



Kurzstudie „Quote erneuerbare und dekarbonisierte Gase“

Kurzstudie im Auftrag der Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e. V.
(FNB Gas)

Juli 2019

Dr. Håvard Nymoen
Sophie Carlotta Sendler
Rebecca Steffen
Ricarda Pfeiffer

nymoen strategieberatung gmbh
Joachimsthaler Straße 20

D-10719 Berlin

Tel: +49 (0) 30 364 100 0

info@nymoen-strategieberatung.de
www.nymoen-strategieberatung.de

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	2
Abbildungsverzeichnis	3
Tabellenverzeichnis	4
Abkürzungsverzeichnis	5
1 Management Summary	7
2 Einleitung	10
2.1 Motivation/ Aufgabenstellung/ Ziel der Studie	10
2.2 Vorgehensweise/ Aufbau der Studie	11
3 Vorstellung der verschiedenen Gase	12
3.1 Herkunftsnachweise	16
3.1.1 Deutschland	17
3.1.2 Europa	19
3.2 Timeline für Herkunftsnachweise	21
4 Entwicklung eines Quotensystems	22
4.1 Mögliche Ausprägungen eines Quotensystems	22
4.2 Vorschlag zur Quotenausgestaltung nach Agora und DVGW	26
4.3 Alternative Förderinstrumente	28
4.3.1 Ausschreibungsmodell	28
4.3.2 Einspeisetarife	29
4.3.3 CO ₂ -Abgabe	29
4.3.4 Markteinführungs-/Marktaktivierungsprogramm	30
4.3.5 Befreiung von Letztverbraucherabgaben	31
4.3.6 Reallabore	32
4.3.7 Gegenüberstellung der verschiedenen Förderinstrumente	33
5 Qualitative Entwicklung eines Aufwuchspfads entsprechend der Studie des FNB Gas und der dena Leitstudie	38
6 Quantitative Entwicklung eines Aufwuchspfads bis 2030	41
6.1 Quote und Aufwuchspfad	41
6.2 Szenarien zur Erfüllungsstruktur	41
7 Einschätzung der industriepolitischen Dimension einer Quoteneinführung auf die weltmarktfähige Elektrolyseurproduktion	44
7.1 Bedeutung des Hochlaufs der Elektrolyseurtechnologie	44
7.2 Wertschöpfungspotenziale durch den Markthochlauf	44
8 Argumente und Handlungsempfehlungen	46
Literaturverzeichnis	47
Anhang	51

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Die Wertschöpfungskette grüner und blauer Gase; Eigene Darstellung in Anlehnung an das Inputpapier vom Dialogprozess „Gas 2030“ des BMWi (2019).	15
Abbildung 2:	Aufwuchspfad grüner Gase	16
Abbildung 3:	Funktionsweise des Biogasregisters; Eigene Darstellung in Anlehnung an dena (2019a)	18
Abbildung 4:	Definitionen Wasserstoff nach CertifHY	19
Abbildung 5:	Prozess bei CertifHY	20
Abbildung 6:	Timeline für Herkunftsnachweise für grünen Wasserstoff.....	21

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Kennzahlen Elektrolyseure gemäß dena Leitstudie	12
Tabelle 2:	Kennzahlen für Methanisierungsanlage	13
Tabelle 3:	Übersicht über die verschiedenen Gase	14
Tabelle 4:	Übersicht über mögliche Ausprägungen einer Quote für grüne Gase (präferierte Optionen sind farbig unterlegt)	26
Tabelle 5:	Übersicht Quotenforderung von DVGW (2018).....	27
Tabelle 6:	Gegenüberstellung der Instrumente anhand ausgewählter Kriterien	34
Tabelle 7:	Bedarf grüner Gase (TWh/a) bis 2050 gemäß dena (2018)	39
Tabelle 8:	Bedarf grüner Gase (TWh) in 2050 gemäß FNB Gas (2017)	39
Tabelle 9:	Übersicht über die Annahmen von dena (2018) und FNB Gas e.V. (2017)	40
Tabelle 10:	Anteile und Mengen der betrachteten Gase zur Erfüllung der Gas-Quote	42
Tabelle 11:	Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte der Elektrolyseurindustrie gemäß frontier economics, IW Köln (2018)	45
Tabelle 12:	Übersicht ausgewählter Herkunftsregister	52

Abkürzungsverzeichnis

AIB	Association of Issuing Bodies
Biokraft-NachV	Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung
BioSt-NachV	Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung
BLE	Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit
CCS	Carbon Capture and Storage
CEER	Council of European Energy Regulators
dena	Deutsche Energie-Agentur GmbH
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V.
EECS	European Energy Certificate System
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEWärmeG	Erneuerbare-Energien-Wärme-Gesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
ERGaR	European Renewable Gas Registry
ETS	EU Emissions Trading System
EVU	Energieversorgungsunternehmen
FNB	Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e. V.
GEG	Gebäudeenergiegesetz
GO	Guarantee of Origin
ISCC	International Sustainability and Carbon Certification
LIS	Förderrichtlinie Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge
Nabisy	Nachhaltige-Biomasse-Systeme
NIP	Nationales Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie
NOW	Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie GmbH
PtG	Power-to-Gas
PtX	Power-to-X
RED	Renewable Energy Directive

StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
StromStG	Stromsteuergesetz
THG	Treibhausgasemissionen
UBA	Umweltbundesamt

1 Management Summary

Bei der Erreichung der Klimaziele 2050 setzt sich zunehmend die Erkenntnis durch, dass die Gasinfrastruktur und erneuerbare bzw. dekarbonisierte Gase eine unverzichtbare Rolle spielen werden. Vor diesem Hintergrund erarbeiten Gaswirtschaft und Gasinfrastrukturbetreiber sowohl in konkreten Projekten als auch in Studien und Strategiepapieren Lösungsräume, wie sie zu den im Rahmen des Klimaschutzplans festgelegten Reduktionen der Treibhausgasemissionen beitragen können. Dies beinhaltet auch eine sukzessive Substitution von Erdgas durch erneuerbare und dekarbonisierte Gase, welche neben Biomethan vor allem durch grünen bzw. blauen Wasserstoff sowie synthetischem Methan erfolgen wird.

Bislang existieren sowohl auf EU- als auch auf Bundesebene zur Förderung für erneuerbare Gase keine konsistenten Programme, die auf einen Markthochlauf der neuen Technologien abzielen. Die existierende Förderung beschränkt sich auf Pilotanlagen und Leuchtturmprojekte. Es herrscht jedoch Einigkeit darüber, dass Anlagenkosten insbesondere für Elektrolyseure durch eine Skalierung der Produktion gesenkt werden müssen, um eine Wirtschaftlichkeit der Produktion für erneuerbare Gase zu erreichen. In der Diskussion stehen dabei zurzeit insbesondere eine Quote für grüne bzw. dekarbonisierte Gase oder ein zeitlich begrenztes Marktanreizprogramm. Der FNB Gas hat die nymo|strategieberatung gmbh beauftragt, im Rahmen einer Kurzstudie das Instrument der Quote vertieft zu analysieren und mit weiteren ausgewählten Fördermechanismen zu vergleichen.

Im Rahmen der Studie werden hierfür verschiedene Ausprägungen eines Quotensystems analysiert und bewertet. Im Anschluss erfolgt eine Gegenüberstellung der Quote mit verschiedenen anderen Förderinstrumenten anhand definierter Kriterien. Zu den betrachteten Förderinstrumenten gehören Ausschreibungen, Einspeisetarife, eine CO₂-Abgabe, das Konzept eines Markteinführungsprogramms in Form einer befristeten kW-Förderung (CAPEX-Zuschuss) sowie eine Reduktion der Letztverbraucherabgaben.

Im Ergebnis der Gegenüberstellung mit anderen Förderinstrumenten ist die Quote das einzige Instrument, das definierte Mengenziele und damit implizit CO₂-Reduktionsziele sicher erreichen kann. Kein anderes Instrument ermöglicht neben der Festlegung des Zielwertes die zielgenaue Möglichkeit der Festlegung der Ausbaugeschwindigkeit und damit der sicheren Kontinuität des Aufwuchspfads.

Bei entsprechender Ausgestaltung ist die Quote auch volkswirtschaftlich das sinnvollste Instrument für einen Markthochlauf grüner Gase. Die Quote hat (neben dem CO₂-Handel) als einziges Förderinstrument über die Herkunftsnachweise, sofern implementiert, eine handelbare Komponente, die für die kostengünstigste Umsetzung sorgt. Wenn vorgesehen ist, dass für die Erfüllung der nationalen Quote auch Importe verwendet werden können, besteht ebenfalls eine Möglichkeit der internationalen Ausweitung der Erfüllungsstruktur.

Im Rahmen der Studie wird von einem Geltungsstart der Gas-Quote ab 2021 ausgegangen. Berechnungsbasis der Quote ist der Endenergieverbrauch Gas in den Sektoren Industrie, Gebäude (private Haushalte, GHD) und Verkehr. Der Umwandlungssektor (Stromerzeugung) wurde hier nicht

betrachtet, da er bereits über das ETS erfasst wird. Der aktuelle Wert für 2017 laut Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) (2019) von 671 TWh wurde für das Startjahr 2021 angenommen. Dieser Wert wird in der Studie auf Basis der DENA Leitstudie bis 2030 mit 661 TWh praktisch konstant fortgeschrieben.

Im Jahr 2021 wird mit einem Anteil von 1 % begonnen, der sich bis 2030 auf 10 % steigert. Dabei wird im Jahr 2021 für die Erfüllung der Quote von 1 % (6,7 TWh) allein auf die bereits heute im Markt befindliche Biomethanmenge zurückgegriffen. In den Folgejahren bis 2030 wachsen sukzessive grüner Wasserstoff und blauer Wasserstoff auf.

Für das Jahr 2030 wird gemäß Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030 eine installierte Elektrolyseurleistung von 7,5 GW angenommen. Hieraus ergibt sich eine eingespeiste Menge in Höhe von 23,8 TWh grüner Wasserstoff. Erstmals in 2030 wird auch synthetisches Methan eingespeist. Blauer Wasserstoff hat 2030 einen Anteil von 11,9 TWh. Biomethan wird in Höhe von ca. 29,1 TWh eingespeist. Zuzüglich zu den heute eingespeisten Mengen werden also gut 20 TWh mehr erforderlich. Dies entspricht einem Viertel der heute verfügbaren nicht aufbereiteten Biogasmenge. Da bis 2030 zahlreiche der heute produzierenden Biogasanlagen aus dem EEG fallen, ist dieser Anteil von etwa 25 % Weiterbetrieb und Umrüstung auf Einspeisung als realistisch einzuschätzen.

	2021	2022	2025	2030
Endenergieverbrauch Gas ¹	671 TWh	669 TWh	666 TWh	661 TWh
Quote	1 %	2 %	5 %	10 %
Zu erfüllende Menge an grünem und blauem Gas	6,7 TWh	13,4 TWh	33,3 TWh	66,1 TWh
Biomethan	6,7 TWh	11,8 TWh	20,0 TWh	29,1 TWh
Grüner Wasserstoff		0,7 TWh	5,0 TWh	23,8 TWh
Synthetisches Methan				1,3 TWh
Blauer Wasserstoff		0,9 TWh	8,3 TWh	11,9 TWh

Anteile und Mengen der betrachteten Gase zur Erfüllung der Gas-Quote

Neben der Bedeutung der Gas-Quote für die Klimaschutzziele der Bundesregierung in den verschiedenen Sektoren hat die Quote und damit ein Hochlauf von grünen Gasen auch eine industriepolitische Dimension. Eine Studie von frontier economics und dem IW Köln zeigt die Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte eines Markthochlaufs der Elektrolyseurproduktion für Deutschland und den Weltmarkt auf. Als Weltmarktführer würden demnach in Deutschland bis 2050

¹ dena (2018), S. 96, 112, 129 (Technologiemix 95).

Wertschöpfungspotenziale in Höhe von 27 Mrd. Euro sowie 350.000 Arbeitsplätze durch die Elektrolyseurproduktion entstehen.

Als Ergebnis der Studie zeigt sich, dass eine Quote für grüne bzw. dekarbonisierte Gase mit ihrer direkten Lenkungswirkung eine zielgenaue CO₂-Einsparung insbesondere im Gebäudesektor und perspektivisch auch im Verkehrssektor ermöglicht. Über eine Verpflichtung der Gaslieferanten können sowohl Produzenten wie auch Letztverbraucher direkt beeinflusst werden. Eine Quote ist daneben gut mit anderen Förderinstrumenten wie einer CO₂-Bepreisung oder einem Marktanzreizprogramm für PtG-Technologien kombinierbar. In Verbindung mit der Reduktion der Letztverbraucherabgaben kann somit die Sozialverträglichkeit des Instrumentes und die Bezahlbarkeit der Energie sichergestellt werden. Die Etablierung handelbarer Herkunftsnachweise kann zusätzlich dazu beitragen, die Quote zu einem marktnahen und kosteneffizienten Instrument zu machen. Dazu sollte für die Erfüllung der Quote auch auf Gasimporte zurückgegriffen werden dürfen. Langfristig ist zudem eine EU-weite Ausweitung der nationalen Quote erstrebenswert. Da bezüglich Herkunftsnachweise und Quoten auf Erfahrungen im Stromsektor bzw. die Biokraftstoffquote im Verkehrssektor zurückgegriffen werden kann, wird die Umsetzbarkeit als leicht eingestuft.

Hinsichtlich der Ausgestaltung können über Subquoten oder Wertigkeitsabstufungen der Herkunftsnachweise bestimmte Technologien gezielt in ihrem Markthochlauf gefördert werden. Als Übergangstechnologie kann beispielsweise blauer Wasserstoff wegbereitend dienen. Langfristig kann insbesondere der Markthochlauf von Power-to-Gas angereizt und eine technologiespezifische Ausprägung erfolgen.

2 Einleitung

2.1 Motivation/ Aufgabenstellung/ Ziel der Studie

Im Zuge der Ausgestaltung der Energiewende wird inzwischen auch seitens der Politik erkannt, dass Erdgas sowie zunehmend erneuerbare bzw. dekarbonisierte Gase bei der Erreichung der Klimaziele eine unverzichtbare Rolle spielen werden. Dies gilt über die Sektorengrenzen hinweg sowohl für die Stromerzeugung (im Zuge des Kohleausstiegs) als auch für die Sektoren Wärme/Gebäude, Industrie und Teile des Verkehrs. Vor dem Hintergrund des massiven gesellschaftlichen Widerstands beim Ausbau der Übertragungsnetze und den umfangreichen Ausbauerfordernissen der Verteilnetze wird dabei auch der Wert der Gasinfrastruktur vermehrt anerkannt. Ausdruck findet dies beispielsweise im „Gasdialog 2030“, der 2018 vom Bundeswirtschaftsministerium (BMWi) initiiert wurde und die Weichen des Gassektors auch über das Jahr 2030 hinaus stellen soll.

Für die Gaswirtschaft und die Infrastrukturbetreiber gilt es nun, dieses positive Momentum zu nutzen und Lösungsräume aufzuzeigen, wie es gelingen kann, die Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2050 um 80 bis 95 Prozent zu senken und dabei Versorgungssicherheit und Wettbewerbsfähigkeit beizubehalten. Dazu gehört auch die glaubhafte Ankündigung einer sukzessiven Substituierung von Erdgas durch erneuerbare Gase. Neben Biomethan werden hierzu zukünftig vor allem grüner bzw. blauer Wasserstoff und synthetisches Methan gehören.

