verstromung, erfolgt.
- **Förderung der Netzeinspeisung:** Eine Förderung der Einspeisung klimaneutraler Gase ins Netz (Stufe 4) ist nicht neutral gegenüber der Verwendung der Gase, sondern zielt auf eine gleichermaßen gestaltete Förderung der Einspeisung des Gases ins Netz gegenüber der KWK-Verstromung ab, um ein „Level Playing Field“ gegenüber der KWK-Verstromung zu ermöglichen. Inwieweit hier Neutralität hergestellt werden kann, hängt eng mit der Frage zusammen, wie hoch die Vergütungssätze jeweils sind.
- **Förderung der erzeugten Wärme:** Eine Förderung des Einsatzes klimaneutraler Gase in der Endanwendung (Stufe 5) ist ebenfalls nicht neutral gegenüber der Verwendung der Gase. Inwieweit hier Neutralität zur Verstromung von Biogas hergestellt werden kann, hängt eng mit der Frage zusammen, wie hoch die Vergütungssätze jeweils sind. Die Bestimmung technologieneutraler Fördersätze erscheint hier herausfordernder als bei der Förderung der Netzeinspeisung, da eine Reihe von Zwischenschritten entlang der Wertschöpfungsstufen zu berücksichtigen sind.

Insofern ist insbesondere die direkte Förderung der Herstellung klimaneutraler Gase als Instrument gegenüber der bisherigen einseitigen EEG-Förderung der KWK-Verstromung als vorteilhaft anzusehen, da bei dieser Form der Förderung eher ein „Level Playing Field“ der Anwendung von klimaneutralen Gasen gefördert wird. Zwar wird weiterhin ein spezifischer Energieträger gefördert (und andere EE nicht), aber die Verwendung des Gases ist grundsätzlich offen.

Bezüglich der Neutralität der Verwendung klimaneutraler Gase ggü. anderen Optionen der CO₂-Minderung, einschließlich alternativer EE (im Wärmesektor also z.B. Biomasse, Geothermie oder Solarthermie), ist zu beachten, dass die Förderung der Herstellung, Einspeisung oder Verwendung von Erneuerbaren Energien außerhalb des Stromsektors in Deutschland bisher nicht üblich ist. Die Förderung erfolgte außerhalb des Stromsektors bisher über andere Instrumente wie z.B. Quoten zur Verwendung der Erneuerbaren Energien bei der Raumwärmebereitstellung in Neubauten (EEWärmeG).

Dementsprechend wäre die Einführung einer Förderung der Herstellung, Einspeisung oder Verwendung von klimaneutralen Gasen im Wärmesektor im derzeitigen Ordnungsrahmen neu und nicht technologieneutral ggü. den Alternativtechnologien. Um dies zu erreichen, müsste das gesamte Fördersystem

für Erneuerbare Energien im Wärmebereich auf ein Vergütungssystem umgestellt werden – dies erscheint zumindest kurzfristig wenig praktikabel.

Generell sind demnach Instrumente vorzuziehen, bei denen sämtliche Erneuerbaren Energieträger sowie die einzelnen Technologien und Anwendungen miteinander in einen Wettbewerb treten können, bei dem sich die kostengünstigste Variante durchsetzt. Dies gilt auch für den Wärmesektor.

Kosteneffizienz abseits der Technologieneutralität

Mit der Einführung von Vergütungssystemen zur Förderung von EE können sehr hohe volkswirtschaftliche Kosten entstehen. Unmittelbares Beispiel ist auch hier das EEG in seinen früheren Fassungen: Die EEG-Förderregeln der letzten Jahrzehnte verursachen heute unmittelbare Förderkosten in Höhe von ca. 24 Mrd. €/a, die über die EEG-Umlage refinanziert werden müssen (zuzüglich indirekte Kosten wie Kosten des Netzausbaus und der EE-Vermarktung). Gründe hierfür sind

- das z.T. massive Überschießen der Mindest-Mengenziele für den EE-Zubau; sowie
- Mitnahmen von Übergewinnen in Fällen, in denen die tatsächlichen Kosten der EE-Anlagen deutlich unter den Fördersätzen lagen.

Die genannten Effekte ließen sich durch eine Ausschreibung der Herstellung oder Einspeisung von klimaneutralen Gasen minimieren. Da die Herstellung von Biogas allerdings sehr fragmentiert ist und damit die Transaktionskosten relativ komplexer Ausschreibungsverfahren relativ hoch sind, ist unklar, inwieweit derartige Verfahren erfolgreich sind. Denkbar wäre hier das Angebot von EE-Mengen über Aggregatoren.

Verteilungsgerechtigkeit

Die Verteilungsgerechtigkeit ist bei den vorgestellten Instrumenten der direkten Förderung kritisch, insbesondere da hierüber signifikante Kosten für die Verbraucher entstehen können. Die Kosten müssen entsprechend refinanziert werden, z.B. über eine Erweiterung der EEG-Umlage oder neue Umlagen.

Um- und Durchsetzbarkeit

Die direkte Vergütung der Herstellung, Einspeisung oder Verwendung von Erneuerbaren Energien ist außerhalb des Stromsektors bisher unüblich und daher politisch schwer durchsetzbar. Zudem ist die politische Akzeptanz solcher Instrumente fraglich, wenn über steigende Stromrechnungen eine stärkere Belastung der Endkunden erfolgt.

Daneben stellen sich eine Reihe praktischer Fragen, wie z.B.:

- Wer ist bei einer Einspeisevergütung für die Vermarktung der Biogasmengen verantwortlich?
- Wie wird die Refinanzierung der Vergütungen organisatorisch abgewickelt, wer zahlt also welche Beträge?
- In welcher Höhe sind die Vergütungen angemessen und führen zu einem „Level Playing Field“?

Diese Fragen sind grundsätzlich lösbar, würden aber im politischen Prozess u.a. aufgrund der Verteilungswirkungen Gegenstand erheblicher Debatten sein.

Insofern ist zweifelhaft, dass die Einführung eines neuen Vergütungssystems für Erneuerbare Energien außerhalb des Stromsystems, also z.B. im Wärmesektor, in Deutschland – vor dem Hintergrund der kostenseitig kritischen Erfahrungen mit dem EEG – politisch durchsetzbar wäre.

Schlussfolgerung

Die Einführung des Instruments einer Produktions-, Einspeise- oder Verwendungsvergütung für klimaneutrale Gase müsste mit einem generellen Umbau des EE-Fördersystems für den Wärmesektor einhergehen, soll ein „Level Playing Field“ für die verschiedenen EE-Technologien sichergestellt werden. Mit Blick auf die derzeitige Förderung der Biogas-Verstromung durch das EEG könnte allerdings für Altanlagen im Übergang die Schaffung einer entsprechenden Vergütung für die Biogasherstellung oder Netzeinspeisung (z.B. in Form einer Marktprämie) eine temporäre Option sein (vgl. hierzu Abschnitt 4.4).

Die Einführung eines neuen dauerhaften und umfassenden Vergütungssystems für Erneuerbare Energien im Wärme- oder Verkehrssektor würde voraussichtlich auf erhebliche Umsetzungswiderstände stoßen, u.a. da die Finanzierung des Systems sichergestellt werden müsste. Die Einführung neuer Abgaben/Umlagen oder die Erhöhung bestehender Abgaben/Umlagen sind vor dem Hintergrund der Diskussionen um das bereits bestehende EEG ebenso unwahrscheinlich wie eine Finanzierung eines neuen oder erweiterten Vergütungssystems aus dem Staatshaushalt.

4.3.3 Übernahme von Kosten durch Neudefinition der Verteilung von Aufgaben

Motivation/Zielsetzung

Die Aufbereitungskosten von Rohbiogas stellen einen signifikanten Kostenfaktor bei der Herstellung von Biomethan dar. Heute wird das Biogas durch die einzelnen Hersteller (z.B. Landwirte) i.d.R. autark aufbereitet. Es stellt sich vor diesem Hintergrund die Frage nach möglichen Kostensenkungspotenzialen, z.B. indem die Rohbiogasmengen aggregiert regional zentralisiert in größeren Anlagen aufbereitet werden. Hierzu wären die Rohbiogasanlagen entsprechend miteinander zu verbinden. Die Aggregation von Rohbiogasmengen würde dann den Bau größer dimensionierter Biogasaufbereitungsanlagen und Einspeiseanlagen erlauben.

Ziel der Maßnahme wäre demnach die Senkung der Kosten der Biomethanherstellung und eine kostenseitige Entlastung der Hersteller von Biomethan für die Netzeinspeisung.