Gleichwohl gibt es gegenwärtig (mit Ausnahme von Biomethan im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)) keine ausreichenden Anreize, erneuerbare Gase vermehrt in den oben genannten Sektoren einzusetzen. Sowohl auf EU- als auch auf Bundesebene beschränken sich die bestehenden Förderprogramme bislang auf Pilotanlagen und Leuchtturmprojekte, zuletzt mit dem Förderaufruf für „Reallabore“ des BMWi. Es herrscht jedoch weitgehend Einigkeit darüber, dass es eines groß angelegten Förderprogramms bedarf, um die Anlagenkosten (insbesondere für Elektrolyseure) durch Skalierung der Produktion so weit zu senken, dass die Produktion erneuerbarer Gase wirtschaftlich wird. Da Power-to-Gas dabei in allen Ausprägungen eine wichtige Rolle spielen wird, liegt im Folgenden der Fokus auf Förderinstrumenten, die einen entsprechenden Markthochlauf anreizen können. In der öffentlichen Diskussion stehen dabei zurzeit insbesondere eine Quote für grüne bzw. dekarbonisierte Gase oder ein zeitlich begrenztes Marktanzreizprogramm.

Der FNB Gas hat hierzu neben einer umfassenden Studie zum „Wert der Gasinfrastruktur für die Energiewende“ bereits verschiedene Positionspapiere erarbeitet, in denen u. a. Zielgrößen für Grünes Gas 2050 genannt werden. Daneben bieten die FNB an, PtG-Anlagen im Sinne von Konvertierungsanlagen zu bauen und zu betreiben, und unbundlingkonform dem Markt zur Verfügung zu stellen. Im internen Abstimmungsprozess wurde vor allem der Mehrwert einer Quote hervorgehoben.

Für die weitere Positionierung in der Verbändelandschaft, in der Politik aber auch im Markt möchte der FNB Gas im Rahmen einer Kurzstudie daher die Argumente für die Einführung einer Quote schärfen.

Ziel der vorliegenden Studie ist es, die verschiedenen möglichen Ausprägungen eines Quotensystems aufzuzeigen und kursorisch zu bewerten. Im Rahmen eines vergleichenden Überblicks über die wichtigsten Vorschläge für Marktanreize für grüne Gase sollen die Vor- und ggf. Nachteile einer Quotenlösung erläutert werden. Zudem soll ein Aufwuchspfad bis 2030 dargestellt und aus den Ergebnissen Vorschläge für die weiterführende Kommunikation des FNB Gas erarbeitet werden.

2.2 Vorgehensweise/ Aufbau der Studie

Der Aufbau der Studie folgt dieser Intention: In Kapitel 3 erfolgt zunächst eine Vorstellung der nachfolgend behandelten Gase hinsichtlich ihrer Erzeugungswege und Emissionsfaktoren sowie ihres bisherigen Aufwuchspfads. Da ein Herkunftsnachweissystem ein wichtiges Element für die Ausgestaltung eines Quotensystems für grüne bzw. blaue Gase sein kann, gibt Kapitel 3.1 einen Überblick über bestehende oder in der Entwicklung befindliche Herkunftsnachweise in Deutschland und der EU.

Mit Kapitel 4.1 und 4.2 werden im Anschluss mögliche Ausprägungen eines Quotensystems diskutiert und entsprechende Vorschläge von Agora Verkehrswende/Agora Energiewende sowie dem Deutschen Verein des Gas- und Wasserfaches e. V. (DVGW) vorgestellt. Daran anknüpfend erfolgt in Kapitel 4.3 eine Gegenüberstellung mit anderen Förderinstrumenten, die den Markthochlauf grüner Gase ebenfalls potenziell unterstützen können. Der Fokus wird dabei auf volkswirtschaftliche Bewertungsaspekte gelegt.

Nach der Vorstellung des möglichen künftigen Aufwuchspfads für grüne Gase entsprechend der dena-Leitstudie und der FNB Gas-Studie in Kapitel 5 folgt in Kapitel 6 eine quantitative Entwicklung eines nachhaltigen Aufwuchspfads bis 2030.

Mit Kapitel 7 wird eine kursorische Einschätzung der industriepolitischen Dimension einer Quote gegeben. Unter Berücksichtigung einer weltmarktfähigen Elektrolyseurproduktion werden so unterstützende Argumente für ein Quotensystem aggregiert.

Basierend auf den diskutierten Ausprägungen eines Quotensystems sowie den qualitativen und quantitativen Entwicklungen eines Aufwuchspfads erfolgt abschließend in Kapitel 8 eine Ableitung von Positionen, Vorschlägen und Forderungen an die Politik, die für eine weiterführende Kommunikation des FNB Gas genutzt werden können.

3 Vorstellung der verschiedenen Gase

Bisher gibt es keine rechtlich eindeutige Definition von grünen Gasen. So werden etwa im EnWG Biomethan, grüner Wasserstoff und synthetisches Methan unter Biogasen subsumiert (§ 3 Nr. 10c EnWG). Blauer Wasserstoff wird bisher nicht rechtlich definiert. Im Rahmen der vorliegenden Kurzstudie werden mit Biomethan sowie grünem Wasserstoff, synthetischem Methan und blauem Wasserstoff vier verschiedene im Folgenden als „grün bzw. blau“ definierte Gase betrachtet. Nachfolgend werden die grundlegenden Eigenschaften dieser Gase kurz vorgestellt.

Biomethan

Biomethan wird aus Biogas gewonnen, indem dieses auf „Erdgas-Qualität“ aufbereitet wird. Biogas selbst entsteht bei der Vergärung von Biomasse und umfasst im weiteren Sinne auch Deponiegas, Klärgas sowie Grubengas.² Der Emissionsfaktor für Biogas bzw. Biomethan ist von einer Vielzahl von Einflussfaktoren abhängig, je nach Substrat der Erzeugung (Energiepflanzen, Gülle, Abfall- und Reststoffen) liegt er für Biomethan zwischen 36 bis 158 g CO₂/kWh.³ Derzeit existieren in Deutschland etwa 8.900 Biogas-Anlagen mit einer elektrischen Leistung von 5 GW. Dazu zählen auch 200 Biogasaufbereitungsanlagen für Biomethan.⁴ Diese speisen derzeit etwa 10 TWh in das deutsche Gasnetz ein, was etwa 1 % des Gasabsatzes in Deutschland entspricht.⁵

Grüner Wasserstoff

Grüner Wasserstoff wird mittels Elektrolyse hergestellt. Dazu wird Wasser mit elektrischer Energie in Wasserstoff und Sauerstoff gespalten. Stammt die elektrische Energie weit überwiegend aus Erneuerbaren Energien, wird der Wasserstoff gemäß § 3 Nr. 10c EnWG als grün bezeichnet. Da bei dem Umwandlungsverfahren kein CO₂ entsteht, beträgt der Emissionsfaktor von grünem Wasserstoff 0 g CO₂/kWh. Aktuell existieren drei verschiedene Varianten des Elektrolyseverfahrens, die einen unterschiedlichen technischen Reifegrad aufweisen. Dabei handelt es sich um die alkalische Elektrolyse (AEL), die Protonen-Austausch-Membran-Elektrolyse (PEMEL) und die Hochtemperaturelektrolyse (HTEL).

	2020		2050	
	AEL	PEM	AEL	PEM
Investitionskosten	650 Euro/kW	800 Euro/kW	250 Euro/kW	300 Euro/kW
Wirkungsgrad	82 %	82 %	84 %	84 %

Tabelle 1: Kennzahlen Elektrolyseure gemäß den Leitstudie⁶

² DVGW (2018), S. 3.

³ dena (2016), S. 10.

⁴ DBFZ (2018), S. 5. (Biogasaufbereitungsanlagen zählen als Erweiterung und werden nicht als separate Anlage erfasst).

⁵ BDEW (2019a), BNetzA (2019b), S. 360, dena (2019b), S. 7.

⁶ Eigene Darstellungen in Anlehnung an dena (2018), S. 380 f.

Bislang sind vor allem die alkalische Elektrolyse (AEL) und die Protonen-Austausch-Membran-Elektrolyse (PEMEL) als Niedrigtemperaturelektrolysen gut etabliert und werden kommerziell eingesetzt. AEL ist dabei die ausgereifere Technologie, welche schon seit Jahren in verschiedenen Anwendungen eingesetzt wird. Die Hochtemperaturelektrolyse befindet sich noch in der Entwicklungsphase.⁷ In Tabelle 1 sind die wichtigsten Kennzahlen für Elektrolyseure dargestellt.

Synthetisches Methan

In einem weiteren Schritt kann der elektrolytisch erzeugte Wasserstoff unter Zuführung von Kohlendioxid in synthetisches Methan umgewandelt werden (Sabatier-Prozess). Als CO₂-Quelle kann Biogas dienen, andere Quellen können industrielle Prozesse und Kläranlagen sein.⁸ Die dena (2018) geht davon aus, dass langfristig, bei einem erfolgreichen Markthochlauf und der überwiegenden Produktion im Ausland, das benötigte CO₂ aus der Luft gewonnen werden muss (Direct Air Capture).⁹ Die Herstellung des synthetischen Methans ist CO₂-neutral.

Neben dem Sabatier-Prozess gibt es auch die Möglichkeit zur biologischen Methanisierung, die aber derzeit noch nicht im großen Maßstab verfügbar ist.

Da synthetisches Methan identische Brenneigenschaften wie fossiles Erdgas hat, kann es ohne Mengenbegrenzung in das Erdgasnetz eingespeist werden.¹⁰ Darüber hinaus gibt es keine Restriktionen in der Endanwendung. Die wichtigsten Kennzahlen für eine Methanisierungsanlage sind in Tabelle 2 dargestellt.

	2020	2050
Investitionskosten Katalytische Methanisierung	400 Euro/kW	130 Euro/kW
CO ₂ -Kosten	170 Euro/t (Direct Air Capture)	85 Euro/t (Direct Air Capture)
Wirkungsgrad	83 %	90 %

Tabelle 2: Kennzahlen für Methanisierungsanlage¹¹

Blauer Wasserstoff

Bislang wird Wasserstoff industriell primär mittels Dampfreformierung aus fossilem Erdgas (Methan) gewonnen. Das so entstehende Produkt wird als grauer Wasserstoff bezeichnet. Wird das bei der Dampfreformierung entstehende CO₂ mittels Carbon Capture and Storage (CCS) aus dem Abgasstrom abgeschieden und in geologischen Strukturen gespeichert und gelangt nachweisbar nicht in die

⁷ Frontier Economics (2018), S. 61f.

⁸ TU-Berlin (2019), S. 9.

⁹ dena (2018), S. 75.

¹⁰ DVGW (2014), S. 10.

¹¹ Eigene Darstellungen in Anlehnung an dena (2018), S. 383 ff.

Atmosphäre, entsteht so genannter blauer Wasserstoff. Dieser kann ebenfalls als THG-neutral bezeichnet werden.

Eine noch in der Entwicklung befindliche Alternative zur Dampfreformierung in Kombination mit CCS stellt die CO₂-freie Wasserstoffherstellung aus Methan mittels Pyrolyse dar. Bei dem Pyrolyseverfahren wird der Kohlenstoff als Feststoff abgeschieden und kann so vergleichsweise einfach gespeichert oder als Rohstoff weiterverwendet werden¹², wodurch der Emissionsfaktor auch nahe Null ist. Bislang ist das Verfahren auf dem Markt allerdings noch nicht etabliert und findet nur im Forschungsmaßstab Anwendung.

Die Erdgasinfrastruktur und zahlreiche Endanwendungen insbesondere im Wärmemarkt sind bereits heute bis zu einem Anteil von 10 Vol.-% „H₂-ready“ (DVGW G 260/ G262). Zukünftig sollen 20 Vol.-% Wasserstoffeinspeisung ermöglicht werden. Der DVGW schätzt, dass in den nächsten Jahren eine Toleranz von 50 Vol.-% „grüne Gase“ möglich sein wird.¹³ Es gibt jedoch noch Restriktionen insbesondere im Bereich der Industrie, aber auch im Verkehrssektor oder beim Einsatz in Gasturbinen. Diese sind jedoch nicht Gegenstand dieser Studie. Es ist davon auszugehen, dass vor dem Hintergrund, dass Wasserstoff und grüne Gase entscheidende Bausteine der Energiewende sein werden, hierfür zeitnah technische Lösungen gefunden werden.

In Anlehnung an den Dialogprozess „Gas 2030“ nimmt Tabelle 3 eine Klassifizierung verschiedener Gase anhand ihrer Treibhausgasemissionen vor.¹⁴

	Nicht THG-neutral	THG-arm/-neutral	THG-negativ
Fossil	<ul style="list-style-type: none"> - Erdgas - Sonstige Gase (Raffineriegas, Kokereigas, Gichtgas) 	<ul style="list-style-type: none"> - Blauer Wasserstoff aus Erdgas-Dampfreformierung mit CCS - Wasserstoff aus Erdgas (andere Verfahren) mit CCS 	
Erneuerbar	<ul style="list-style-type: none"> - Synthetisches Methan aus Elektrolyse mit EE-Strom (PtG) mit fossilen Kohlenstoffquellen 	<ul style="list-style-type: none"> - Wasserstoff aus Elektrolyse mit EE-Strom (PtG) - Biogas / Biomethan - Synthetisches Methan aus PtG mit Direct Air Capture, biogenem CO₂ oder industriellen unvermeidbaren Abgasen 	<ul style="list-style-type: none"> - Biomasse mit CCS

Tabelle 3: Übersicht über die verschiedenen Gase¹⁵

¹² ASUE (2018).

¹³ Deutscher Bundestag (2019), S. 8.

¹⁴ Im Gegensatz zum Dialogprozess „Gas 2030“ wird synthetisches Methan aus PtG mit Direct Air Capture oder biogenem CO₂ in dieser Kurzstudie nicht als THG-negativ, sondern als THG-arm/-neutral bewertet.

¹⁵ Eigene Darstellung in Anlehnung an den Dialogprozess „Gas 2030“ BMWi, Arbeitsgruppe 1 (1. Treffen am 14. März 2019).

Die Wertschöpfungskette der im Rahmen dieser Kurzstudie betrachteten grünen Gase wird in Abbildung 1 dargestellt.

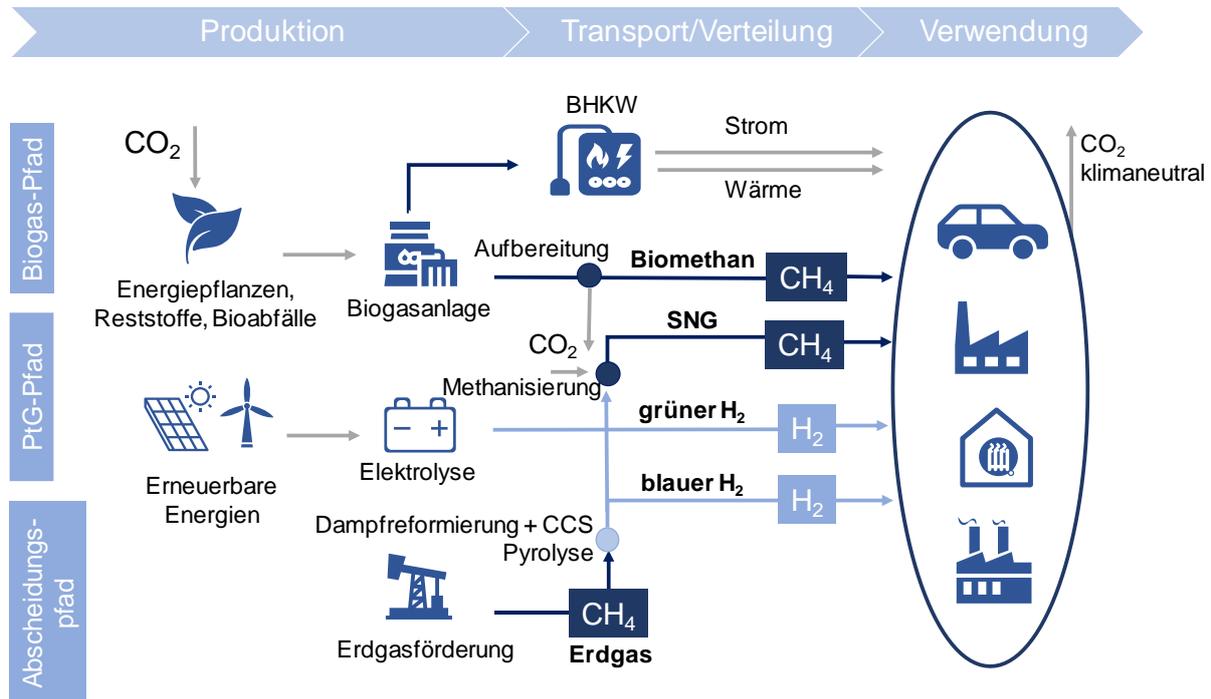


Abbildung 1: Die Wertschöpfungskette grüner und blauer Gase; Eigene Darstellung in Anlehnung an das Inputpapier vom Dialogprozess „Gas 2030“ des BMWi (2019)¹⁶

Bisheriger Aufwuchspfad grüner Gase

Der Erdgasverbrauch in Deutschland betrug 2017 insgesamt 961 TWh¹⁷. Inklusive eingespeistem Biomethan, grünem Wasserstoff und synthetischem Methan ergibt sich eine gesamte Gasmenge von etwa 970 TWh.¹⁸ Wie Abbildung 2 zeigt, lag der Anteil der grünen Gase in 2017 bei knapp 1 %. Für 2018 gibt die dena (2019b) an, dass erstmals über 10 TWh Biomethan eingespeist wurden.¹⁹

Der Anteil von grünem Wasserstoff und synthetischem Methan war 2017 mit einer Einspeisemenge von 0,002 TWh bzw. 0,26 TWh sehr gering.²⁰

¹⁶ Eigene Darstellung in Anlehnung an dena (2019c) S. 11.

¹⁷ BDEW (2019a).

¹⁸ BNetzA (2019b), S. 360.

¹⁹ dena (2019b), S. 7

²⁰ BNetzA (2019b), S. 360.

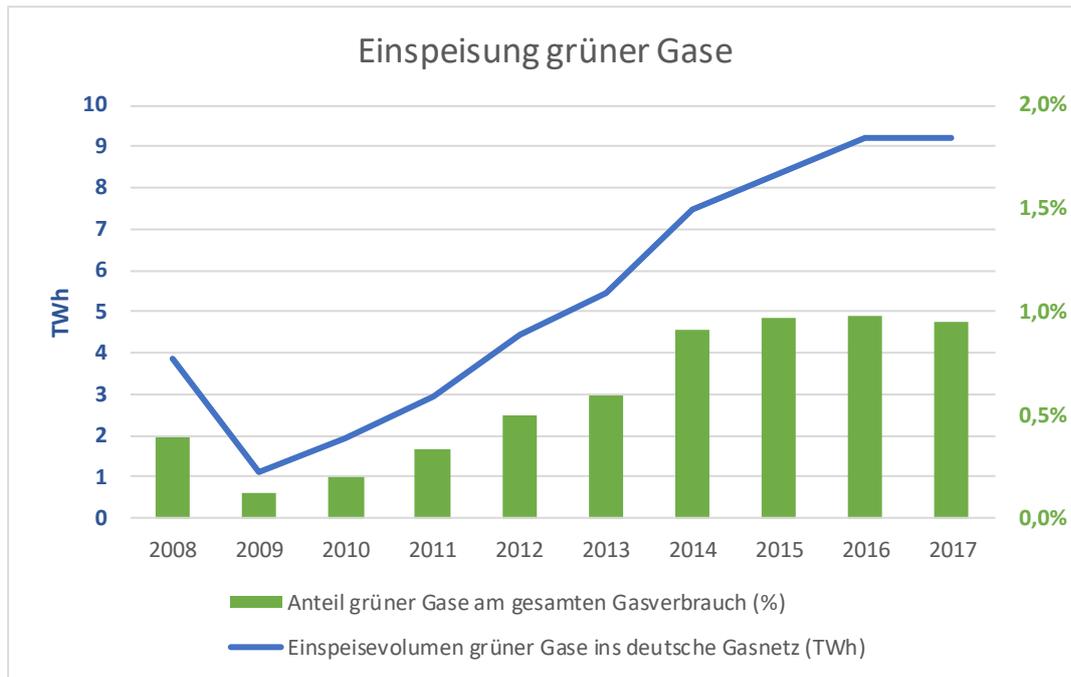


Abbildung 2: Aufwuchspfad grüner Gase²¹

Der Großteil der nach EnWG definierten Biogase wird allerdings nicht ins Gasnetz eingespeist, sondern vor Ort verstromt. Im Jahr 2018 wurden ca. 80 TWh Biogas zur Nutzung in Vor-Ort-Verstromungsanlagen erzeugt.²²

3.1 Herkunftsnachweise

Für die Etablierung eines Quotensystems für grüne und blaue Gase stellt ein Herkunftsnachweissystem eine notwendige Voraussetzung dar. Die Herkunftsnachweise dienen vor allem dazu, die grüne und blaue Eigenschaft handelbar zu machen, unabhängig von der physischen Direktleitung sowie bilateralen Beziehungen. Insbesondere hinsichtlich des Imports und Exports ist eine EU-weite Handelbarkeit der Herkunftsnachweise notwendig.

Allgemeines

Mit der Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) im Jahr 2009 wurden die Rahmenbedingungen für den Einsatz von Biogas im Strom- und Wärmesektor geändert. Neben der Vor-Ort-Verstromung des Biogases ist seitdem auch eine Aufbereitung auf Erdgasqualität mit anschließender Einspeisung in das Erdgasnetz möglich.²³ Wird das durch ein anerkanntes Zertifikatesystem zertifizierte Biogas durch ein BHKW zur Stromerzeugung entnommen, besteht für den produzierten Strom Anspruch auf EEG-Vergütung. Seit 2013 wird hierfür ein Massenbilanzsystem vorausgesetzt. Auch Strom, der mit Gas aus dem Erdgasnetz erzeugt wird, ist nur dann als „Strom aus

²¹ BNetzA (2019b), BDEW (2019a).

²² Fachverband Biogas (2018).

²³ GUTcert (2019).

Biomethan, Deponie-, Klär-, Gruben- oder Speichergas“ förderwürdig, wenn für den gesamten Transportweg und den Vertrieb ein Massenbilanzsystem vorgewiesen werden kann.

Für die Erfüllung der Massenbilanzierung gibt es gegenwärtig im Wesentlichen zwei Systeme in Deutschland: Zum einen das Biogasregister der dena und zum anderen das Nachhaltige-Biomasse-System (Nabisy) der Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE). Daneben können auch andere Zertifizierungssysteme bzw. Unternehmen, die die Massenbilanzierung als Energiedienstleistung anbieten, in Anspruch genommen werden.²⁴ Es ist auch möglich, in Eigenregie eine Massenbilanzierungssystem aufzustellen, wenn es der Auslegungshilfe des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU) entspricht.²⁵ Letztere bezieht sich aber bislang nur auf die Massenbilanzierung von Biomethan. Ein Zertifizierungssystem für Wasserstoff existiert in Deutschland bislang nicht.

Auf der europäischen Ebene wurde hingegen mit CertifHY Ende 2018 ein Pilotprojekt für ein Zertifizierungssystem gestartet, das einen europaweiten Handel von Herkunftsnachweisen für grünen und blauen Wasserstoff zum Ziel hat.²⁶

3.1.1 Deutschland

Biogasregister der dena

Die Deutsche Energie-Agentur (dena) hat mit Unterstützung des BMU sowie im Austausch mit Marktteilnehmern und Experten im Jahr 2009 ein Konzept für Biogasregister in Deutschland entwickelt. Die dena betreibt das Register und fungiert in ihrer Funktion einer halbstaatlichen Organisation als neutraler Registerführer. Ihre Aufgaben umfassen dabei die Betreuung der Nutzer im System, die Aufnahme von neuen Nutzern, die Qualitätssicherung der Nachweisdokumentation sowie die Bereitstellung des technischen Systems.

Das Biogasregister basiert auf einer Massenbilanzierung, welche entsprechend den Anforderungen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) und Erneuerbare-Energien-Wärme-Gesetz (EEWärmeG)²⁷ lückenlos dokumentiert werden muss. Die Nachweisdokumentation des Biogasregisters erfolgt dabei unter Berücksichtigung eines Kriterienkatalogs über einen Registerauszug und kann zur Vergütung der Stromproduktion nach dem EEG, der anteiligen Verpflichtung zur Nutzung erneuerbarer Energien nach dem EEWärmeG sowie der Stromsteuerbefreiung für Strom aus erneuerbaren Energien nach dem Stromsteuergesetz (StromStG) verwendet werden.²⁸

Die Einspeisung von Biomethan in das Erdgasnetz kann in dem Register verbucht werden, wenn vorab die Anlage und Produktion vor Ort von einem Umweltgutachter oder sonstigen Sachverständigen geprüft und so die Herkunft, die Menge und die Eigenschaften des Biomethans bestätigt wurden.

²⁴ RELAW GmbH (2018).

²⁵ GUTcert (2019).

²⁶ dena (2019a).

²⁷ In Zukunft werden das EEWärmeG zusammen mit dem Energieeinsparungsgesetz (EnEG) und der Energieeinsparverordnung (EnEV) im Gebäudeenergiegesetz (GEG) zusammengeführt.

²⁸ dena (2019a).

Entsprechend der Lieferkette des Biomethans erfolgen dann Verbuchungen zwischen den Konten registrierter Produzenten und Zwischenhändlern. Der Lieferant kann dabei auch die Verbuchung für den Endverbraucher übernehmen. Dieser erhält wiederum einen Nachweis in Form eines Register-Auszugs, der die Herkunft, die verbrauchte Menge sowie Informationen zu Einspeisung und Entnahme enthält. Mit dem Register-Auszug kann der Verbraucher gesetzliche Erstattungen und Vergütungen beantragen.²⁹ In Abbildung 3 ist die Funktionsweise des Biogasregisters schematisch dargestellt.

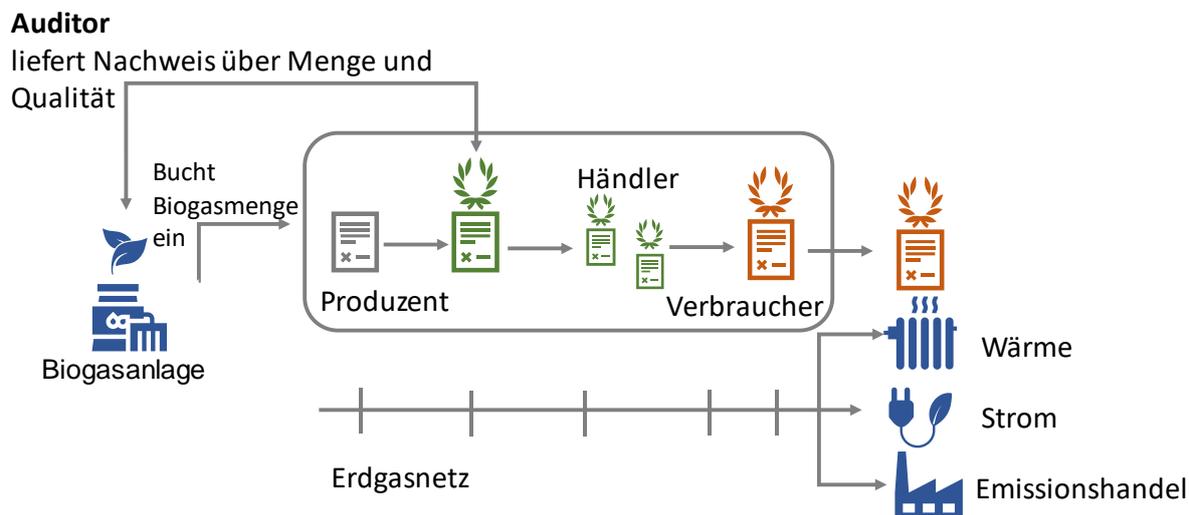


Abbildung 3: Funktionsweise des Biogasregisters; Eigene Darstellung in Anlehnung an dena (2019a)

Nachhaltige-Biomasse-Systeme (Nabisy) der Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung

Die staatliche Web-Anwendung Nachhaltige-Biomasse-Systeme (Nabisy) bietet Produzenten flüssiger oder gasförmiger Biomasse eine Möglichkeit, einen Nachweis gemäß den Nachhaltigkeitskriterien der EU-Richtlinie 2009/28/EG zu erlangen und diesen auf ihre Quotenverpflichtung anerkennen zu lassen. Nabisy kann auch für eine Stromvergütung nach dem EEG verwendet werden. Hierfür müssen die relevanten Daten nach der Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung (Biokraft-NachV) sowie der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung (BioSt-NachV) in das System eingegeben werden.

Einen direkten Zugriff auf die Web-Anwendung haben deutsche Hauptzollämter, die Biokraftstoffquotenstellen, die Deutsche Emissionshandelsstelle, die Netzbetreiber sowie zuständige Behörden anderer EU-Mitgliedstaaten.

Nabisy dient auch als Instrument zur Verfassung des Erfahrungs- und Evaluationsberichts zur EU-Richtlinie 2009/28/EG. An Nabisy teilnehmen können alle Biogasproduzenten, die einem nationalen Zertifizierungssystem eines EU-Mitgliedstaates oder einem von der europäischen Kommission anerkannten Zertifizierungssystem angehören und dort registriert sind. Im letzteren Fall muss der

²⁹ dena (2019a).

Verkäufer den Nachweis auf das für den Mitgliedstaat eingerichtete Ausbuchungskonto übertragen. Auf diesen Staatenkonten können die Behörden eines Mitgliedstaats zugreifen und Nachweise einsehen.³⁰

3.1.2 Europa

CertifHY

Auf europäischer Ebene gibt es mit CertifHY Bestrebungen zur Etablierung eines überregionalen Zertifizierungssystems für Wasserstoff. Wie in Abbildung 4 ersichtlich wird dabei zwischen grünem und „low carbon“ Wasserstoff unterschieden. Zu „low carbon“ Wasserstoff zählt neben dem Wasserstoff, der aus fossilen Energieträgern und CCS erzeugt wurde, auch Wasserstoff der elektrolytisch mit Atomstrom produziert wird. Damit ist der blaue Wasserstoff nach der Definition dieser Studie im CertifHY System als „low carbon“ Wasserstoff einzuordnen.