Mögliche Ausgestaltung

Vor diesem Hintergrund wäre eine Ausweitung der Rolle und Verantwortlichkeiten der Gasverteilnetzbetreiber (VNB) denkbar, um die beschriebenen Effizienzgewinne durch die Generierung von Größen- bzw. Skaleneffekten zu heben. Möglich wären hier verschiedene Modelle:

- **Rolle als Facilitator:** Der VNB könnte Hersteller von Biogas regional koordinieren. Die Biogas-Hersteller wären in diesem Fall weiterhin Eigentümer und Betreiber der Leitungen und Biogasanlagen, die Planung und Errichtung der Zuleitungssysteme und Aufbereitungsanlagen würde aber mit Hilfe des VNB koordiniert.
- **Rolle als Investor:** Im anderen Extrem könnte der VNB das Rohrsystem, mit dem Rohbiogas eingesammelt wird, planen, errichten und betreiben. Einmal eingesammelt, wäre es zudem möglich, dass die Aufbereitung des Rohbiogases zu einspeisefähigem Methan durch die VNB erfolgt, die Aufbereitungsanlagen also im Eigentum der VNB sind. Die Hersteller von Biogas würden dann Rohbiogas an die VNB liefern, die dieses übernehmen, aufbereiten und vermarkten, oder das Einsammeln und Aufbereiten des Rohbiogases durch die VNB als Dienstleistung in Anspruch nehmen – und eine entsprechende Gebühr hierfür entrichten. Das Biogas wäre dann weiterhin im Eigentum der Hersteller, die auch die Vermarktung des Biogases übernehmen könnten.

Ein ähnlicher Ansatz wird heute bei den Netzanschlusskosten und den Kosten der Einspeisung verfolgt: Die Netzanschlusskosten (Netzanschluss einschließlich Verbindungsleitung mit einer Länge von bis zu einem Kilometer) werden vom Netzbetreiber zu 75 Prozent übernommen, der Anschlussnehmer trägt diese zu 25 Prozent, höchstens aber 250.000 Euro. Somit erfolgt in diesem Fall eine Deckelung der Kosten auf 250.000 Euro.³¹

- **Zwischenlösungen:** Daneben sind eine Reihe von Zwischenlösungen denkbar, wie z.B.
 - VNB errichten und betreiben nur das Rohrleitungssystem für das Rohbiogas, aber nicht die regional zentralisierte Aufbereitungsanlage – diese würde weiterhin genossenschaftlich durch die Hersteller betrieben;
 - VNB errichten und betreiben nur die Aufbereitungsanlage für das Rohbiogas, aber nicht die Zuleitungen – diese würden durch die Hersteller gebaut und betrieben;
 - VNB planen und errichten das Rohrleitungssystem und die Aufbereitungsanlage, verkaufen dieses aber an die Hersteller; oder
 - VNB und Hersteller teilen sich die Kosten für das Rohrleitungssystem und die Aufbereitung oder geben entsprechende Zuschüsse.

Bewertung

Effektivität bzw. Wirksamkeit

³¹ S. Gasnetzzugangsverordnung, § 33.

Es ist zu erwarten, dass die Effektivität der Maßnahmen von der konkreten Umsetzung und den sonstigen Rahmenbedingungen der Biogaseinspeisung abhängt:

- **Umfang der Leistungen des VNB:** Es ist zu erwarten, dass Maßnahmen, bei denen der VNB investiv tätig würde (z.B. Eigentümer und Betreiber des Rohrleitungssystems und der Aufbereitungsanlagen), deutlich stärker greifen als Maßnahmen, bei denen der VNB lediglich koordinativ tätig wird. So werden die Einspeiser von Biogas durch die Übernahme von Investitionen und Betriebskosten durch den VNB kostenseitig unmittelbar entlastet.

Allerdings ließen sich schon alleine durch eine verbesserte Koordination Verbesserungen ggü. der heutigen Situation erreichen. So wären bei diesem Ansatz Zuleitungen und Aufbereitungsanlagen zwar gemeinschaftlich durch die Biogaseinspeiser zu tragen, doch sind kooperative Lösungen gerade bei Landwirten als den wichtigsten Herstellern von Biogas durchaus üblich.
- **Sonstiges regulatorisches Umfeld:** Inwiefern verstärkt Investitionen in Aufbereitung und Einspeisung von Biomethan getätigt werden, hängt weiterhin stark vom sonstigen regulatorischen Rahmen ab, also z.B. inwiefern die Begünstigung der Verstromung von Biogas abgebaut wird oder die Verwendung von Biomethan im Wärmebereich beanreizt wird.

Es ist also nicht zu erwarten, dass eine Ausweitung der Rolle des VNB im Rahmen der Biogaseinspeisung als alleiniges Instrument zu einer signifikanten Zunahme der Einspeisungen führen wird. Wir gehen davon aus, dass auch der weitere Regulierungsrahmen angepasst werden muss, damit diese Maßnahme effektiv ist.

Kosteneffizienz

Hinsichtlich der Kosteneffizienz sind mögliche Effizienzgewinne bei der Biogasaufbereitung, die durch Skaleneffekte generiert werden können, positiv zu bewerten. Durch die Koordinierung bzw. Bündelung an Aufgaben ergeben sich technische Möglichkeiten sowie finanzielle Anreize, das Rohbiogas zu „sammeln“ und dann in größeren Anlagen mit spezifisch geringeren Kosten aufzubereiten. Auch sind ggfs. weitere Synergien bei der Einspeisung des Biomethans (z.B. im Bereich Verdichtung) besser nutzbar, wenn die Verantwortlichkeiten bei nur einem Akteur (Verteilnetzbetreiber) liegen.

Bei entsprechender Ausgestaltung sind allerdings auch Fehlanreize denkbar: Übernimmt der VNB Investitionen und Betrieb der Rohbiogas-Sammelleitungen und Aufbereitungsanlagen, gehen die Kosten im Rahmen der Tarifregulierung in die Kostenbasis der Verteilnetzbetreiber ein. Besteht hier die unbedingte Pflicht zum Netzanschluss, unterliegen die Kosten keiner Wirtschaftlichkeits- oder Effizienzprüfung, auch nicht im Rahmen der Anreizregulierung. Dies könnte dazu führen, dass in Anlagen mit sehr geringem Nutzen-Kosten Verhältnis investiert wird, also z.B. in Zuleitungssysteme mit sehr hohen Entfernungen oder unnötiger Größe. Eine Analogie besteht hier zu den heutigen Regelungen zu den Netzanschlusskosten für Biomethan: Da die Kosten für den Netzanschluss unabhängig von der Größe der Anlage bei 250.000 Euro gedeckelt sind, wird von Anlagenbetreiber berichtet, die überdimensionierte Systeme bauen (volkswirtschaftlich entstehen ggfs. hohe Kosten und Effizienzverluste). Die

Mehrkosten überdimensionierter Anlagen werden hier sozialisiert. Entsprechend wäre bei der Verpflichtung zum Anschluss von Rohbiogas-Herstellern unbedingt ein Wirtschaftlichkeitsvorbehalt einzuführen.

Weiterhin ist auch bei Koordination durch den VNB das Koordinationsproblem nicht unbedingt vollständig gelöst. So können bei Planung von Aufbereitungsanlagen und Zuleitungen für Rohbiogas zeitliche Aspekte eine große Rolle spielen. So ist unklar, wie viele Biogasanlagen zukünftig zugebaut werden bzw. an das System angeschlossen werden möchten. Diese Problematik ist z.B. aus der Anbindung von Wind-Offshore Anlagen in Nord- und Ostsee bekannt.

Technologieneutralität

Bei dieser Maßnahme ist keine Technologieneutralität gegenüber anderen EE gegeben, da die Hersteller von Biogas gezielt kostenseitig entlastet werden, insbesondere wenn die VNB auch investiv tätig werden. Im Wärmesektor hätten, bei fehlendem entsprechendem Ausgleich für alternative Technologien, klimaneutrale Gase einen entsprechenden Wettbewerbsvorteil.

Verteilungsgerechtigkeit

Durch die Übernahme von Kosten für Sammlung und Aufbereitung von Rohbiogas durch die VNB entstehen Kosten, die in die Kostenbasis der VNB im Rahmen der Tarifregulierung eingehen würden, wobei die Kapitalkosten in das betriebsnotwendige Vermögen integriert und damit entsprechend verzinst würden. Die Kosten einer solchen (indirekten) Förderung von Biomethan würden letztlich von den Endkunden im Rahmen der Gasnetztarife getragen.