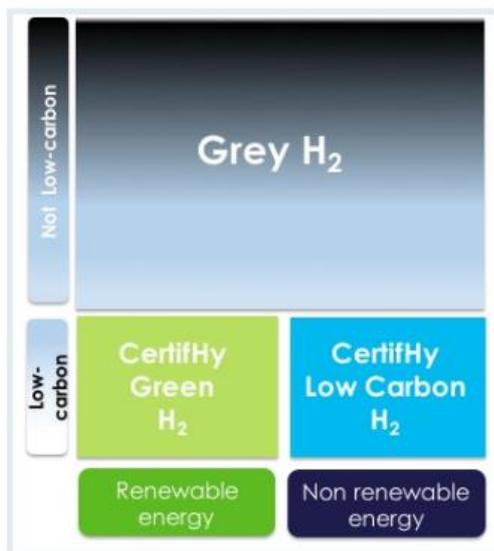


Abbildung 4: Definitionen Wasserstoff nach CertifHY³¹

Die CertifHY-Herkunftsnachweise sollen in Zukunft EU-weit für eingespeisten grünen und CO₂-armen Wasserstoff ausgestellt werden. Das Zertifizierungssystem kann somit einen wesentlichen Beitrag für die Etablierung eines EU-weiten Marktes für grüne und blaue Gase leisten. Mit dem Erwerb der CertifHY-Herkunftsnachweise können Endverbraucher EU-weit und standortunabhängig Erneuerbare Energien in ihren Prozessen nutzen und ihre Treibhausgasbilanz über Massenbilanzierungssysteme verbessern. Ziel ist es, mit der Einführung des EU-weiten CertifHY-Zertifizierungssystems grüne und CO₂-arme Wasserstoffquellen als Eckpfeiler im europäischen Energiesystem zu etablieren.³²

Ab 2014 wurde im Rahmen des CertifHy-Projekts ein EU-weites Programm für die Herkunftsnachweise von grünem und CO₂-armem Wasserstoff (Guarantee of Origin, GO) entwickelt. Dies beinhaltet auch

³⁰ Nabisy (2019).

³¹ CertifHY (2019a).

³² CertifHY (2019b).

eine Definition für diesen dekarbonisierten Wasserstoff sowie einen Fahrplan mit konkreten Schritten für die Implementierung. Von Dezember 2018 bis März 2019 wurden 76.000 GOs herausgegeben, wobei ein GO einer MWh entspricht, und es haben sich zehn Organisationen als Kontoinhaber im Registrierungsdienst angemeldet. Zudem wurden bereits erste kommerzielle Transaktionen mit Kunden wie H2Mobility Deutschland öffentlich verkündet, die beabsichtigen, den Anteil grünen Wasserstoffs an den Wasserstofftankstellen zu erhöhen. Das Pilotprojekt soll zunächst weitergeführt und ausgeweitet werden, um für die erfolgreiche Implementierung eine kontinuierliche Anpassung der Regulierung und des Normumfeldes zu schaffen und Akzeptanzsteigerungen und eine Sensibilisierung hinsichtlich der Vorteilhaftigkeit von Wasserstoffzertifikaten und GOs zu erreichen. In Abbildung 5 ist der Zertifizierungsprozess von CertifHy dargestellt.

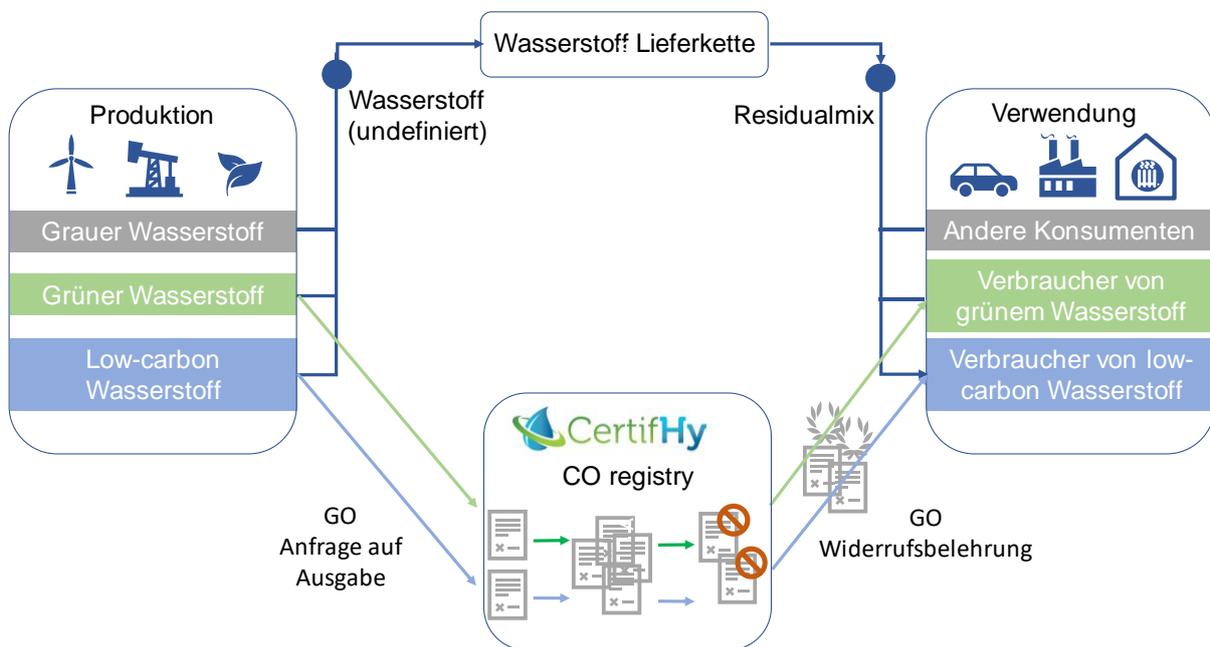


Abbildung 5: Prozess bei CertifHY³³

Eine Kooperation von nationalen Grüngas-Registern in Europa stellt darüber hinaus das Register ERGaR (european renewable gas registry) dar, das Dezember 2018 einen überarbeiteten Anerkennungsantrag bei der Europäischen Kommission gestellt hat.³⁴ Daneben existieren noch weitere internationale Zertifizierungssysteme, die teilweise für verschiedene Rohstoffe anwendbar sind (z. B. REDcert, ISCC, Better Biomass oder AIB). Informationen hierzu befinden sich in Anhang.

Im Rahmen des 32. Madrid-Forums (5./6. Juni 2019) machten die beiden europäischen Gasverbände European Network of Transmission System Operators for Gas (ENTSO-G) und Gas Infrastructure

³³ Eigene Darstellung in Anlehnung an CertifHY (2019b).

³⁴ ERGaR (2019).

Europe (GIE) mit einem gemeinsamen Positionspapier deutlich, dass sie die Zusammenarbeit und Konvertibilität aller Herkunftsnachweissysteme anstreben.³⁵

3.2 Timeline für Herkunftsnachweise

Mit der EEG-Novellierung 2009 wurde die Möglichkeit eröffnet, Biogas nicht nur vor Ort zu verstromen, sondern es auch auf Erdgasqualität aufzubereiten und in das Erdgasnetz einzuspeisen. Mit dieser neuen Regelung wurden erstmals Herkunftsnachweise für Biomethan notwendig. Ab 2013 war im Falle einer Verstromung des Biogases bzw. Biomethans der Nachweis über ein Massenbilanzierungssystem Voraussetzung für eine Vergütung nach dem EEG. In dem darauffolgenden Jahr startete mit dem CertifHY-Projekt das erste Zertifizierungssystem für grünen und blauen Wasserstoff in die erste Projektphase. Im Jahr 2018 wurde das Pilotprojekt von CertifHY für grüne Gase, insbesondere Wasserstoff, gestartet. Im gleichen Jahr starteten die Vorbereitungen für das EU-Gaspaket 2020, das ebenfalls auf die künftige Bedeutung grüner Gase eingehen und Vorgaben für ein Herkunftsnachweissystem festlegen soll.

Der Rat der europäischen Regulierer (CEER) veröffentlichte 2018 die FROG-Studie (Future Role of Gas), in der die künftige Rolle von Gas aus der Perspektive von Rohstoffen und Infrastrukturen zusammen mit den regulatorischen Auswirkungen bewertet wird.³⁶ Die Arbeitspakete 2019/2020 setzen sich aus verschiedenen Studien der Generaldirektion Energie der Europäischen Kommission sowie verschiedenen Aufgaben aus dem Madrid-Forum (beispielsweise zu den Themen Terminologie und GOs) zusammen.

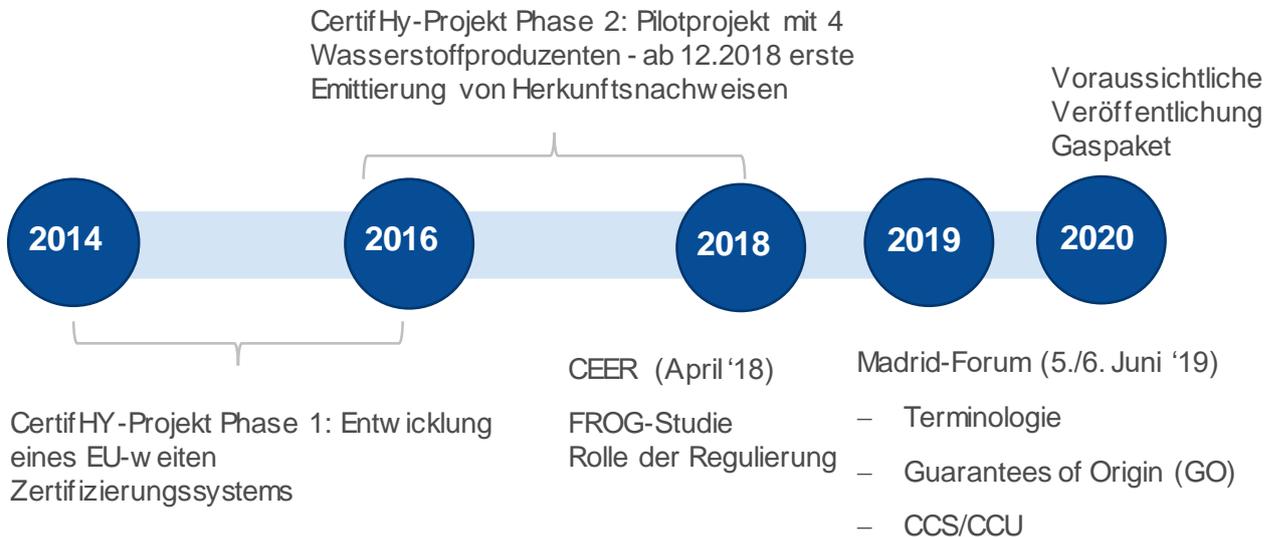


Abbildung 6: Timeline für Herkunftsnachweise für grünen Wasserstoff³⁷

³⁵ ENTSO-G/GIE (2019).

³⁶ CEER (2019).

³⁷ Eigene Darstellung.

4 Entwicklung eines Quotensystems

4.1 Mögliche Ausprägungen eines Quotensystems

Mit einer Quote werden staatliche Vorgaben bezüglich eines Mindestanteils grüner und/oder blauer Gase an der Gaserzeugung, dem Gasabsatz oder dem Gasverbrauch festgelegt. Hinsichtlich der konkreten Ausgestaltung einer Quote gibt es dabei vielfältige Möglichkeiten. Diese sollen im Folgenden kurz diskutiert werden, wobei zunächst die Quote selbst und daran anknüpfend die möglichen Erfüllungsoptionen dieser Quote untersucht werden. Eine Übersicht wird im Anschluss mit Tabelle 4 gegeben. Ein Vergleich mit anderen Steuerungsinstrumenten findet in Kapitel 4.3 statt.

Regulatorische Ausgestaltung

Quoten sind üblicherweise regulatorisch verpflichtend und basieren auf einer **gesetzlichen Verankerung**. Eine Quote für grüne Gase könnte beispielsweise über das EnWG eingeführt werden, womit alle Sektoren eingebunden wären. Auch die Einführung eines neuen Gesetzes wäre grundsätzlich möglich. Eine andere Option stellt eine „freiwillige“ Selbstverpflichtung dar. Im Austausch für ein Entgegenkommen des Staates in anderen Bereichen, wie der Verzicht auf Ordnungsrecht, könnte hier mit den verpflichteten Akteuren eine Vereinbarung zum Nachweis bestimmter Mindestquoten abgeschlossen werden. Aus Sicht des Staates bietet eine regulatorisch eindeutige Verpflichtung mehr Sicherheit als eine rechtlich unverbindliche Selbstverpflichtung. Auch ist so die Anrechenbarkeit der erhöhten Produktion bzw. Nutzung grüner Gase auf bestehende nationale Klimaschutzverpflichtungen in der EU unter Umständen einfacher.

Quotenhöhe

Entscheidender Parameter dafür, dass mit einer Quote grüne bzw. blaue Gase im Energiemix etabliert werden, ist die Quotenhöhe. Um sinkenden Investitionskosten gerecht zu werden und fortwährend entsprechende Anreize im Markt zu setzen, steigt die zu erfüllende Quote üblicherweise im Zeitverlauf an.

Als Berechnungsgrundlage bietet sich neben einem absoluten Mengenziel vor allem eine **relative Quote** an. Das so relativ vorgebbare Ausbauziel kann dabei gut in Bezug zu erreichten CO₂-Einsparungen gesetzt werden und sich potenziell auf verschiedene Berechnungsgrößen beziehen. Hinsichtlich grüner Gase erscheint vor allem eine Orientierung am Endenergieverbrauch sinnvoll.

Die **jährliche Anpassung** der Quotenhöhe kann sowohl **kurz- als auch langfristig** bekanntgegeben werden. Für eine kurzfristige Bekanntgabe spricht beispielsweise die Möglichkeit zu schnellen Anpassungen der jährlichen Quotenhöhe an den Status Quo. In jedem Fall muss aber eine Planungs- und Investitionssicherheit für Anlagenbetreiber gegeben werden. Insbesondere ist so die langfristige Vorgabe einer Mindestquote denkbar, wodurch kurzfristig nur eine Quotenerhöhung, nicht aber eine -absenkung möglich wäre.

Neben Berechnungsgrundlage und Zeithorizont ist auch die **regionale Gültigkeit** ein wichtiger Parameter einer Quote. So könnten etwa mit einer regionalen Quote höhere Zielwerte insbesondere da festgelegt werden, wo besonders gute Voraussetzungen gegeben sind.³⁸ Da dieser Effekt aber aufgrund von Kosteneffizienzgründen mit handelbaren Zertifikaten (s. u.) auch dann eintritt, wenn eine nationale Quote gilt, ist letztere insgesamt vorzuziehen. Unter der Voraussetzung eines vollständigen Gas-Binnenmarkts könnte langfristig auch eine EU-weit geltende Quote eingeführt werden.

Mit einer Quote für grüne bzw. blaue Gase kann daneben auch die **Quotenhöhe differenziert je Sektor** festgelegt werden. Damit wäre die Berücksichtigung der unterschiedlichen Ausgangssituationen und Potenziale verschiedener Sektoren möglich (im Industriesektor beispielsweise durch Sonderregelungen für energieintensive Unternehmen).

Allerdings soll ein nationales Quotensystem mit handelbaren Zertifikaten gerade dazu führen, dass Sektoren basierend auf ihren unterschiedlichen anlegbaren Preisen den Einsatz von grünen oder blauen Gasen als Klimaschutzoption optimieren. In diesem Fall wird das Gas in den Sektoren eingesetzt, wo es keine günstigeren Alternativen für die Erfüllung der geltenden Anforderungen bzw. Klimaschutzziele gibt. Werden darüber hinaus, wie nachfolgend diskutiert, die Händler zur Quotenerfüllung verpflichtet, erübrigt sich eine sektorenspezifische Quotenhöhe.

Nach der definierten Quotenausgestaltung wendet sich der nachfolgende Abschnitt der Erfüllungsstruktur dieser Quote zu.

Erfüllungsoptionen

Eine Quote kann je nach Ausgestaltung unterschiedliche **Erfüllungsakteure** betreffen.

Zunächst stellt sich dabei die Frage nach dem unmittelbar **Verpflichteten**. Mögliche Akteure sind hierbei sowohl Produzenten als auch Lieferanten bzw. Inverkehrbringer, wobei vor allem eine Verpflichtung von Lieferanten zielführend erscheint.

Eine weitere wichtige Stellschraube der Quotenausgestaltung ist die Einbeziehung ausländischer Akteure. Begrenzt man die Möglichkeit zur Erfüllung auf die inländische Produktion, wird vor allem der nationale Markthochlauf entsprechender Technologien gefördert. Zudem wäre die Erfüllung der Nachweispflicht vergleichsweise einfach. Die Einbeziehung auch von ausländischen Anlagen birgt darüber hinaus Risiken wie Wettbewerbsverzerrungen durch parallele Doppelförderung in unterschiedlichen Staaten oder die Förderung externer Effekte im Ausland.

³⁸ Ein aktuelles Beispiel für eine regionale Maßnahme ist die geplante Norddeutsche Wasserstoffstrategie.

Diesen Bedenken steht aber langfristig insbesondere der erwartete Bedarf nach Grüngas-Importen wie PtG-Produkten entgegen.³⁹ Zur Wahrung der EU-Warenverkehrsfreiheit muss zudem geprüft werden, ob nationale Privilegien wie eine Quotenförderung auch für importiertes erneuerbares Gas aus dem EU-Ausland gelten müssen. Insgesamt gibt es also durchaus Argumente dafür, auch im Ausland produzierte Gase zur Quotenerfüllung zuzulassen, insofern ein entsprechendes Herkunftsnachweissystem etabliert ist. Langfristig bietet auch die bereits angesprochene sukzessive Kopplung nationaler Systeme hin zu einem europäischen Quotensystem eine mögliche Lösung.

Neben der Differenzierung von inländischen und ausländischen Anlagen kann die Möglichkeit zur Erfüllung der Quote darüber hinaus auch auf **Neuanlagen** beschränkt werden. Damit würden explizit Investitionen in Neuanlagen gefördert, was dem Markthochlauf grüner Gase zu Gute kommen würde. Auf der anderen Seite muss aber bedacht werden, dass – wie in Abbildung 2 dargestellt – die Quote aktuell vor allem durch Biomethananlagen erfüllt werden könnte. Die Einbeziehung insbesondere der aus dem EEG fallenden Anlagen stellt zudem eine Möglichkeit für den Weiterbetrieb der Anlagen dar. Darüber hinaus wird die Quotenumsetzung umso wahrscheinlicher, je weniger Ausschlusskriterien gegeben sind. Insofern spricht vieles für die Einbeziehung aller Anlagen unabhängig von ihrem Alter.

Darüber hinaus bietet ein Quotenmodell für grüne oder blaue Gase zudem die Möglichkeit, alle oder nur ausgewählte **Sektoren** zu verpflichten. Wie bereits angesprochen, wird eine Quote, die Lieferanten verpflichtet, sektorenübergreifend wirken.

Damit alle erneuerbaren bzw. dekarbonisierten Gase zur Quotenerfüllung beitragen können, kann ein Quotenmodell potenziell technologieoffen hinsichtlich der Erfüllungsoptionen gestaltet sein. Der leichteren Zielerreichung steht dabei aber unter Umständen die Gefahr von Fehlanreizen gegenüber. So könnten insbesondere kurzfristig günstige, aber langfristig vergleichsweise ineffiziente Technologien einen Markthochlauf erleben. Um dies zu vermeiden, kann die Quote auch auf ausgewählte **Technologien**, wie beispielsweise grünen Wasserstoff, beschränkt werden. Denkbar wäre auch, höhere Prämien pro Mengeneinheit bestimmter erneuerbarer Gase zu vergeben, womit die Quote zwar mit allen grünen bzw. blauen Gasen erfüllbar wäre, über Wertigkeitsabstufungen aber je nach Gas eine unterschiedliche Menge nachgewiesen werden muss. So könnte beispielsweise für eine Mengeneinheit blauen Wasserstoff ein Zertifikat ausgegeben werden, für eine Mengeneinheit grünen Wasserstoff aber zwei Zertifikate. Dabei ist zu beachten, dass sowohl grüner als auch blauer Wasserstoff einen Emissionsfaktor von 0 g CO₂/kWh haben, dadurch aber insbesondere ein Markthochlauf für grünen Wasserstoff angeregt werden soll.

Ein ähnlicher Effekt kann auch mit Subquoten für bestimmte Gase erreicht werden (bspw. ein verpflichtender Mindestanteil von 50 % grünem Wasserstoff). Insgesamt sprechen viele Gründe dafür,

³⁹ Der Bedarf nach PtX-Importen (einschließlich Power-to-Fuel) wird beispielsweise in der dena Leitstudie modelliert (Kapitel 7.4.3). Für ein technologieoffenes Szenario, das die Klimaziele 2050 mit einer Importquote von über 80 % gerechnet. Mehr als die Hälfte des gesamten PtX-Bedarfs würde dabei aus Drittstaaten außerhalb der EU stammen (Dena (2018), S. 240).

anfangs technologieoffen alle grünen bzw. blauen Gase in die Quote einzubeziehen, mittel- bis langfristig, aber gewisse Beschränkungen hinsichtlich der Anrechenbarkeit bestimmter Technologien einzuführen.

Ausgestaltung der Zertifikate

Ein Quotensystem kann sowohl mit als auch ohne **handelbare Zertifikate** ausgestaltet werden. Sollte auf diese verzichtet werden, kann die Überprüfung der Quotenerfüllung beispielsweise über ein geeignetes Bilanzierungssystem erfolgen. Analog kann dies aber auch mit handelbaren Zertifikaten erreicht werden. Handelbarkeit bietet dabei insbesondere den Vorteil, Kosteneffizienz zu schaffen, da die Produktion primär sowohl räumlich als auch technologieeitig dort angeregt wird, wo sie am günstigsten ist. Ist für Verpflichtete der Zukauf eines Zertifikats nämlich kostengünstiger als die eigene Produktion, wird mittelbar der günstigste Produktionsort und die günstigste Produktionsart gefördert.

Im Hinblick auf die **Preise** der handelbaren Zertifikate gibt es im Wesentlichen drei Möglichkeiten der Ausgestaltung. Zum einen können Preise zentral über Festpreise vorgegeben werden. Da eine umfangreiche Preisregulierung aber der eigenständigen Marktentwicklung entgegensteht, sind im Rahmen von Quoten Marktpreise zu bevorzugen. Hier ergibt sich der Preis aus dem Zusammenspiel von Angebot und Nachfrage. Alternativ können auch Mindestpreise eingeführt werden, die aber aus verschiedenen Gründen kritisch zu betrachten sind. So gestaltet sich eine Vereinbarkeit von Mindestpreisen mit dem EU-Beihilferecht vermutlich schwierig, da geldwerte Vorteile in der Regel Angebot und Nachfrage unterliegen müssen. Hier ist gegebenenfalls eine juristische Analyse notwendig.

Sanktionsmechanismus

Da Quoten im Gegensatz zu beispielsweise Einspeisetarifen Mengenziele vorgeben, ist der Tatbestand der Nichterfüllung klar definiert. Zwar kann für den Fall von Zielverfehlungen auch von Sanktionsmechanismen abgesehen werden, eine Quotenerfüllung ist dann aber aufgrund fehlender Anreize eher unwahrscheinlich. Als Sanktionsmechanismus bieten sich insbesondere Strafzahlungen an. Um eine effektive Signalwirkung zu haben, sollten diese nicht konstant sein, sondern sich am aktuellen Zertifikatepreis orientieren (z. B. durch eine Strafzahlung in Höhe von 150 % des Zertifikatepreises). Dabei ist auch zu überlegen, ob die Nichterfüllung eines jährlichen Quotenziels mit einer Strafzahlung kompensiert werden kann, oder ob zusätzlich im Folgejahr eine Nacherfüllung verpflichtend ist.

Abschließende Bemerkungen

Generell lässt sich festhalten, dass die mit einer Quote verbundenen Beimischungsverpflichtungen zwar aufs Mindeste begrenzt werden sollen, dennoch aber weitreichend genug gestaltet sein müssen, um das angestrebte Mengenziel zu erreichen. Dabei müssen auch mögliche Auswirkungen einer Quote auf andere Sektorenkopplungstechnologien überprüft werden.

Regulatorische Ausgestaltung	Gesetzliche Verankerung		„Freiwillige“ Selbstverankerung
Quotenhöhe	Relative Quote		Absolutes Mengenziel
	Langfristige Bekanntgabe der jährlichen Quotenhöhe		Kurzfristige Bekanntgabe der jährlichen Quotenhöhe
	Nationale Quote	Regionale Quote	Europäische Quote
	Gleiche Quoten für alle Sektoren		Sektorale Differenzierung
Erfüllungsoptionen	Lieferanten bzw. Inverkehrbringer als direkt Verpflichtete		Gasproduzent als direkt Verpflichteter
	Einbeziehung von inländischen und ausländischen Anlagen		Beschränkung auf inländische Anlagen
	Einbeziehung von Neu- und Altanlagen		Beschränkung auf Neuanlagen
	Verpflichtung aller Sektoren		Verpflichtung ausgewählter Sektoren
	Erfüllungsmöglichkeit nur für ausgewählte Technologien (nur bestimmte grüne/blauer Gase bzw. Wertigkeitsabstufungen)		Technologieoffenheit bezüglich der Erfüllungsmöglichkeit (Gleichwertigkeit aller grünen/blauen Gase)
Ausgestaltung der Zertifikate	Quotensystem mit handelbaren Zertifikaten		Quotensystem ohne handelbare Zertifikate
	Marktpreis für Zertifikate	Festpreis für Zertifikate	Mindestpreis für Zertifikate
Sanktionsmechanismus	Strafzahlung		Keine Strafzahlung

Tabelle 4: Übersicht über mögliche Ausprägungen einer Quote für grüne Gase (präferierte Optionen sind farbig unterlegt)

Wesentlicher Vorteil einer Quote ist die mit ihr verbundene Flexibilität. Daneben kann sie gut auf einen europäischen bzw. globalen Gasmarkt ausgeweitet werden, wodurch die Preisvorteile einer Erzeugung im Ausland die volkswirtschaftlichen Kosten in Deutschland verringern können. Voraussetzung hierfür ist, wie mehrfach betont, die Etablierung eines entsprechenden „Nachweisregisters“.

4.2 Vorschlag zur Quotenausgestaltung nach Agora und DVGW

Agora Verkehrswende und Agora Energiewende

In dem Impulspapier „15 Eckpunkte für das Klimaschutzgesetz“ der Thinktanks Agora Verkehrswende und Agora Energiewende (nachfolgend Agora (2019)) wird für die Einführung einer Quote für grünen und blauen Wasserstoff plädiert.⁴⁰ Diese soll in Analogie zur bestehenden Biokraftstoffquote ausgestaltet werden und Gashändler zur Quotenerfüllung verpflichten. Um eine angestrebte Zielmenge von 10 % des verkauften Gases in 2030 erreichen zu können, soll der Anteil des CO₂-freien und CO₂-

⁴⁰ Agora Verkehrswende/Agora Energiewende (2019), S. 33, 37.

armen Wasserstoffs ausgehend von 0,5 % in 2021 linear gesteigert werden. Dabei soll jeweils mindestens die Hälfte mit grünem Wasserstoff gedeckt werden, was in 2030 gemäß den Autoren voraussichtlich einer Energiemenge von etwa 40 bis 45 TWh entspricht. Die Quote soll für alle Letztverbraucher gelten, allerdings sind Ausnahmen für energieintensive Unternehmen vorgesehen. Die Ausnahmen betreffen dabei alle energieintensiven Unternehmen, die keine Möglichkeit zur Wälzung der entstehenden Zusatzkosten auf ihre Produkte haben. Für diese wird die entsprechende Wasserstofflieferpflicht um 80 % reduziert.

Zur Quotenerfüllung können neben Wasserstoff aus Direktnetzen auch Gasimporte aus Drittländern angerechnet werden, insofern bestimmte Nachhaltigkeitskriterien und Nachweispflichten erfüllt werden. Diese sollen analog zu den Regelungen bei Biokraftstoffen entwickelt werden. Langfristig ist eine Ausweitung der nationalen Wasserstoffquote auf europäischer Ebene angedacht. In 2030 soll hier ebenfalls 10 % des Gasabsatzes aus erneuerbarem Gas stammen, wovon mindestens ein Drittel grüner Wasserstoff sein soll.

DVGW

Der Deutsche Verein des Gas- und Wasserfaches e. V. diskutiert in seinem Abschlussbericht „Smaragd“ (nachfolgend DVGW (2018)) ebenfalls die Einführung einer Quote für erneuerbare Gase.⁴¹ Auch hier wird auf geplante Analogien zur bestehenden Kraftstoffquote verwiesen. Das Konzept rät eher davon ab, handelbare Zertifikate einzuführen. Ähnlich wie auch von Agora vertreten, sollen Großhändler sowie Eigenverbraucher bzw. Unternehmen verpflichtet werden, die Energie direkt beziehen. Die Quotenverpflichtung soll zwar sektorenübergreifend gelten, durch differenzierte Bezugsgrößen sind dabei aber absolut unterschiedliche Quoten für die einzelnen Sektoren geplant.

Sektor	Referenzenergieträger für „e-Gas“-Quote (5 % bis 2030)
Verkehr	Diesel und Benzin
Wärme	Erdgas
Nichtenergetischer Verbrauch	Erdöl

Tabelle 5: Übersicht Quotenforderung von DVGW (2018)

Grundsätzlich soll die Quote so linear gesteigert werden, dass bis 2030 5 % der Energiemenge des aktuell dominantesten Energieträgers eines Sektors durch sogenanntes „e-Gas“ substituiert wird. Dieser Wert bezieht sich in den unterschiedlichen Sektoren auf den Endenergieverbrauch Erdgas (Wärme), Diesel und Benzin (Verkehr) oder Erdöl (Nichtenergetischer Verbrauch). Eine Übersicht ist in Tabelle 5 dargestellt. Im Fall einer Nichterfüllung der Quote sind Strafzahlungen vorgesehen.