Um- und Durchsetzbarkeit

Die Abgrenzung der Aktivitäten der VNB verläuft im heutigen Regulierungsrahmen bisher an der Schnittstelle zwischen Produktbereitstellung einerseits und Netzanschlusspunkt andererseits. Dabei wird bisher davon ausgegangen, dass die in das Netz einzuspeisenden Produkte mit den Spezifika der jeweiligen Netze unmittelbar kompatibel sind, d.h. z.B.:

- Gasimporteure müssen bei Einspeisung von Erdgas in das deutsche Netz aus dem Ausland das Gas mit entsprechendem Druck und entsprechender Qualität anstellen;
- Erdgasproduzenten in Norddeutschland müssen Naturgase entschwefeln, bevor es in das Erdgasnetz eingespeist wird;
- Stromerzeuger mit PV-Anlagen müssen den erzeugten Gleichstrom für die Netzeinspeisung als Wechselstrom einspeisen, d.h. die Einspeiser müssen die erforderlichen Wechselrichter selbst betreiben.

Bau und Betrieb von Biogasaufbereitungsanlagen, Power-to-Gas Anlagen und Rohrleitungssystemen zur Sammlung von Rohbiogas durch die VNB wären demnach im Vergleich zu heute eine Verschiebung der Zuständigkeitsschnittstelle der VNB.

In diesem Zusammenhang wäre insbesondere zu prüfen, ob ein solches Instrument rechtlich aufgrund von Unbundlingvorschriften umsetzbar wäre. So wird bisher die Herstellung und Vermarktung von Biomethan inklusive der

Aufbereitung von Biogas als wettbewerbliche Marktaktivität definiert. Dementsprechend ist – analog zu systemdienlichen Gasspeichern – fraglich, ob eine Bündelung der Aktivitäten beim VNB regulatorisch von den Behörden akzeptiert würde. Dementsprechend wären – zumindest bei weitreichender Ausgestaltung – erhebliche Widerstände bei den Regulierungsbehörden und der Politik zu erwarten.

Zudem wäre festzulegen, wie die Kosten der Biogasanlagen des VNB regulatorisch im Rahmen der Anreizregulierung zu behandeln wären. So besteht die Option, diese Kosten zu definieren als

- beeinflussbare Kosten – dann würden diese Kosten einer Effizienzprüfung im Rahmen der Effizienzvergleiche unterworfen; oder
- nicht-beeinflussbare Kosten – dann würden die Kosten an die Gasnetzkunden eins-zu-eins weitergereicht.

Beide Ansätze wären in der regulatorischen Praxis möglich. Zu beachten ist allerdings, dass bei einer Integration der Kosten in die beeinflussbaren Kosten „Einspeisemengen von Biogas in das Netz“ als Leistungsparameter im Effizienzvergleich integriert werden müssten, um Netzbetreiber mit hohen Biogaseinspeisungen im Effizienzvergleich nicht zu benachteiligen.

Schlussfolgerung

Eine stärkere Rolle der VNB bei der Koordination der Aufbereitung von Biogas zu Biomethan kann volkswirtschaftlich Vorteile mit sich bringen, insbesondere da sich ggfs. Effizienzgewinne bei der Aufbereitung von Biogas realisieren lassen. Dies ist insbesondere dann unbedenklich, wenn VNB nicht als Eigentümer oder Betreiber der Anlagen auftreten, sondern sich die Aktivität v.a. auf die Koordination der Akteure beschränkt.

Eine Rolle des VNB als Investor bzw. Anlagenbetreiber dürfte die Effektivität der Maßnahme weiter erhöhen. Allerdings dürfte dies möglicherweise mit erheblichen regulatorischen Widerständen einhergehen, insbesondere da die Wälzung der Kosten in die Netztarife regulierungssystematisch kritisch gesehen wird. Zudem wäre die rechtliche Durchsetzbarkeit (u.a. Unbundling-Problematik) zu prüfen.

4.3.4 Finanzielle Belastung alternativer Technologien über eine Energie-Steuer mit CO₂ Bezug

Motivation/Zielsetzung

Eine Förderung von Erneuerbaren bzw. CO₂-armen Energien kann über die Verteuerung der konkurrierenden „klassischen“ Technologien, also indirekt, erfolgen. Ein Beispiel für die finanzielle Belastung alternativer Technologien ist eine CO₂-Steuer/Abgabe für fossile Brennstoffe. Beispiele für CO₂-Steuern/Abgaben auf fossile Brennstoffe lassen sich international z.B. in Schweden, Dänemark oder Großbritannien finden.

Als Begründung für ein solches Instrument werden externe Effekte angeführt. Insoweit mit dem Instrument externe Effekte internalisiert werden, handelt es sich

ökonomisch gesehen um kein Förderinstrument im klassischen Sinne, sondern um die Korrektur einer Unvollkommenheit des Marktes.

Mögliche Ausgestaltung

Möglich wäre im Wärmesektor konkret die Belastung von Heizöl und fossilem Gas mit einer CO₂-Steuer/Abgabe. Ebenfalls wäre denkbar, die EEG-Umlage entsprechend des CO₂-Gehaltes auf die Energieträger Heizöl und Erdgas auszuweiten.

Für die Schaffung eines Level Playing Field müssten die Energieträger in der Endanwendung entsprechend ihrer CO₂-Emissionen besteuert bzw. mit Abgaben/Umlagen belastet werden. Bei fossilen Energieträgern sind die CO₂-Emissionen auf Basis des Brennstoff-Inputs leicht nachzuweisen und die Steuer entspräche der CO₂-Intensität multipliziert mit der Brennstoffmenge und dem Steuersatz. Klimaneutrale Brennstoffe bzw. Energieträger würden keinerlei Besteuerung unterliegen.

Bei der Ausgestaltung einer CO₂-Steuer/Abgabe für fossile Energieträger bzw. Brennstoffe wäre weiterhin die Höhe der Steuer/Abgabe für den Wärmesektor festzulegen. Hierbei wären verschiedene Ansätze denkbar, wie z.B.

- Orientierung der Steuer/Abgabe an aktuellen CO₂-Preisen im EU ETS – derzeit allerdings mit ca. 7 €/t CO₂ sehr niedrig;
- Orientierung der Steuer/Abgabe an einem mittelfristig erwarteten Gleichgewichtspreis für das EU ETS; oder
- Orientierung der Steuer/Abgabe an einem Preis, der im Erwartungswert (ohne weitere Instrumente) einen signifikanten Einsatz fossiler Energieträger im Wärmesektor auslösen könnte – dies könnten auch Steuern/Abgaben jenseits von 100 €/t CO₂ sein.

Da der CO₂-Gehalt von Heizöl bzw. Erdgas relativ einfach bestimmbar ist, wäre eine entsprechende Steuer/Abgabe relativ leicht administrierbar. So könnte die Steuer/Abgabe unmittelbar von den Brennstoffhändlern bei Verkauf der Energie an die Letztverbraucher erhoben werden. Es wäre allerdings zu eruieren, wie mit den bisherigen Mineralölsteuern auf Heizöl und Erdgas umgegangen werden soll. Soll die CO₂-Steuer die bisherige Mineralölsteuer ersetzen, oder wird diese additiv eingesetzt?

Schwieriger zu implementieren ist eine derartige Steuer allerdings bei der Wärmeerzeugung auf Basis von Strom (z.B. bei Wärmepumpen), da die Herstellung von Strom derzeit noch mit CO₂-Emissionen verbunden ist. Da Strom bereits durch das EU ETS mit CO₂-Kosten verbunden ist, stellt sich die Frage, ob und wie Strom zusätzlich mit CO₂-Steuern/Abgaben zu belasten wäre. Möglich wäre z.B.:

- **Option 1: Keine zusätzliche Besteuerung von Strom** – hierbei würde bei der Endanwendung von Strom die Systematik des EU ETS beibehalten, ansonsten käme eine administrierte CO₂-Steuer zum Einsatz. Diese Option schafft kein „Level Playing Field“.

- **Option 2: Transfer des CO₂-Preises in andere Sektoren** – hierbei käme der EU ETS Preis für alle Energieträger zum Tragen (auch im Wärmemarkt). Diese Option würde zwar ein „Level Playing Field“ schaffen, allerdings keine Wirkung im Wärmemarkt erzielen, da der EU ETS Preis mit 7 €/t zu niedrig angesetzt ist, um einen stärkeren Einsatz klimaneutraler Gase zu beanreizen.
- **Option 3: Einheitlicher administrierter CO₂-Preis** (eine einheitliche explizite CO₂-Steuer in allen Sektoren wie sie in Ländern wie Schweden oder Großbritannien implementiert wurde). Strom und andere Energieträger würden dann die gleichen Steuern/Abgaben pro emittierte Tonne CO₂ tragen, die aber administriert festgelegt würde. Diese Option würde ebenfalls ein Level-Playing-Field schaffen, birgt aber einige komplexe Fragen.
 - So stellt sich grundsätzlich die Frage, welche CO₂-Intensität beim Strommix für die Entrichtung der Steuer/Abgabe angesetzt werden soll. So beträgt die direkte Emission aus der Verbrennung fossiler Energieträger bei der Erzeugung einer Kilowattstunde Strom für den Endverbrauch beim derzeitigen Energieträgermix in Deutschland ca. 560g Kohlendioxid.
 - Allerdings stellt die EEG-Umlage in ihrer derzeitigen Ausgestaltung bereits einen zusätzlichen Beitrag zur Dekarbonisierung des Stromsektors dar – die Umlage wird derzeit nur auf den Stromverbrauch erhoben. Es stellt sich also die Frage, ob die EEG-Umlage abgeschafft oder auf andere Energieträger ausgeweitet werden sollte, um ein Level-Playing-Field zu schaffen.
 - Zudem ist zu beachten, dass der Stromsektor bereits Teil des EU ETS ist und somit die fossile Stromerzeugung bereits mit CO₂-Kosten belastet (derzeit in Höhe von 7 €/t) wird. Hierfür müsste die Steuer/Abgabe auf Strom korrigiert werden.

Bewertung

Effektivität bzw. Wirksamkeit

Bezüglich der Wirksamkeit einer CO₂-Steuer im Hinblick auf die Förderung grünen Gases ist nicht sichergestellt, dass klimaneutrale Gase im Endeffekt profitieren – dies könnten auch andere Energieträger oder Technologien sein. Letztlich würden sich die „Gewinner“ im Wettbewerb herausstellen.

Eine Einführung einer CO₂-Steuer auf fossile Energieträger oder Brennstoffe im Wärmesektor müsste zudem erheblich sein, um (alleine) eine Lenkungswirkung entfalten zu können und eine alternative Verwendung von klimaneutralen Gasen zu beanreizen. Eine indikative Beispielrechnung zeigt, dass eine Steuer auf die Verwendung von Erdgas bei einem angenommenen Großhandelspreis von 2,5 ct/kWh bspw. ca. 225 €/t CO₂ betragen müsste, um den bestehenden Preisunterschied zwischen Erdgas und Biogas (bei einem Marktpreis für Biogaseinspeisung in Höhe von 7 ct/kWh) auszugleichen. Eine CO₂-Steuer in dieser Höhe würde zu erheblichen finanziellen Belastungen führen und wäre unter Akzeptanzgesichtspunkten nicht durchsetzbar. An der indikativen Beispielrechnung zeigt sich auch, dass die derzeit ca. 7 €/t CO₂ Belastungen

unter dem EU ETS bei Weitem nicht ausreichend wären, um die Einspeisung klimaneutraler Gase zu fördern.

Bei der konkreten Ausgestaltung der Maßnahme zeigt sich, dass eine moderate Steuer somit nicht ausreichend ist, um klimaneutralen Gasen im Wärmesektor zu einem verstärkten Einsatz zu verhelfen. Allerdings kann bereits eine moderate Steuer dazu führen, dass vermehrt ein Wechsel von Heizöl auf Erdgas als Brückentechnologie erfolgt, was für die Ziele der Klimaneutralität kurzfristig zu begrüßen ist.

Technologieneutralität

Grundsätzlich kann eine finanzielle Belastung alternativer Technologien in ausreichender Höhe ein „Level Playing Field“ ermöglichen, bei dem sich die kosteneffizientesten Maßnahmen zur CO₂-Vermeidung durchsetzen. Somit wäre die Einführung einer CO₂-Steuer effizient und würde eine Internalisierung der externen Effekte der CO₂-Emissionen von fossilen Energieträgern im Wärmesektor bewirken.

Um- und Durchsetzbarkeit und Verteilungsgerechtigkeit

Insbesondere bei Einführung einer CO₂-Steuer/Abgabe mit ausgeprägter Lenkungswirkung (also z.B. jenseits von 35 €/t) wäre die Akzeptanz bei den betroffenen Akteuren fraglich. So sind erhebliche Widerstände aus den betroffenen Energiesektoren zu erwarten. Die Weitergabe zusätzlicher Kosten an Endkunden könnte zu erheblichen Widerständen bei den betroffenen Verbrauchern führen. Hier sollte auch das Problem der Energiearmut durch steigende Energiekosten berücksichtigt werden (gerade die benachteiligten Haushalte sind vermutlich weniger in der Lage, auf andere Energieträger bei der Wärmeerzeugung zu wechseln). Auch gerade erst getätigte Investitionen, z.B. in neue Heizsysteme, könnten entwertet werden. Die Verteilungseffekte wären dementsprechend erheblich.

Zudem ist die Höhe der CO₂-Steuer/Abgabe nicht einfach bestimmbar. Es wäre in diesem Zusammenhang weiterhin zu eruieren, wie mit den bisherigen Mineralölsteuern auf Heizöl und Erdgas umgegangen werden soll. Hier sind entsprechende Diskussionen mit der Branche zu erwarten.

Schlussfolgerung

Die Einführung einer CO₂-Steuer im Wärmesektor stellt ein technologieneutrales Instrument zur Internalisierung externer Effekte dar. Dies ist aus volkswirtschaftlicher Sicht grundsätzlich effizient.

Die Steuer/Abgabe würde jedoch nur dann zu einem Wechsel von Erdgas bzw. Heizöl auf Biogas führen, wenn die Steuer entsprechend hoch wäre. Dies wäre allerdings vor dem Hintergrund der Akzeptanz der Maßnahme und Energiekosten für die Endkunden (Energiearmut) kritisch. Gleichwohl kann bereits eine moderate Steuer einen Wechsel von Heizöl auf Erdgas bewirken, das zwar selbst nicht klimaneutral ist, jedoch schon CO₂-Einsparungen ermöglicht.

Insofern bestünde eine Option darin, zunächst eine moderate CO₂ Steuer/Abgabe, ggf. kombiniert mit einer CO₂-basierten Ausweitung der EEG-Umlage, einzuführen und diese durch weitere Maßnahmen zu flankieren, um die

Wirksamkeit der Maßnahme zu unterstützen. Weitere Maßnahmen könnten z.B. Anpassungen der Regelungen des Wärmegesetzes oder (Selbst-)Verpflichtungen zur Beimischung klimaneutraler Gase sein (siehe die folgenden Abschnitte).

4.3.5 Anpassungen der Regelungen im EEWärmeG

Motivation/Zielsetzung

Das heutige EEWärmeG auf Bundesebene weist eine Reihe von Ansatzpunkten für Verbesserungen auf:

- **Technologieneutralität:** Die derzeitige Ausgestaltung des EEWärmeG auf Bundesebene fördert (wie in Abschnitt 3.2.2 dargestellt) stark technologiedifferenziert verschiedene Heiztechnologien für Neubauten und schafft im Wärmemarkt kein Level Playing Field für die unterschiedlichen Technologien. Dies liegt vor allem in den unterschiedlichen Erfüllungsquoten für EE im Gesetz begründet. So ist der Gasbrennwertkessel mit Biogasbeimischung derzeit nicht zur Erfüllung der EEWärmeG-Quoten zugelassen, sondern Biogas wird ausschließlich im Rahmen von KWK-Anlagen berücksichtigt. Der einseitige Fokus auf KWK-Anlagen vernachlässigt jedoch das Potenzial von Brennwertkesseln mit Biogasbeimischung für die Erreichung der klimapolitischen Ziele. Dementsprechend kommt Biogas, außer in Baden-Württemberg, wo ein gesondertes Wärmegesetz besteht, außerhalb des EEG im Wärmebereich praktisch nicht zum Einsatz. Zudem wird Biogas im Stromsektor unabhängig von Knappheiten und Kostenrelationen eingesetzt, obwohl hier auch andere erneuerbare Technologien wie Wind- und Solarenergie einsetzbar sind. Mit zunehmendem Ausbau der Erneuerbaren Stromerzeugung könnte das Biogas ggf. effizienter in Sektoren eingesetzt werden, in denen eine „Defossilisierung“ mit höheren Hürden verbunden ist als im Strommarkt. Diese Abwägung erfolgt heute nicht.
- **Vernachlässigung Bestandsbauten:** Der größte Hebel für eine erfolgreiche Reduzierung von THG-Emissionen im Wärmemarkt besteht im Gebäudebestand. Gerade im Bestand hat der Energieträger Gas komparative Vorteile gegenüber anderen Technologien. Das EEWärmeG, lässt allerdings den Gebäudebestand (außer bei öffentlichen Gebäuden) außen vor.