⁴¹ DVGW (2018), S. 48-57.

4.3 Alternative Förderinstrumente

Neben Quoten existiert noch eine Reihe weiterer Fördermittel, mit denen der Markthochlauf grüner Gase potenziell unterstützt werden kann. Im Folgenden werden diese kurz erläutert, um sie anschließend anhand ausgewählter Kriterien zu bewerten.

Häufig werden die Förderinstrumente in Kombination u. a. auch mit der Quote gefordert. So nennt der BDEW (2019b) in seinem Positionspapier „Power-to-Gas – eine Schlüsseltechnologie der Sektorkopplung“ verschiedene Bausteine für eine kurz- und mittelfristige Markteinführung. Neben der Quote werden hierbei weitere Mechanismen, wie ein Nachweissystem für grüne Gase oder Reallabore, verlangt, um insbesondere die Wettbewerbsfähigkeit heimischer PtG-Anlagen zu unterstützen.⁴²

4.3.1 Ausschreibungsmodell

Im Rahmen mengenbasierter Ausschreibungen wird wettbewerblich eine jährlich zu installierende Leistung von Produktionsanlagen grüner Gase ausgeschrieben. Über ein Auktionsverfahren wird dabei darüber entschieden, ob ein Anlagenbetreiber Anspruch auf eine zeitlich begrenzte finanzielle Förderung hat. Den Zuschlag bekommt das jeweils niedrigste Gebot. Indem Bieter so um festgelegte Zubaukapazität konkurrieren, sollen gezielt Investitionen in die kostengünstigsten Technologielösungen gefördert werden. Die gesamten Förderkosten können zwar über Höchstwerte begrenzt werden, bleiben aber ex ante unbekannt. Als Pendant zur Quotenhöhe kann hier der auszuschreibende Ausbauumfang als wichtige Stellschraube gesehen werden. Grundlegende Voraussetzung für effiziente Ausschreibungen ist Knappheit, also Wettbewerb unter einer ausreichenden Anzahl an Bietern, bei dem das Angebot die ausgeschriebene Menge übersteigt.

In Deutschland werden Ausschreibungen im Stromsektor grundlegend im EEG 2017 geregelt und regelmäßig von der Bundesnetzagentur durchgeführt. Zur Teilnahme verpflichtet sind Windenergie-, Solar- und Biomasseanlagen ab einer bestimmten Größe und Genehmigung nach 01.01.2017. Zwingende Anforderungen an Bieter und Gebote umfassen etwa die Verpflichtung zur Hinterlegung einer finanziellen Sicherheit (je nach Energieträger 30 bis 60 Euro pro kW). Nach erfolgtem Zuschlag erhalten erfolgreiche Bieter für jede eingespeiste und direktvermarktete Kilowattstunde den zuvor von ihnen angelegten Wert (pay-as-bid-Verfahren). Sollte die Inbetriebnahme der Anlage nicht innerhalb einer bestimmten Frist erfolgen, droht neben Pönalen (§ 55 EEG 2017) auch das Erlöschen des bereits erteilten Zuschlags.

Im Bereich grüner bzw. blauer Gase gibt es somit nur für Biomethan (über Biomasse-Ausschreibungen) ein Ausschreibungsmodell. Zur Teilnahme verpflichtet sind dabei alle Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 150 kW. Das jährliche Ausbauvolumen beträgt hier aktuell 150 MW und wird von 2020 bis 2022 auf 200 MW erhöht (§ 28 Abs. 3 EEG 2017). In sämtlichen bisher durchgeführten

⁴² BDEW (2019b), S. 14.

Ausschreibungsrunden für Biomasse-Anlagen (Beginn: September 2017) konnte die ausgeschriebene Menge aufgrund mangelnder Gebote nicht vollständig gedeckt werden.⁴³

4.3.2 Einspeisetarife

Im Gegensatz zu mengenbasierten Fördermodellen wird bei preisbasierten Einspeisetarifen bzw. Einspeisevergütungen (engl. Feed-in-Tariff) eine staatlich festgelegte Vergütung für die Gaseinspeisung in das Erdgasnetz gewährt. Über das Mindestpreissystem von Einspeisetarifen besteht so - analog zum EEG - die Möglichkeit zur Förderung bestimmter grüner Gase. Damit kann insbesondere die Marktintegration von Erzeugungsformen, die allein nicht wettbewerbsfähig wären, angereizt werden. Entsprechend können die konkreten Fördersummen je nach Entwicklungsstand der Technologie oder der Anlage in unterschiedlicher Höhe festgeschrieben werden. Einspeisetarife sind dabei zumeist degressiv ausgestaltet.

Innerhalb der Einspeisetarife wird zwischen Einspeisevergütungs- und Einspeiseprämiensystemen unterschieden. Beide sehen einen zeitlich begrenzten Zuschlag für den Anlagenbetreiber vor. Das Einspeisevergütungssystem garantiert über den Förderzeitraum die Abnahme und fixe Vergütung des grünen Gases (unabhängig von der Entwicklung des Marktpreises). Bei einem Einspeiseprämiensystem (engl. Contract for Difference) wird das Gas regulär am Gasmarkt vermarktet, erhält jedoch zusätzlich zum erwirtschafteten Gaspreis eine Prämie.⁴⁴

In Deutschland wurden im Stromsektor Einspeisetarife lange im Rahmen administrativ festgelegter Fördersätze verwendet. Seit 2017 erfolgt allerdings eine Umstellung auf ein Ausschreibungssystem mit Marktprämienmodell.

4.3.3 CO₂-Abgabe

In der Diskussion um eine CO₂-Bepreisung wird sowohl die Einführung einer Steuer als auch einer Abgabe thematisiert, welche sich vor allem in ihrer verfassungsrechtlichen Umsetzbarkeit unterscheiden. In der vorliegenden Studie werden diese Unterschiede vernachlässigt, da sie im Wesentlichen keine Auswirkungen hinsichtlich ihrer ökologischen Lenkungswirkung haben. Je nach Ausgestaltung kann eine Abgabe entweder nur im Non-ETS-Sektor oder sowohl im ETS- wie auch im Non-ETS-Sektor eingeführt werden sollen. Wenn die Abgabe nur im Non-ETS-Sektor erhoben wird, kann sie als eine zum Europäischen Emissionshandelssystem (ETS) komplementäre Bepreisung von Treibhausgasen fungieren. Die Abgabe wird in der Regel zusätzlich zu den bestehenden Steuern und Abgaben pro emittierter Tonne CO₂ erhoben. Dadurch sollen finanzielle Anreize für CO₂-Vermeidungen und eine entsprechende ökologische Lenkungswirkung insbesondere im bislang nicht erfassten Non-ETS-Sektor geschaffen werden.⁴⁵

⁴³ BNetzA (2019a).

⁴⁴ IHK München (2016).

⁴⁵ ewi (2017), S. 7.

4.3.4 Markteinführungs-/Marktaktivierungsprogramm

Markteinführungsprogramm der PtX-Allianz

Die Power-to-X-Allianz, ein branchenübergreifender Unternehmenszusammenschluss, der sich für die Etablierung von Power-to-X-Technologien einsetzt, schlägt die Einführung eines Markteinführungsprogramms zur Förderung von PtX-Technologien vor. In ihrem „Eckpunktepapier für ein Markteinführungsprogramm von Power-to-X-Technologien“ sieht die PtX-Allianz insbesondere die verstärkte Berücksichtigung des CO₂-Minderungspotenzials von PtX innerhalb der bestehenden Regularien vor. Damit soll PtX anderen Instrumenten zur CO₂-Vermeidung gleichgestellt werden. Hierzu gehören beispielsweise die bereits existierende THG-Minderungsquote für erneuerbaren Kraftstoff oder die energetische Quotenverpflichtung für Kraftstoffe.⁴⁶

Um auch für ältere Bestandsanlagen Investitionsanreize zu setzen und so Kostendegressionen zu erreichen, sieht das Markteinführungsprogramm ein Ausschreibungsverfahren vor. Ausgeschrieben wird dabei eine Förderung für jede vermiedene Tonne CO₂ durch die Substitution fossiler Energieträger in PtX-Anlagen. Der CO₂-basierte Innovationsbonus wird in Form von Anrechnungszertifikaten entsprechend der energieträgerspezifischen Emissionen ausgestellt und besitzt einen finanziellen Gegenwert. Dabei erfolgt das Ausschreibungsverfahren dem „Pay-as-bid-Prinzip“. Der Anbieter erhält somit im Falle einer Zuschlagung einen Innovationsbonus je vermiedener CO₂-Menge in Höhe seines zuvor abgegebenen verdeckten Gebots. Die Anrechnungszertifikate können durch die Anlagenbetreiber bei der KfW Bank oder einem ihr direkt verbundenen Institut eingelöst werden.⁴⁷

Die PtX-Allianz schlägt ein maximales Ausschreibungs- bzw. Fördervolumen von 5 GW installierter elektrischer PtX-Gesamtkapazität über den gesamten Förderzeitraum vor. Die Programmlaufzeit soll fünf Jahre (2021 bis 2025) betragen, sodass die jährlich zu fördernde Gesamtkapazität 1 GW elektrische Kapazität umfasst. Falls die jährlich avisierte Kapazität dabei nicht installiert wird, soll die Restkapazität in das Folgejahr übertragen werden können. Die finanzielle Zuwendung einer Zuschlagten PtX-Anlage soll auf zwölf Jahre begrenzt werden. Ziel des vorgeschlagenen Markteinführungsprogramms ist der wirtschaftliche Betrieb von PtX-Anlagen. Um zudem entlastend auf das Stromnetz wirken zu können, soll die Förderung auf 4.380 Vollbenutzungsstunden pro Jahr begrenzt werden. Für alle Vollbenutzungsstunden soll es eine Nachweispflicht über Stromlieferverträge inkl. entsprechender Herkunftsnachweise für die Verwendung von EE-Strom geben.

Marktaktivierungsprogramm der NOW GmbH

Die NOW GmbH (Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie) ist dem Bundesverkehrsministerium (BMVI) zugeordnet und koordiniert und steuert u. a. das Nationale Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NIP) der Bundesregierung. Mit dem Marktaktivierungsprogramm aus der Studie „Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland: Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und

⁴⁶ PtX-Allianz (2019), S. 9-11.

⁴⁷ PtX-Allianz (2019), S. 9-11.

Wärme“ verfolgt die NOW ähnliche Ziele wie die PtX-Allianz, legt ihren Fokus dabei aber auf eine Kombination verschiedener Maßnahmen zur Reduktion der Wasserstoffgestehungskosten und zur Schaffung von Nachfrage nach Wasserstoff sowie einem Mehrwert der dadurch vermiedenen CO₂-Emissionen. Die NOW schlägt hierfür fünf mögliche Einzelmaßnahmen vor. Dazu zählen unter anderem eine Vergütung von 300 Euro/t CO₂-Einsparung, eine Befreiung von Netzentgelten sowie Abgaben, Umlagen und Steuern sowie ein 50 % CAPEX Zuschuss (max. 400 Euro/kW).

Unter der Annahme bestimmter Parameterwerte (z. B. Wasserstoffgestehungskosten von etwa 10 Euro/kg bei 2.000 bis 3.000 Vollbenutzungsstunden ohne Ausnahmen beim Strombezug) kommt die NOW zu dem Ergebnis, dass die oben aufgeführten einzelnen Maßnahmen nicht ausreichen, um die angestrebte Wettbewerbsfähigkeit von Wasserstoff zu erreichen. So reicht etwa die vorgeschlagene Vergütung von 300 Euro/t CO₂-Einsparung in ihrer Wirkung auf die Wirtschaftlichkeit allein nicht aus, kann aber durch die zusätzliche Befreiung von Abgaben, Umlagen und Steuern wirksam ergänzt werden. Ein CAPEX-Zuschuss für Investitionen sowie eine Flexibilität beim Grünstrombezug haben eine vergleichsweise geringe Wirkung auf die Wettbewerbsfähigkeit, so die Analyse der NOW.⁴⁸

4.3.5 Befreiung von Letztverbraucherabgaben

Die Wirtschaftlichkeit aller strombasierten Gasproduktionsverfahren ist zu einem Großteil abhängig von den Strombezugskosten. Deren Höhe wird maßgeblich durch die staatlich induzierten Strompreisbestandteile wie beispielsweise der EEG-Umlage oder den Netzentgelte bestimmt. Die im Folgenden dargelegten Regelungen zum Strombezug beziehen sich ausschließlich auf die Erzeugung grünen Wasserstoffs. Für die Herstellung synthetischen Methans gelten erzeugungsseitig keine regulatorischen Regeln.

EEG-Umlage

Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) sind verpflichtet, von Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU), die Strom an Letztverbraucher liefern, die Zahlung einer anteiligen EEG-Umlage zu verlangen. Diese richtet sich nach der an Letztverbraucher gelieferten Strommenge und wird letztlich auf Letztverbraucher umgewälzt (§ 60 Abs. 1 S. 1 EEG). Für Power-to-Gas-Anlagen ist die EEG-Umlage u. a. bei Eigenversorgung oder – im Falle eines Stromspeichers – bei Zwischenspeicherung mit einer ortsgebundenen Rückverstromung reduziert (§ 61ff. EEG). Wird der Wasserstoff dagegen als Energieträger verwendet, zu synthetischem Methan weiterverarbeitet oder ohne Rückverstromung in das Erdgasnetz eingespeist, fällt die volle EEG-Umlage von derzeit 6,405 ct/kWh an.

Um den Markthochlauf grüner Gase zu fördern, könnte die Umlagebefreiung technologieoffen so erweitert werden, dass sie z. B. für netz- bzw. systemdienlichen Anlagenbetrieb ohne Rückverstromung Gültigkeit besitzt.

⁴⁸ NOW GmbH (2018), S. 151.

Stromsteuer

Elektrischer Strom unterliegt generell der Stromsteuer (§ 1 StromStG). Die Steuerschuld entsteht durch Stromentnahme vom Letztverbraucher oder Versorger (zum Selbstverbrauch). Strom, der aus Erneuerbaren Energien erzeugt wird bzw. aus einer Direktleitung entnommen wurde, in die ausschließlich Erneuerbare Energien eingespeist werden, ist von der Stromsteuer befreit (§ 9 StromStG). Eine Stromsteuerbefreiung greift auch, wenn von einem Unternehmen im produzierenden Gewerbe Strom für eine Elektrolyse entnommen wird (§ 9a Abs. 1 StromStG).

Netzentgelte

Netzentgelte sind von den Netznutzern zu entrichten (§ 17 Abs. 1 S. 1 StomNEV). Netznutzer können dabei sowohl das Energieversorgungsunternehmen als auch der Letztverbraucher über eigene Netznutzungsverträge mit einem Verteilnetzbetreibern sein. Auf den Bezugsstrom von PtG-Anlagen sind nach § 118 Absatz 6 Satz 1 und 7 EnWG keine Netzentgelte zu zahlen. Diese Regelung gilt nach dem derzeit gültigen Rechtsrahmen für Anlagen, die bis August 2026 in Betrieb genommen worden sind für 20 Jahre und ist unabhängig von der Strombezugsquelle (auch Graustrom möglich).