Mögliche Ausgestaltung

Eine mögliche Anpassung der Regelungen kann in verschiedener Gestaltungstiefe erfolgen. So wäre zunächst lediglich eine **punktueller Anpassung** des EEWärmeG auf Bundesebene in der derzeitigen Systematik denkbar.

- **Erfüllungsquoten:** Es könnte eine Anpassung und ggfs. Vereinheitlichung der Erfüllungsquoten erfolgen.
- **KWK-Zwang:** Es könnte die KWK-Vorschrift für Privathaushalte bei der Verwendung von Biomethan wegfallen, so dass z.B. auch Gasbrennwertkessel mit Biogasbeimischung zur Erfüllung der EEWärmeG-Quoten zugelassen wären.

- **Prüfung Erfüllung der Quote durch KWK ohne EE-Anteile:** Es könnte ein Wegfall der derzeitigen Erfüllung durch KWK ohne EE-Beimischung geprüft werden (Quote für KWK liegt bei mind. 50% des Wärmebedarfs). Diese Option verhindert, dass Biogas selbst bei Installation einer KWK-Anlage beigemischt wird. Zu bedenken ist, dass KWK-Anlagen ohne Befuerung mit auf Erneuerbaren Energien basierenden Brennstoffen nicht klimaneutral sind.

Neben einer punktuellen Anpassung des derzeitigen EEWärmeG wären auch **weitergehende Reformen der Verpflichtungssystematik** möglich.

- Eine umfassendere Reform wäre die bundesweite Ausweitung der Regelungen auf den Bestand (wie es im Beispiel Baden-Württemberg auf Länderebene erfolgt ist). Im Bestand gibt es einen um ein vielfaches größeren Hebel als im Neubau und somit ein erheblich umfangreicheres Emissionseinsparpotenzial als im Neubau.
- Eine weitere umfassendere Reform wäre eine Flexibilisierung des EE-Einsatzes zur Erfüllung der Quoten (das Beispiel Baden-Württemberg zeigt, dass durch eine freie Kombinierbarkeit von EE-Technologien ein „Level Playing Field“ geschaffen werden kann und es zu einer deutlichen Steigerung des Biogasanteils kam).

Möglich wäre zudem, die EE-Erfüllungsquoten über Zertifikate handelbar zu machen. Hierdurch nimmt die Komplexität des Systems allerdings signifikant zu, weshalb wir im Folgenden auf diese Variante nicht weiter eingehen.

Ein besonderes Augenmerk ist auf die konkrete Ausgestaltung der Regelungen zu legen. Das EWärmeG in Baden-Württemberg hat zu einem hohen Anteil von Biogas bei dem Austausch von Heizungen im Bestand geführt, allerdings ist dieser Anteil nach einer Novellierung eingebrochen, bei der die Regelungen so angepasst wurden, dass eine vollständige Erfüllung der vorgegebenen Quoten für Biogas nicht mehr länger ohne Kombination mit anderen Technologien möglich war. Dies zeigt einmal mehr, dass die Details in der Ausgestaltung essentiell für den Erfolg einer Maßnahme sein können.

Bewertung

Effektivität bzw. Wirksamkeit

Insbesondere bei einer umfassenden Anpassung des EEWärmeG, die auch den Bestand berücksichtigt, ist eine höhere Wirksamkeit als bei den bisher nur für den Neubau geltenden Regelungen zu erwarten, da ein deutlich größerer Hebel genutzt wird.

Es wäre allerdings bei einer Ausweitung der Regelungen auf den Bestand vorab zu prüfen, ob etwaige negative Effekte auftreten können. So gibt es in Baden-Württemberg die Debatte, dass sich die Einführung von EE-Wärmequoten bei der Sanierung des Gebäudebestands negativ auf die Sanierungsraten ausgewirkt haben könnte. Derartige Effekte wären im Hinblick auf die Senkung von CO₂-Emissionen kontraproduktiv, da dies auch Auswirkungen auf andere Maßnahmen wie Wärmedämmung haben würde.

Technologieneutralität

Bei einer entsprechenden Ausgestaltung könnte eine Anpassung des regulatorischen Rahmens Technologieneutralität herstellen. Dies wäre aus ökonomischer Perspektive effizient, da dies dazu führen würde, dass sich kosteneffiziente Maßnahmen verstärkt im Markt durchsetzen.

Eine Ausweitung auf den Bestand würde die derzeit einseitige Förderung der Technologien zur Wärmeerzeugung, die vorrangig im Neubau zur Anwendung kommen, relativieren und zur Schaffung eines „Level Playing Fields“ auch für andere Energien, die im Bestand Vorteile haben, beitragen.

Zudem wäre eine Flexibilisierung des EE-Einsatzes zur Erfüllung der Quoten kosteneffizient.

Verteilungsgerechtigkeit

Die Verteilungswirkungen der verschiedenen Einzelmaßnahmen sind unterschiedlich:

- **Technologieneutrale Erfüllungsquoten:** Bei einer technologieneutralen Ausgestaltung der EE-Erfüllungsquoten würden kostengünstige Technologien ggü. heute teureren Technologien profitieren. Dies könnte dazu führen, dass zumindest zeitweise die Technologiewahl ein Stück weit homogenisiert wird.
- **Öffnung des Technologiespektrums:** Wird zudem die Verwendung von EE im Wärmebereich weiter flexibilisiert, z.B. durch den Wegfall eines KWK-Zwangs bei der Verwendung von Biogas bzw. die Zulassung der Gasbrennwerttherme in Kombination mit einem Biogasanteil, oder durch die Kombination von Maßnahmen, werden die CO₂-Minderungskosten weiter gesenkt. Dies würde die Verbraucher entlasten und z.B. die Schaffung bezahlbaren Wohnraums stützen.
- **Ausweitung auf den Bestand:** Die Kosten einer Ausweitung der Erfüllungsquoten auf den Bestand hätten die Gebäudeeigentümer zu tragen. Dementsprechend ist mit negativen Rückwirkungen auf Verbraucherkosten (Investitionskosten, Mieten) zu rechnen. In der Folge könnten die Sanierungsraten zurückgehen (siehe oben). Um diese Effekte zu lindern, wäre beispielsweise eine schrittweise Einführung der Maßnahme oder eine weitere Differenzierung nach Bestand (niedrigere Quoten) und Neubauten (höhere Quoten) zu erwägen.

Um- und Durchsetzbarkeit

Bei einer punktuellen Anpassung des EE-WärmeG auf Bundesebene erscheint eine Vereinheitlichung der Erfüllungsquoten zwar effizient, allerdings schwer durchsetzbar. Hier ist mit Widerständen der betroffenen Akteure zu rechnen. Gleiches gilt für den Wegfall der Erfüllung der Quoten durch KWK ohne EE-Anteile.

Die Flexibilisierung der Erfüllung der EE-Quoten mit unterschiedlichen Technologien könnte grundsätzlich konsensfähig sein. Allerdings wird in Teilen der Politik z.B. die Gasbrennwerttechnik aufgrund der heutigen Befeuerung mit fossilen Brennstoffen und der ggü. Wärmepumpen geringeren Effizienz als nicht akzeptabel eingestuft. Bei Berücksichtigung der Option „grünes Gas“ ist diese Beurteilung allerdings stark zu hinterfragen.

Die Ausweitung der Regelungen auf den Gebäudebestand ist aufgrund der Kostenwirkungen politisch umstritten.

Schlussfolgerung

Sollte das EEWärmeG zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich als zentrales Instrument beibehalten bleiben, könnte die Kosteneffizienz und Effektivität des Gesetzes mit den beschriebenen Anpassungen deutlich erhöht werden.

Allerdings wären mögliche Sekundäreffekte zu beachten: So wären bei Ausweitung des EEWärmeG auf Bestandsbauten (außerhalb der öffentlichen Gebäude) Auswirkungen auf Sanierungsquoten und Rückwirkungen auf Verbraucherkosten im Auge zu behalten. Daher böte sich eine weiterhin nach Bestand/Neubau differenzierte und schrittweise Ausweitung der Regelungen auf Bestandsbauten an.

4.3.6 Beimischungsverpflichtungen von klimaneutralen Gasen oder freiwillige Selbstverpflichtung

Motivation/Zielsetzung

Derzeit erfolgt nur zu einem sehr geringen Teil eine Beimischung von „grünem Gas“ in das bestehende Gasnetz. Damit wird Gas bisher nicht als Bestandteil der langfristigen Dekarbonisierungsstrategie Deutschlands wahrgenommen. Um unmittelbar den Anteil an „grünem Gas“ im Gasnetz zu erhöhen, könnte eine Pflicht zur Beimischung zu Erdgas eingeführt werden. Denkbar wären hier politisch administrierte Beimischungsverpflichtungen oder freiwillige Selbstverpflichtungen der Industrie.

Als internationales Beispiel von Beimischungsverpflichtung von Biogas lässt sich die Schweiz anführen, wo Erdgas ein fester Anteil von Biogas beigemischt wird (i.d.R. 5% oder 10%). In der Folge wächst derzeit im Schweizer Wärmemarkt der Anteil von Biogas stetig. So betrug das in 2016 ins Gasnetz eingespeiste heimische Biogas fast 18% mehr als 2015, und auch die Importe nehmen zu. In der Schweiz soll bis 2030 der Anteil von erneuerbaren Gasen im Wärmemarkt auf 30% gesteigert werden.

Daneben sind Beimischungsverpflichtungen für grüne Brennstoffe z.B. aus dem Verkehrssektor bekannt. Hier werden Biokraftstoffe den fossilen Kraftstoffen Benzin und Diesel beigemischt (E5, E10).

Mögliche Ausgestaltung

Beimischungsverpflichtungen können politisch administriert festgelegt werden oder als freiwillige Selbstverpflichtung zur Beimischung von klimaneutralen Gasen implementiert werden. So könnte sich die deutsche Gaswirtschaft verpflichten bis zum Jahr 2020 X% des Gases in den heutigen Erdgasnetzen als Biogas aufzunehmen. Selbstverpflichtungen sind hierbei deutlich flexibler als regulatorische Vorgaben, allerdings ist die Bindungswirkung der Verpflichtung deutlich geringer.

Die Quote könnte sich auf die klimaneutralen Gasmengen im Erdgasnetz (Verpflichtete sind dann die Netzbetreiber) oder auf verkaufte Gasmengen an Letztverbraucher (Verpflichtete sind dann am ehesten die Gaslieferanten) beziehen. Möglich wären Quoten für Biogas, Wasserstoff oder synthetisches Methan, oder die Ausgestaltung einer Quote ohne weitere Spezifikation des Typs klimaneutraler Gase. Die Quoten können zudem im Zeitablauf dynamisch gestaltet werden.

Wie wir im nächsten Abschnitt erläutern, besteht eine große Herausforderung darin, dass derzeit anteilig nur kleine Mengen von Biogas im Verhältnis zu Erdgas verfügbar sind. Dies gilt es bei der konkreten Ausgestaltung der Quoten zu berücksichtigen. Vor diesem Hintergrund sollte kurzfristig mit moderaten Quoten gestartet werden, die mittelfristig gesteigert werden können. Eine Steigerung der Quoten kann insbesondere ab ca. 2025 erfolgen, wenn vermehrt Biogasmengen aus der EEG-Förderung fallen und somit alternativen Verwendungen wieder zur Verfügung stehen. Zudem könnten ggfs. ab diesem Zeitpunkt merkliche Mengen an synthetischem Methan oder Wasserstoff aus Erneuerbaren Energien herstellbar sein.

Bewertung

Effektivität bzw. Wirksamkeit

Bei einer regulierten Beimischungsverpflichtung von klimaneutralen Gasen handelt es sich um ein Instrument der Mengensteuerung. Derart gestaltete Instrumente sind mit Blick auf die Erfüllung von EE-Zielen geeignet, da energiepolitische Ziele wie eine Reduktion von Emissionen üblicherweise einem Mengenziel entsprechen und sie hier unmittelbar ansetzen. Dementsprechend fördern feste Biogasquoten unmittelbar den Einsatz von Biogas.

Die Einführung einer Quote bzw. einer Selbstverpflichtung einer Beimischung von klimaneutralem Gas zu Erdgas würde eine schnelle Wirkung insbesondere im Wohnungsbestand zeigen. Diese Maßnahme wäre daher sehr effektiv.

Kosteneffekte und Technologieneutralität

Die Einführung einer Quote würde als singuläre Maßnahme kein „Level Playing Field“ zu anderen Technologien schaffen. So würde eine Quote für klimaneutrale Gase die Kosten von Gas als Energieträger ggü. den Endkunden zunächst erhöhen. Sofern nicht analoge Maßnahmen für alternative Energieträger eingeführt werden, könnte Gas im Wettbewerb mit Substitutionsenergien benachteiligt und aus dem Markt gedrängt werden. Bei moderaten Quoten dürfte dieser Effekt allerdings überschaubar sein.

Um diese Maßnahme technologieneutral zu gestalten, müssten entsprechende Maßnahmen auch für andere Energieträger eingeführt werden. So wären Beimischungsverpflichtungen z.B. auch für Heizöl denkbar. Allerdings stellt sich die Frage, welche Regelungen für EE wie Solarthermie oder Biomasse adäquat wären, um hier ein „Level Playing Field“ zu gewährleisten.

Wir beschreiben besteht eine weitere Herausforderung darin, dass verfügbare Biogasmengen in Deutschland begrenzt sind und ein Großteil der bestehenden Mengen derzeit in der EEG-Förderung gebunden ist. Generell gilt, dass anteilig

zum Erdgas nur sehr geringe Biogasmengen im Markt verfügbar sind, was bei der Ausgestaltung der Quoten zu berücksichtigen wäre. Werden die Quoten zu hoch festgelegt, könnten die Kosten und Preise für grünes Gas aufgrund der Nichterfüllbarkeit der Quoten massiv steigen. Dies hätte entsprechende Kosten- und Verteilungseffekte für die Verbraucher.

Um- und Durchsetzbarkeit und Verteilungsgerechtigkeit

Eine Selbstverpflichtung der Gaswirtschaft zur Beimischung klimaneutraler Gase wäre politisch vergleichsweise einfach umsetzbar, sofern sich die Industrie auf entsprechende Quoten und eine Lastverteilung einigen kann. Positiver Effekt wäre v.a., dass grünes Gas als Option zur Dekarbonisierung des Gassektors öffentlich wahrgenommen würde. Entsprechend könnte ggfs. voreiligen Entscheidungen gegen den Brennstoff Gas, wie z.B. dem Verbot von Gasbrennwertthermen im Jahr 2030, entgegengewirkt werden.

Als regulatorische Maßnahme wären Quoten für grünes Gas im Wärmesektor allerdings politisch eher schwer durchsetzbar, da Biogas oder synthetische Gase derzeit in Deutschland nicht als Option für den Wärmesektor gesehen werden. Entsprechend gering ist das politische Interesse an einer Quotierung.

Die Durchsetzbarkeit sowie die Verteilungsgerechtigkeit sind zudem abhängig von der konkreten Ausgestaltung. Bei einer Fehlsteuerung (wenn bspw. die erforderlichen Mengen nicht kurzfristig beschaffbar wären) käme es zu einem starken Preisanstieg für grünes Gas, was zu Akzeptanzproblemen führen könnte, insbesondere wenn die Kosten an die Verbraucher weitergereicht werden.

Schlussfolgerung

Generell sind (v.a. freiwillige) Beimischungsverpflichtungen denkbar und aufgrund der unmittelbaren Wirksamkeit als positiv zur Zielerfüllung bei der Senkung der THG-Emissionen zu sehen.

Allerdings sind Beimischungsquoten grundsätzlich nicht technologieneutral, was im Wärmesektor, in dem eine Reihe von Substitutionstechnologien konkurrieren, zu Effizienzverlusten führen wird. Bei freiwilligen Selbstverpflichtungen dürften die Verzerrungen aufgrund der höheren Flexibilität des Instruments geringer sein.

Da bei klimaneutralen Gasen wie Biogas zudem die Herausforderung besteht, dass heute verhältnismäßig kleine Mengen verfügbar sind (im Vergleich zu Erdgas), lässt sich dieses Instrument zunächst eher als flankierende Maßnahme in Kombination mit anderen Instrumenten wie der CO₂-Steuer nutzen. Zu bedenken sind gleichzeitig mögliche Wechselwirkungen mit anderen Instrumenten: So würde eine Quotierung der Beimischung grüner Gase zu Erdgas implizieren, dass sinnvollerweise auch die Regelungen in den Wärmegesetzen zur Erfüllung der EE-Quoten für Gas geöffnet würden. Ansonsten würde ein ineffizienter Wettbewerb zwischen den Regelungsbereichen entstehen, d.h. um das grüne Gas würde ein Wettbewerb zur Erfüllung politisch gesetzter Quoten entstehen. Dies wäre ineffizient.