Zudem sind PtG-Anlagen nach § 118 Absatz 6 Satz 8 EnWG auch von den Einspeiseentgelten in das Gasnetz, an das sie angeschlossen sind, befreit.

4.3.6 Reallabore

Die vom Bundeswirtschaftsministerium initiierten Reallabore dienen als Testräume für Innovation und Regulierung unter möglichst realen Bedingungen. So sollen in den zeitlich und räumlich begrenzten Experimentierräumen insbesondere neue Technologien und Geschäftsmodelle getestet werden, die mit dem aktuellen Rechts- und Regulierungsrahmen nur bedingt vereinbar sind.⁴⁹

Das 7. Energieforschungsprogramm, welches für die Jahre 2019 bis 2022 eine Fördersumme in Höhe von 6,4 Milliarden Euro vorsieht, ermöglicht auch erstmals die im Koalitionsvertrag festgeschriebene Aufstellung von Reallaboren.

Für diese sind im Zeitraum von 2019 bis 2022 jährliche Fördermittel in Höhe von bis zu 100 Mio. Euro vorgesehen. Die Förderungen sollen sich dabei primär auf die Investitionskosten (Capex) beziehen. Als besonders förderwürdig werden dabei PtX-Anwendungen im industriellen Maßstab bzw. Großprojekte ab 100 MW gesehen. Die vielen eingereichten Projektskizzen für Elektrolyse- bzw. Methanisierungsanlagen (u.a. Ontras/VNG Gasspeicher/Uniper und Vattenfall/MAN Energy Solutions/Arge Netz) unterstreichen das große Interesse der Wirtschaft an einer Förderung der Anlagenkosten. Die eingereichten Projekte verfügen zusammen über ein Gesamtvolumen in Höhe von 2,3 Milliarden Euro. Die Vorschläge werden dahingehend geprüft werden, ob sie den Förderkriterien entsprechen und mit haushalts- und beihilferechtlichen Vorgaben übereinstimmen.

⁴⁹ BMWi (2019).

4.3.7 Gegenüberstellung der verschiedenen Förderinstrumente

Im Folgenden werden die zuvor vorgestellten Förderinstrumente anhand von ausgewählten Kriterien gegenübergestellt. Neben dem Quotenmodell sind dies Ausschreibungen, Einspeisetarife, eine CO₂-Abgabe, das Konzept eines Markteinführungsprogramms sowie eine Reduktion der Letztverbraucherabgaben. Beim Markteinführungsprogramm wird anders als bei den konkreten Beispielen von der PtX-Allianz und NOW im nachfolgenden Vergleich eine zeitlich befristete kW-Förderung, also ein CAPEX-Zuschuss, bewertet. Grundsätzlich ist zu beachten, dass in der Anwendung auch eine Kombination verschiedener Förderinstrumente möglich ist.

Die Instrumente werden zunächst auf ihre Zielerreichung untersucht, also dahingehend, inwieweit das Instrument verpflichtend ist bzw. ob bei einer Nichterfüllung Konsequenzen möglich sind, um die Zielerreichung zu sichern. Dazu gehört auch, ob eine Kontinuität des Aufwuchspfads für die Produktion grüner Gase gesichert werden kann und ob die Festlegung einer Ausbaugeschwindigkeit möglich ist. Diese Indikatoren implizieren in ihrer Wirkung zugleich die Erreichbarkeit einer CO₂-Vermeidung.

Neben der Zielerreichung stellt die Ausgestaltung des Förderinstruments ein weiteres Kriterium dar. Hierbei beschränkt sich Tabelle 6 auf die relevantesten Kriterien. Eingeschlossen wurde beispielsweise die Option zur Etablierung handelbarer Zertifikate oder die Möglichkeit zu einer internationalen Ausweitung. Neben der aufgeführten Anbieteroffenheit könnte etwa auch das Kriterium der Technologieoffenheit behandelt werden. Dieses ist aber in Abhängigkeit von der jeweiligen Ausgestaltung potenziell für alle Förderinstrumente gegeben und wird daher in der Tabelle nicht näher betrachtet. Tabelle 6 ist entsprechend nicht als abschließend zu betrachten.

Mit dem dritten Kriterium der Kosten erfolgt zunächst eine Untersuchung der Kosteneffizienz der CO₂-Vermeidung. Im Anschluss wird mit der Umsetzbarkeit die Einführungswahrscheinlichkeit eines Förderinstruments in den Blick genommen.

In Tabelle 6 ist die Bewertung der Instrumente tabellarisch gegenübergestellt. Ein „+“ impliziert, dass ein Förderinstrument im Hinblick auf ein Kriterium aus volkswirtschaftlicher Sicht wünschenswert ist. Für ein „-“ gilt das Gegenteil und „o“ verdeutlicht Neutralität. Ist ein Kriterium auf ein Förderinstrument nicht anwendbar, wird das entsprechende Feld mit „n. a.“ gekennzeichnet. Kriterien ohne mögliche Abstufungen werden nur hinsichtlich ihrer grundsätzlichen Anwendbarkeit bewertet („ja“/„nein“).

Die Bewertungen werden für die Instrumente im Folgenden näher erläutert.

	Bewertungskriterium	Quotenmodell	Ausschreibungsmodell	Einspeisetarif	CO ₂ -Abgabe	Markteinführungsprogramm (zeitlich begrenzte CAPEX-Förderung)	Red. Letztverbraucherabgaben (Strom)
Zielerreichung	Rechtliche Verpflichtung	ja	nein	nein	ja	nein	ja
	Sichere Kontinuität des Ausbaupfads	+	o	-	-	-	-
	Festlegbare Ausbaugeschwindigkeit	+	o	-	-	-	-
	Möglichkeit zur Konsequenz bei Nichterfüllung	+	o	n. a.	+	n. a.	n. a.
Ausgestaltung	Handelbarkeit (Zertifikate)	ja	nein	nein	nein	nein	nein
	Möglichkeit der internationalen Ausweitung	+	o	-	+	-	-
	Anbieteroffenheit	+	+	+	n. a.	+	+
	Kosteneffizienz	+	o	o	o	o	o
	Umsetzbarkeit	o	o	-	o	o	o

Tabelle 6: Gegenüberstellung der Instrumente anhand ausgewählter Kriterien⁵⁰

4.3.7.1 Zielerreichung

Rechtliche Verpflichtung

Das Quotenmodell kann als einziges Instrument je nach Ausgestaltung die Marktteilnehmer (Gasproduzent oder -händler) zur Inverkehrbringung einer bestimmten Menge an grünem bzw. blauem Gas rechtlich verpflichten. Die CO₂-Abgabe ist eine additive Preiskomponente, die abhängig der CO₂-Emissionsfaktoren je verbrauchter Energiemenge anfällt. Als Preiskomponente ist sie ebenfalls verpflichtend und fördert somit den Verbrauch treibhausgasarmer Energieträger. Alle anderen Instrumente setzen lediglich Anreize zur Produktion und Einspeisung grüner bzw. blauer Gase, sind jedoch nicht verpflichtend.

Aufwuchspfad und Ausbaugeschwindigkeit

Bei entsprechender Mengendefinition erlauben mengenbasierte Förderinstrumente wie die Quote eine gute Steuerbarkeit des Anlagenzubaus grüner bzw. blauer Gase. Auch die Ausbaugeschwindigkeit kann mit einer über den Förderzeitraum ansteigenden Quote mengenmäßig gesteuert werden. Über den Aufwuchspfad- bzw. die Ausbaugeschwindigkeit ist die CO₂-Vermeidung mittels einer Quote entsprechend gut beeinflussbar.

Mit der Ausschreibung können Mengenziele zwar gesetzt werden, der tatsächliche Ausbau ist jedoch eng mit der vertraglichen Ausschreibungsausgestaltung verknüpft. Da die Teilnahme an der Ausschreibung auf freiwilliger Basis erfolgt, ist der Zielerfüllungsgrad hinsichtlich der potenziellen CO₂-Vermeidung vergleichsweise geringer.

⁵⁰ Eigene Darstellung.

Mit einer zugesicherten fixen Einspeisevergütung wird lediglich ein Anreiz gesetzt, der die Marktrisiken der Anlagenbetreiber über den Förderzeitraum reduziert. Aufwuchspfad und -geschwindigkeit können somit nicht unmittelbar beeinflusst werden.

Eine CO₂-Abgabe auf die Emissionsfaktoren der Energieträger hat ebenfalls keinen direkten Einfluss auf Kontinuität und Geschwindigkeit des Aufwuchspfads.

Auch mit einem Investitionszuschuss im Rahmen eines Markteinführungsprogramms werden lediglich Anreize zum Bau von Produktionsanlagen grüner Gase gesetzt. Gleiches gilt für eine Senkung von Letztverbraucherabgaben auf den Bezugsstrom. Es lässt sich allgemein feststellen, dass reine Anreize keine Inanspruchnahme einer Förderung garantieren.

Möglichkeit zu Konsequenzen bei Nichterfüllung

Im Quotensystem bieten sich bei Nichterfüllung der verpflichtenden Mengenziele Pönalen an, deren Wirkungspotenzial als prozentualer Aufschlag auf den Preis eines Zertifikats erhoben werden kann. Ähnlich wie bei Quoten können auch bei Ausschreibungen Pönalen eingesetzt werden, wenn ein bezuschlagtes Angebot nicht umgesetzt wird.

Wie bereits diskutiert, ist eine CO₂-Abgabe rechtlich verpflichtend, sodass bei Verstößen – ähnlich zum Tatbestand der Steuerhinterziehung – entsprechende Maßnahmen (z. B. über Strafzahlungen) möglich sind.

Die übrigen Förderinstrumente setzen lediglich finanzielle Anreize zum Bau oder Betrieb von Produktionsanlagen grüner Gase, für die es per Definition keine Nichterfüllung gibt.

4.3.7.2 Ausgestaltung

Handelbarkeit (Zertifikate)

Nur im Quotenmodell ist eine Handelbarkeit von Zertifikaten für grünes bzw. blaues Gas vorgesehen. Eine CO₂-Abgabe kann je nach Ausgestaltung eine komplementäre Bepreisung zum EU-ETS darstellen, wird jedoch entsprechend den Emissionsfaktoren pro verbrauchter Energieeinheit erhoben und ist nicht handelbar.

Möglichkeit der internationalen Ausweitung

Bei einer national verpflichtenden Quote ist es grundsätzlich möglich, die Quotenerfüllung über importierte grüne bzw. blaue Gase abzudecken. Quoten können zudem auch auf EU-Ebene ausgeweitet werden. So werden beispielsweise gemäß RED II Kraftstoffversorger EU-weit dazu verpflichtet, bis 2030 mindestens 14 % der im Straßen- und Schienenverkehr verbrauchten Energie aus Erneuerbaren Energieträgern bereitzustellen. Voraussetzung für eine EU-weite Quote ist allerdings ein europaweites Herkunftsnachweissystem (z. B. CertifHY).

Auch bei einer nationalen Ausschreibung besteht die Möglichkeit zur Erfüllung des Gebots grünes Gas aus dem Ausland, das in Deutschland eingespeist wird, anrechnen zu lassen. Ausschreibungen sind grenzüberschreitend denkbar, eine europäisch koordinierte Ausschreibungssystematik wird zurzeit aber nicht diskutiert.

Ein Markteinführungsprogramm mit einem technologiespezifischen Innovationszuschuss könnte zwar mit entsprechendem Design auch EU-weit eingeführt werden, allerdings müssten hierfür entsprechende Investitionszuschüsse bereitgestellt werden. Dies ist zurzeit nicht abzusehen.

Im Gegensatz dazu ist die CO₂-Abgabe in der aktuellen Diskussion zwar als nationale Abgabe gedacht, in der Vergangenheit wurde jedoch bereits häufiger auch über eine europaweite CO₂-Bepreisung diskutiert.

Das EEG-Umlagesystem für die Einspeisetarife sowie Letztverbraucherabgaben sind nur auf nationaler Ebene vorgesehen.

Anbieteroffenheit

Quoten- und Ausschreibungsmodelle, Einspeisevergütungen sowie eine Reduktion von Letztverbraucherabgaben sind bei einer technologieoffenen Gestaltung grundsätzlich offen für jeden Anbieter.

Die Teilnahme am Ausschreibungsverfahren ist zwar aufgrund des Aufwands eher für Anbieter mit großen Kapazitäten geeignet, allerdings bietet sich hier die Möglichkeit einer Mittelstandsklausel an, über die auch kleine Anlagen trotz fehlender Skaleneffekte einbezogen werden können. Auch ist für letztere eine alternative Förderung (beispielsweise über fixe Einspeisetarife gemäß EEG) denkbar.

Auch die Grundidee des Markteinführungsprogramms ist anbieteroffen, allerdings beschränkt sie sich technologiespezifisch nur auf PtX-Technologien.

4.3.7.3 Kosten

Kosteneffizienz

Mengenbasierte Instrumente wie Quoten sorgen für einen direkten Wettbewerb der Marktteilnehmer um die kostengünstigste Umsetzung. Ausschreibungen können das ebenfalls leisten, allerdings nur bei adäquater Ausgestaltung.

Insgesamt lässt sich festhalten, dass alle betrachteten Instrumente für eine kosteneffiziente Marktdurchdringung grüner Gase sorgen können, wenn sie (ggf. in Kombination miteinander) wirkungsvoll angewendet werden. Die Quote erscheint jedoch auch hier am marktnächsten und damit am kosteneffizientesten.

4.3.7.4 Umsetzbarkeit

Unter der Voraussetzung der technischen Umsetzbarkeit ist die Einführung eines Quotenmodells grundsätzlich mit moderatem Aufwand möglich, jedoch müsste zunächst ein entsprechendes Herkunftsnachweissystem etabliert werden. Insbesondere kann die Gaswirtschaft so die Notwendigkeit steigender Energiepreise aufgrund erhöhter Anteile erneuerbarer Gase öffentlich rechtfertigen.

Neben dem bestehenden Ausschreibungsmodell für Strom müsste für die Etablierung von Ausschreibungen für grüne Gase ein neues Modell entwickelt sowie ein Herkunftsnachweissystem etabliert werden. Die Umsetzbarkeit ist aber auch hier grundsätzlich gegeben.

Im Falle eines Einspeisetarifs müsste ebenfalls ein zusätzliches EEG-Umlagesystem für den Gassektor entwickelt werden, welches nach den Kritiken des Umlagesystems im Stromsektor mit vergleichsweise großen Umsetzungsproblemen verbunden sein dürfte.

Die Einführung einer CO₂-Abgabe wird zurzeit stark diskutiert. Bedenken bestehen aber vor allem hinsichtlich einer Verteuerung der Energiepreise und der Gefahr steigender sozialer Ungerechtigkeit.

Für einen Investitionszuschuss im Rahmen des Markteinführungsprogramms wären entsprechende Gelder seitens des Staates bereitzustellen (dies gilt prinzipiell für alle Förderanreize, wobei bei umlagefinanzierten Systemen wie dem EEG oder dem KWKG der Endverbraucher direkt zahlt).