4.3.7 Schlussfolgerungen hinsichtlich eines möglichen zukünftigen Fördersystems

Wie in den vorigen Kapiteln diskutiert führt das derzeitige Fördersystem zu einer Verzerrung eines „Level Playing Fields“ – und zwar sowohl zwischen verschiedenen Anwendungsoptionen klimaneutraler Gase (v.a. Verstromung vs. Einspeisung) als auch zwischen verschiedenen Technologien (Verwendung klimaneutraler Gase vs. alternativer EE). Die Entwicklung des zukünftigen Technologie-Mix im Energiesektor ist zudem an sich komplex und diese Komplexität wird durch die in der Dekarbonisierungsstrategie der Bundesregierung geforderte Sektorkopplung der Sektoren Wärme, Verkehr und Industrie zusätzlich erhöht.

Vor diesem Hintergrund ist eine technologiespezifische Förderung aus unserer Sicht als dauerhaftes Instrument kritisch zu sehen. Ein mögliches zukünftiges Fördersystem wäre nach den Bewertungen der einzelnen Instrumente in den vorangegangenen Abschnitten am ehesten als Hybridsystem denkbar. Möglich wäre aus unserer Sicht z.B. ein **Hybridsystem**, das technologieoffene Rahmenbedingungen für kosteneffiziente Lösungen ermöglicht, wie:

- eine (moderate) **CO₂-orientierte Energiesteuer im Downstreambereich** kombiniert mit
- einer **Adjustierung des derzeitigen Wärmegesetzes** auf Bundesebene,³² oder
- andere **mengenbasierte Steuerungsinstrumente** wie (freiwillige) Beimischungsverpflichtungen.³³

Eine Adjustierung des Wärmegesetzes auf Bundesebene sollte technologieneutrale EE-Anteile im Bestand und Neubau durch eine flexible und technologieoffene Gestaltung der EE-Verpflichtungsquoten im EEWärmeG und eine Ausweitung des Gesetzes auf den Wohnungsbestand implementieren. Als Vorbild kann hier das EWärmeG in Baden-Württemberg dienen, das Bestandsbauten berücksichtigt und eine Kombination verschiedener EE-Technologien ermöglicht (insbesondere die Ausgestaltung vor der Novellierung des Gesetzes erscheint vielversprechend).

Bei der Implementierung eines solchen Hybridsystems sollte schrittweise vorgegangen werden, und die folgenden Punkte wären zu berücksichtigen:

- Zum einen müssen bei einer Einführung/Erhöhung einer CO₂-orientierten Energie-Steuer Implikationen für die Verbraucherpreise berücksichtigt (daher sollte zunächst eine moderate Steuer eingeführt werden) und Umsetzungsfragen geklärt werden (z.B. wie werden Stromanwendungen bei der Wärmeerzeugung hinsichtlich ihrer CO₂-Emissionen bewertet?).

³² Generell wäre ein „Aufräumen“ des derzeitigen regulatorischen Rahmens (wie bspw. eine Überprüfung technologiespezifischer Investitionszuschüsse), soweit dies politisch durchsetzbar erscheint, eine wünschenswerte Option, um die bestehenden Verzerrungen und Wechselwirkungen aufzuheben. Da jedoch eine Abschaffung existierender Fördermaßnahmen in der kurzen Frist nicht umsetzbar erscheint, konzentrieren wir uns insbesondere auf eine Adjustierung des derzeitigen EEWärmeG auf Bundesebene.

³³ Generell sind Beimischungsquoten zwar nicht technologieneutral, bei freiwilliger Selbstverpflichtung dürfte aufgrund der höheren Flexibilität die Verzerrung geringer ausfallen.

- Zudem sollte die Umsetzung generell im größeren Zusammenhang der Reform der staatlich induzierten Preisbestandteile eingebettet sein.
- Auch müssen bei einer Adjustierung des EEWärmeG die Entwicklung der Sanierungsquoten und mögliche Rückwirkungen auf Verbraucherkosten berücksichtigt werden.

Alternativ könnte die Industrie anbieten, flankierend zu einer (moderaten) CO₂-orientierten Energie-Steuer und einer Adjustierung des EEWärmeG, Mindestquoten für die Beimischung von grünem Gas zu erfüllen. Hierbei wäre allerdings zu beachten, dass heute lediglich verhältnismäßig kleine Mengen klimaneutraler Gase verfügbar sind (im Vergleich zu Erdgas). Zudem müssten die Zuständigkeiten (wer ist verpflichtet, wie wird kontrolliert) und die Interdependenzen mit den sonstigen Regelungen (v.a. Quoten im EEWärmeG) geregelt werden.³⁴ Schließlich müssten unerwünschte massive Preissteigerungen aufgrund einer Nichterfüllbarkeit der Quoten verhindert werden.

4.4 Herausforderung: Behandlung von Bestandsmengen in der EEG-Förderung

4.4.1 Problemstellung

Wie in den vorigen Kapiteln diskutiert, setzt die Förderung von Biogas derzeit bei der Stufe „Verstromung KWK“ (Stufe 3 der beschriebene Biogaswertschöpfungskette) an, wodurch ein einseitiger Anreiz besteht, Biogas zu verstromen. Diese Mengen stehen daher für eine alternative Verwendung wie die Einspeisung in das Gasnetz nicht zur Verfügung. Da Biogas bereits heute eine vergleichsweise knappe Ressource darstellt und das Wachstumspotenzial (neuer Mengen) begrenzt ist, stellt sich die Frage, wie mögliche Anreize volkswirtschaftlich sinnvoll gestaltet werden können, Biogas alternativ ins Netz einzuspeisen statt in KWK-Anlagen vorrangig für die Stromerzeugung zu verwenden und somit auch den Bereichen des Wärmemarktes zuzuführen, wo alternative Dekarbonisierungsoptionen schwieriger einsetzbar sind (sofern dies ökonomisch sinnvoll ist).

Volkswirtschaftlich gesehen gibt es zwei möglicherweise sinnvolle Zeitpunkte für das „Umlenken“ von bestehenden Biogasmengen.

- **Zeitpunkt des Auslaufens der EEG-Förderung:** Biogasmengen sind nach Auslaufen der EEG-Förderung (i.d.R. 20 Jahre) „frei“. Durch einen technologieoffenen Ansatz einer möglichen Anschlussförderung könnten Bestandsmengen nach Auslaufen der derzeitigen EEG-Förderung (bzw. bevor Altanlagen wiederum an neuen Ausschreibungen teilnehmen) bzw. nach Ablauf der Nutzungsdauer der Anlagen für die Netzeinspeisung verfügbar werden.

³⁴ Auch mögliche Wechselwirkungen mit anderen Instrumenten müssen berücksichtigt werden. So würde eine Quotierung der Beimischung grüner Gase zu Erdgas implizieren, dass sinnvollerweise auch die Regelungen in den Wärmegesetzen zur Erfüllung der EE-Quoten für Gas geöffnet würden und die Verpflichtungen nicht additiv sind.

- **Zeitpunkt von Reinvestitionen vor Auslaufen der EEG-Förderung:** Zum anderen fallen auch während der Laufzeit der EEG-Förderung Ersatzinvestitionen in KWK-Anlagen an. Wie in Abschnitt 2.1 dargestellt, können bei KWK-Anlagen, in denen Biogas verstromt wird, nach ca. 10-15 Jahren Reinvestitionen notwendig werden. Zu diesem Zeitpunkt läuft die EEG-Förderung noch. Es könnte zu diesem Zeitpunkt volkswirtschaftlich effizienter sein, nicht in die Ertüchtigung der KWK-Anlage zu investieren, sondern in die Biogasaufbereitung und Netzeinspeisung zu investieren. Es stellt sich somit die Frage, welche betriebswirtschaftlichen Anreize zum Zeitpunkt einer notwendigen Reinvestition gesetzt werden können, um ggfs. Mengen aus der vorrangigen Verstromung in die Einspeisung umzuleiten. Um finanzielle Anreize zu schaffen, aus der bestehenden EEG-Förderung auszusteigen, darf der Investor bei einer alternativen Verwendung des Biogases nicht schlechter als bei der KWK-Verstromung gestellt werden.

4.4.2 Diskussion möglicher Instrumente

Tabelle 3 gibt einen Überblick über mögliche Instrumente, um Biogasmengen aus der KWK-Verstromung „herauszulösen“ und alternativen Verwendungen (insbesondere Biogaseinspeisung und Verwendung im Wärmemarkt) zuzuführen.