Bei einer Reduktion von Letztverbraucherabgaben ist zu bedenken, dass die Kostenreduktion einer Kundengruppe anderweitig kompensiert werden und deswegen ebenfalls je nach Ausgestaltung mit entsprechendem regulatorischem Aufwand gerechnet werden muss.

5 Qualitative Entwicklung eines Aufwuchspfads entsprechend der Studie des FNB Gas und der dena Leitstudie

dena Leitstudie

Sowohl die Leitstudie der dena (2018) als auch die Studie des FNB Gas (2017) „Der Wert der Gasinfrastruktur für die Energiewende in Deutschland“ untersuchen in verschiedenen Szenarien den künftigen Aufwuchspfad grüner Gase. Im Folgenden werden die Ergebnisse kurz gegenübergestellt. Während die dena (2018) in insgesamt vier Szenarien zwischen einer Reduktion der Treibhausgasemissionen von 80 % und 95 % gegenüber 1990 differenziert und für den Aufwuchspfad Werte für die Jahre 2030, 2040 und 2050 angibt, beschränkt sich der skizzierte Aufwuchspfad des FNB Gas (2017) auf zwei gasrelevante Szenarien in 2050, in denen die Emissionen annahmegemäß um 95 % reduziert werden. Eine Übersicht der zugrunde gelegten Annahmen beider Studien ist in Tabelle 9 dargestellt.

In Abhängigkeit des künftigen Ausmaßes der Elektrifizierung unterscheidet die dena (2018) zunächst zwischen jeweils zwei Elektrifizierungs- und Technologiemitzenzenarien. Die **Elektrifizierungsszenarien EL80** und **EL95** nehmen die breite Elektrifizierung aller Sektoren an, unterscheiden sich dabei aber hinsichtlich des CO₂-Reduktionsziels. Synthetisch erzeugte Energieträger werden überwiegend außer Betracht gelassen und nur einbezogen, wenn ihr Einsatz zwingend erforderlich ist. Im Gegensatz dazu basieren die **Technologiemitzenzenarien TM80** und **TM95** auf weitaus technologieoffeneren Annahmen.⁵¹

Den Ergebnissen der Leitstudie nach ist eine 95 %-ige Treibhausgasreduktion bis 2050 nur mit synthetischen Energieträgern zu erreichen. Aber auch für ein Reduktionsziel von 80 % sind im Zeitverlauf zunehmende Mengen grüner Gase notwendig. Insbesondere der prognostizierte Bedarf synthetischen Methans hängt dabei stark vom angestrebten CO₂-Reduktionsziel ab.

Der Gesamtbedarf grüner Gase liegt mit Zeithorizont 2030 und 2040 relativ szenariounabhängig bei 46-47 TWh (2030) bzw. 117 bis 143 TWh (2040). Im gesamten Energiemitzen spielen grüner Wasserstoff und synthetisches Methan so eine eher untergeordnete Rolle. Bis 2050 divergiert dies aber stark in Abhängigkeit des jeweiligen Szenarios. Während das Elektrifizierungsszenario EL80 etwa von insgesamt 155 TWh grünen Gasen ausgeht, liegt der Bedarf im technologieoffeneren Szenario TM95 bei 799 TWh. In Bezug auf den Primärenergiebedarf bedeutet dies einen Anteil von 7 bis 40 %.⁵²

Der relativ hohe Bedarf an grünen Gasen in den Elektrifizierungsszenarien ist darauf zurückzuführen, dass einige Anwendungen in Industrie und Verkehr nur schwierig elektrifiziert werden können. Hinzu kommen auch hier Bedarfe, um die fluktuierende erneuerbare Stromerzeugung auszugleichen. Im

⁵¹ dena (2018), S. 19.

⁵² dena (2018), S. 237f./287.

Technologiemixszenario werden die verschiedenen Sektoren insgesamt weniger elektrifiziert, woraus sich vergleichsweise ein noch höherer Bedarf an klimaneutralen Gasen ergibt.⁵³

	2030*		2040				2050			
	EL80*	TM80*	EL80	TM80	EL95	TM95	EL80	TM80	EL95	TM95
Grüner Wasserstoff	46	47	109	95	114	115	151	147	169	169
Synthetisches Methan	0	0	8	23	14	28	4	146	321	630
Gesamtbedarf	46	47	117	118	128	143	155	293	490	799

* 2030 entsprechen das Szenario EL80 und TM80 den 95 %-Szenarien.

Tabelle 7: Bedarf grüner Gase (TWh/a) bis 2050 gemäß dena (2018)⁵⁴

FNB Gas e. V.

Die Studie des FNB Gas (2017) untersucht insgesamt drei Szenarien, die mit einer 95 %-igen Treibhausgasreduktion von einem Erreichen der Klimaziele 2050 am oberen Ende ausgehen. Da das Szenario „Nur Strom“ aber vorsieht, langfristig auf die gesamte Gasinfrastruktur inklusive Power-to-Gas-Anwendungen zu verzichten, werden im Folgenden nur die Ergebnisse der Szenarien „Strom und Gasspeicher“ sowie „Strom und Grünes Gas“ dargestellt. Die Daten des Papiers beziehen sich nur auf das Zieljahr 2050. Das Szenario „**Strom und Gasspeicher**“ geht von einer überwiegenden Elektrifizierung aus und sieht die Rolle der Gasinfrastruktur nur in der Speicherung und Rückverstromung. Der Energietransport soll rein strombasiert erfolgen (Power-to-Gas-to-Power). Entsprechend wird der Bedarf nach grünen Gasen in 2050 mit 0 TWh beziffert. Demgegenüber berücksichtigt das Szenario „**Strom und Grünes Gas**“ auch Endanwendungen auf Basis grüner strombasierter Gase. Der Prognose nach besteht in 2050 ein Bedarf nach grünen Gasen von 645 TWh, was ein Drittel des erwarteten Endenergiebedarfs (1.932 TWh) ausmacht.⁵⁵ Die genauen Mengen von grünem Wasserstoff und synthetischen Methan werden nicht genannt, die Autoren gehen aber von einer pauschalen hälftigen Aufteilung aus.⁵⁶

	„Strom und Gasspeicher“	„Strom und Grünes Gas“
Grünes Gas	0 TWh	645 TWh

Tabelle 8: Bedarf grüner Gase (TWh) in 2050 gemäß FNB Gas (2017)⁵⁷

Hinsichtlich der Herkunft der grünen Gase vertreten die beiden Analysen unterschiedliche Ansichten. Während die dena (2018) je nach Szenario von teils über 80 % Importanteil für PtX aus dem EU-Ausland

⁵³ dena (2018), S. 238.

⁵⁴ dena (2018), S. 237f./287.

⁵⁵ FNB Gas e.V. (2017), S. 1f., 19ff., 61.

⁵⁶ FNB Gas e.V. (2017), S. 22.

⁵⁷ FNB Gas e.V. (2017), S. 20, 61.

und Drittstaaten ausgeht, nimmt die Untersuchung der FNB Gas (2017) eine vollständige Produktion im Inland an.⁵⁸

	Dena Leitstudie				FNB Gas
	2020		2050		2050
Elektrolyse					
	Alkali	PEM	Alkali	PEM	
Investitions- kosten	650 Euro/kW	800 Euro/kW	250 Euro/kW	300 Euro/kW	250 Euro/kW
Betriebs- kosten	26 Euro/kW (4 % der Investitions- kosten)	14 Euro/kW (2 % der Investitions- kosten)	10 Euro/kW (4 % der Investitions- kosten)	5 Euro/kW (2 % der Investitions- kosten)	2 % der Investitions- kosten/a
Wirkungs- grad	82 %	82 %	84 %	84 %	80 %
Methanisierung					
Investitions- kosten	400 Euro/kW		130 Euro/kW		213 Euro/kW
Betriebs- kosten	8 Euro/kW (2 % der Investitionskosten)		3 Euro/kW (2 % der Investitionskosten)		1 % der Investitions- kosten/a
CO ₂ -Kosten	170 Euro/t (Direct Air Capture)		85 Euro/t (Direct Air Capture)		50 Euro/t
Wirkungs- grad	83 %		90 %		85 %

Tabelle 9: Übersicht über die Annahmen von dena (2018)⁵⁹ und FNB Gas e.V. (2017)⁶⁰

⁵⁸ dena (2018), S. 240; FNB Gas e.V. (2017), S. 21.

⁵⁹ dena (2018) S. 380ff.

⁶⁰ FNB Gas e.V. (2017) S. 86f.

6 Quantitative Entwicklung eines Aufwuchspfads bis 2030

Im Kapitel 4 wurde die Vorteilhaftigkeit des Instrumentes der Quote für grüne und blaue Gase qualitativ dargelegt. Im Weiteren soll eine mögliche Quote festgelegt und eine Erfüllung durch die betrachteten Gase Biomethan, grüner Wasserstoff, synthetisches Methan und blauer Wasserstoff betrachtet und quantifiziert werden.

6.1 Quote und Aufwuchspfad

Es wird davon ausgegangen, dass ein Start der Quote für grüne und blaue Gase ab 2021 möglich ist. Hierauf deutet der aktuell stattfindende Dialogprozess Gas des Bundeswirtschaftsministeriums hin, der im Herbst in ein Ergebnispapier zur Zukunft der Rolle von Gas und ggf. damit verbundenen regulatorischen Vorschlägen münden soll. Sofern die Quote noch in der laufenden Legislaturperiode umgesetzt werden soll, muss eine Vorbereitung dieser in 2020 erfolgen und die Quote ab 2021 Anwendung finden. Im Folgenden wird daher von einem Geltungsstart der Gas-Quote ab 2021 ausgegangen. Im Jahr 2021 wird mit einem Anteil von 1 % begonnen, der sich bis 2030 auf 10 % steigert.

Berechnungsbasis der Quote ist der Endenergieverbrauch Gas in den Sektoren Industrie, Gebäude (private Haushalte, GHD) und Verkehr. Der aktuelle Wert für 2017 laut Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) (2019) von 671 TWh wurde für das Startjahr 2021 angenommen.⁶¹ Die Prognose der Entwicklung des Endenergieverbrauchs Gas sowie Wasserstoff basiert auf den Annahmen der dena (2018) für das Jahr 2030 mit 661 TWh.⁶² Die Werte für die Jahre dazwischen werden interpoliert.

6.2 Szenarien zur Erfüllungsstruktur

Die zuvor vorgestellte Gas-Quote sieht einen Aufwuchs des Anteils grüner und blauer Gase auf bis zu 10 % im hier betrachteten Zeitraum bis 2030 vor. Im Folgenden soll nun beschrieben werden, wie diese Quote durch die betrachteten Gase erfüllt werden kann.

Für das Jahr 2021, in dem die Quote erstmals erfüllt werden muss, wird zunächst allein auf die bereits heute im Markt befindlichen Biomethanmengen zurückgegriffen. Die nachzuweisenden 6,7 TWh werden demnach allein durch Biomethan erfüllt.

Für das Jahr 2022 wird davon ausgegangen, dass PtG-Großprojekte in der Größenordnung von insgesamt 200 MW in Betrieb genommen wurden, die unter der Annahme einer Vollbenutzungsstundenanzahl von 4.000 Stunden rund 0,6 TWh grünen Wasserstoff produzieren. Grüner Wasserstoff kann daher mit den bestehenden Anlagen im zweiten Jahr 5 % der Quote erfüllen. Daneben erfüllt auch blauer Wasserstoff die Quote mit 7 % bzw. 0,9 TWh, der in den darauffolgenden

⁶¹ AGEB (2019), Blatt 6a.

⁶² dena (2018), S. 96, 112, 129 (Technologiemix 95).

Jahren die Brücke hin zu grünem Wasserstoff bildet. Die restlichen 88 % werden wiederum durch Biomethan erfüllt.

Für das Jahr 2025 wird angenommen, dass Elektrolysekapazitäten in Höhe von ca. 1,5 GW im Markt sind.⁶³ Diese kommen auf eine Menge von fast 5,0 TWh grünen Wasserstoff, was gut 15 % der Quote ausmacht. Blauer Wasserstoff auf Basis der Dampfreformierung mit Carbon Capture and Storage (CCS) trägt einen Anteil von 25 % bzw. 8,3 TWh. Synthetisches Methan spielt auch hier noch keine Rolle. Parallel zum Aufwuchs des grünen und blauen Wasserstoffs geht anteilig der Beitrag des Biomethans auf 61 % der Quotenerfüllung zurück. Bei steigender Quote bedeutet dies dennoch eine Menge in Höhe von 20,2 TWh.

	2021	2022	2025	2030
Endenergieverbrauch Gas ⁶⁴	671 TWh	669 TWh	666 TWh	661 TWh
Quote	1 %	2 %	5 %	10 %
Zu erfüllende Menge an grünem und blauem Gas	6,7 TWh	13,4 TWh	33,3 TWh	66,1 TWh
Biomethan	100 % 6,7 TWh	88 % 11,8 TWh	60 % 20,0 TWh	44 % 29,1 TWh
Grüner Wasserstoff	0 %	5 % 0,7 TWh	15 % 5,0 TWh	36 % 23,8 TWh
Synthetisches Methan	0 %	0 %	0 %	2 % 1,3 TWh
Blauer Wasserstoff	0 %	7 % 0,9 TWh	25 % 8,3 TWh	18 % 11,9 TWh

Tabelle 10: Anteile und Mengen der betrachteten Gase zur Erfüllung der Gas-Quote

Für das Jahr 2030 wird gemäß Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030 eine installierte Menge an Elektrolyseuren von 7,5 GW angenommen.⁶⁵ Hieraus ergibt sich eine eingespeiste Menge in Höhe von 23,8 TWh grüner Wasserstoff. Erstmals in 2030 wird auch synthetisches Methan eingespeist, das aufgrund der Limitierung der Wasserstoffverträglichkeit ab 2030 an Bedeutung gewinnt. Blauer Wasserstoff hat 2030 einen Anteil von 11,9 TWh. Biomethan wird in Höhe von ca. 29,1 TWh eingespeist. Zuzüglich zu den heute eingespeisten Mengen von rund 10 TWh (s. Kapitel 3) werden also fast 20 TWh mehr erforderlich. Dies entspricht einem Viertel der heute verfügbaren nicht

⁶³ FNB Gas (2019), S. 95, PtX-Allianz (2017), S. 4.

⁶⁴ dena (2018), S. 96, 112, 129 (Technologiemix 95).

⁶⁵ FNB Gas (2019), S. 9.

aufbereiteten Biogasmenge. Da bis 2030 zahlreiche der heute produzierenden Biogasanlagen aus dem EEG fallen, ist dieser Anteil von etwa 25 % Weiterbetrieb und Umrüstung auf Einspeisung als realistisch einzuschätzen. Zwischen den Jahren wird interpoliert.

Die Anteile und Mengen der einzelnen Gase in den betrachteten Zeiträumen kann Tabelle 10 entnommen werden. Die Erfüllungsstruktur, wie hier aufgeführt, ist z. B. durch die in Kapitel 4.1 thematisierte unterschiedliche Wertigkeit der Zertifikate für die verschiedenen Gase steuerbar.

7 Einschätzung der industriepolitischen Dimension einer Quoteneinführung auf die weltmarktfähige Elektrolyseurproduktion

7.1 Bedeutung des Hochlaufs der Elektrolyseurtechnologie

In Kapitel 5 wurde bereits deutlich, dass die Erreichung der