Tabelle 3 Förderinstrumente für Bestandsmengen

Instrument	Vorteile	Nachteile
Abbau der EEG-Förderung für Bestandsanlagen	Abbau der Ungleichheit zwischen Verstromung und Einspeisung	Bei bestehender Förderung rechtlich nicht möglich: Altanlagen stehen unter Bestandsschutz
Förderung der Aufbereitung und Einspeisung von Biogas z.B. über <ul style="list-style-type: none"> ▪ Investitionshilfe, wie z.B. einmalige Steuergutschrift zur Abdeckung von Investitionskosten ▪ Vergütung der Herstellung von Biogas, der Einspeisung oder der erzeugten Wärme 	Ausgleich der derzeit einseitigen EEG-Förderung der Verstromung hin zu alternativen Anwendungen	Nicht technologieneutral; Kein Level Playing Field ggü. anderen EE; Unüblich im Wärmemarkt; Finanzierung; Politische Durchsetzbarkeit fraglich

Quelle: Frontier Economics

Abbau der EEG-Förderung

Die Altanlagen in der EEG-Förderung stehen unter Bestandsschutz und verbleiben insgesamt 20 Jahre in der Förderung. Nach Auslaufen der Förderung können Altanlagen wiederum an Ausschreibungen teilnehmen. Hier ist die Förderdauer für Bestandsanlagen jedoch auf 10 Jahre beschränkt.

Dementsprechend ist zwischen der Rückführung der Förderung von Bestandsanlagen vor Ablauf von 20 Jahren einerseits und der Teilnahme an Ausschreibungen nach Auslaufen der Förderung andererseits zu unterscheiden:

- **Förderung von Bestandsanlagen vor Ablauf der Förderdauer von 20 Jahren:** Rechtlich ist es nicht möglich, die derzeit laufende Förderung der

Bestandsanlagen abzuschaffen. Somit ist vor dem Auslaufen der EEG-Förderung der Anspruch auf die hohen Fördersätze „eingelockt“.

Gelegentlich diskutiert wird stattdessen, die in der Förderung befindlichen EEG-Strommengen stärker mit Steuern oder Umlagen zu belasten. Hierdurch würden die Anreize zur weiteren Verstromung von Biogasmengen abgebaut. Auch diese Option dürfte für Altanlagen weder rechtlich noch politisch durchsetzbar sein. Soll zudem die Maßnahme v.a. zu Reinvestitionszeitpunkten greifen, wäre die Ausgestaltung äußerst schwierig.

- **Teilnahme an Ausschreibungen nach Auslaufen der Förderung:** Diese Regelung ist hinsichtlich eines Level-Playing-Fields von Bestandsmengen im heutigen Ordnungsrahmen zunächst kritisch zu bewerten: Es besteht die Gefahr, dass Bestandsmengen weiterhin in der EEG-Förderung verbleiben.

Allerdings wird über das EEWärmeG Biogas auch im Wärmesektor gefördert, wenn auch heute nicht in technologieoffener und effizienter Weise. Sollte das EEWärmeG aber stärker für Biogas geöffnet werden, wäre es möglich, dass Bestandsmengen nach Auslaufen der Förderdauer von 20 Jahren in den Wärmesektor umgeleitet werden, auch wenn Biogasanlagen grundsätzlich an den EE-Ausschreibungen im Rahmen des EEG teilnehmen können. In einem solchen Umfeld wären die EEG-Ausschreibungen deutlich weniger kritisch zu beurteilen.

Förderung der Aufbereitung/Einspeisung von Biogas

Zielsetzung

Um die Mengen aus einer laufenden EEG-Förderung herauszulösen und einer alternativen Verwendung zuzuführen, könnten finanzielle Anreize für die alternativen Verwendungen – ausgleichend zur Förderung durch das EEG – gesetzt werden. Der Verzicht auf die EEG-Förderung wäre dann optional bzw. freiwillig. Mögliche Ansatzpunkte wären hier z.B.:

- die direkte Förderung der Errichtung von Biogasaufbereitungsanlagen; oder
- die Vergütung der Herstellung von Biogas, Biogaseinspeisung oder der Verwendung von Biogas im Wärmesektor (hier mit Fokussierung auf Bestandsmengen und als temporäre Maßnahme).

Auch hier ist zu beachten, dass Biogas heute über das EEWärmeG im Wärmesektor gefördert wird, wenn auch nicht in technologieoffener und effizienter Weise. Sollte das EEWärmeG stärker für Biogas geöffnet werden, wäre es möglich, dass auch Bestandsmengen vor Auslaufen der Förderdauer von 20 Jahren in den Wärmesektor umgeleitet werden, selbst wenn noch eine Förderung besteht. In einem solchen Umfeld wäre die laufende Förderung der Bestandsmengen weniger kritisch zu beurteilen.

Ansatzpunkt: Investitionsförderung, z.B. als steuerliche Abschreibungen

Zu den Investitionskosten für die Einspeisung zählen u.a. die Kosten für die Einspeiseanlagen und den Netzanschluss. Reinvestitionskosten, die bei KWK-Anlagen ggfs. nach ca. 10 Jahren notwendig werden können, müssen gegengerechnet werden. Hier wären entweder die Investitionskosten z.B. für eine

Einspeiseanlage zu decken bzw. im Fall einer notwendigen Reinvestition in die KWK-Anlage das Delta zwischen einer Neuinvestition und den Kosten für die Reinvestition.

Ein möglicher Ansatz zur Abdeckung eines Teils der Investitionskosten wäre eine Einmalzahlung oder eine einmalige Steuergutschrift. Z.B. werden in den Niederlanden bis zu 57,5% der Investitionskosten (auch für Biogas) über eine Steuergutschrift erstattet.³⁵ Einmalzahlungen zum Zeitpunkt einer möglichen Reinvestition sind im Sinne der Technologieneutralität anderen regelmäßigen Förderungen gegenüber zu bevorzugen, um zukünftige Verzerrungen zu vermeiden.

Ansatzpunkt: Direkte Vergütung klimaneutraler Gase

Um ein „Herauslösen“ der Bestandsmengen zu erzielen, wäre für den Übergang eine direkte Vergütung denkbar. Diese könnte auf den verschiedenen Stufen der Herstellung von Biomethan ansetzen, also bei der:

- Vergütung der Herstellung von Biogas;
- der Einspeisung von Biogas in das Netz; oder
- der Verwendung von Biogas zur Erzeugung von Wärme.

Diese Optionen wurden bereits ausführlich in Kapitel 4.3.2 diskutiert und bewertet.

Bewertung

Folgende Effekte wären zu berücksichtigen:

- **Wirksamkeit/Effektivität:** Die Effektivität der Maßnahme hängt von der Höhe der Förderung/Vergütungen im Vergleich zur laufenden EEG-Förderung ab. Die Höhe der Vergütung/Förderung müsste also so bemessen sein, dass ein Wechsel aus der laufenden EEG-Förderung heraus für die Anlagenbetreiber attraktiv ist.
- **Kosten:** Entsprechend hoch wären gerade bei älteren Anlagen mit noch hohen EEG-Fördersätzen die Kosten für die Verbraucher. Ist die Verwendung der Biogasmengen im Wärmesektor allerdings effizienter als in der Verstromung, wäre dies volkswirtschaftlich immer noch vorteilhafter.
- **Verteilungswirkungen:** Die Förderung wäre von den Verbrauchern z.B. über Umlagen zu refinanzieren.
- **Akzeptanz und Praktikabilität:** Es ist damit zu rechnen, dass die Kostenwirkungen mit erheblichen politischen Widerständen einhergehen. Die Finanzierung des Förderinstruments wäre allerdings politisch leichter durchsetzbar, da sich das Instrument lediglich auf Altanlagen bezieht und temporär eingeführt wird.

Zudem ist die Umsetzung der Maßnahme nicht technologieneutral. Entsprechend schwierig ist die Bestimmung der effizienten Förderhöhe, soll ein Level-Playing-Field für die Verwendung von Biogas hergestellt werden.

³⁵ Quelle: www.res-legal.eu

Das Instrument führt also wie in Kapitel 4.3.2 ausführlich diskutiert zu einer weiteren technologiespezifischen Förderung, könnte allerdings für Altanlagen im Übergang eine gangbare Option sein.

Hierbei wäre eine Vergütung der Herstellung von Biogas gegenüber den anderen Optionen zu bevorzugen, um das „Level Playing Field“ nicht noch stärker zu verzerren. Vergütet würde dann die Bereitstellung von Rohgas, in dieser Vergütung wären die Kosten anschließender Prozesse wie Aufbereitung oder Verstromung beinhaltet. Die Anlagenbetreiber könnten dann entscheiden, welcher Verwendung sie das Rohbiogas zuführen.

Hierdurch würden allerdings neue Verzerrungen ggü. anderen Erneuerbaren Energien im Wärmesektor geschaffen, die keine entsprechenden Vergütungen erhalten (z.B. Solarthermie). Diese Verzerrungen könnten allerdings dann leichter akzeptierbar sein, wenn sich das Instrument lediglich auf Altanlagen bezieht und als temporäres Instrument eingeführt wird.

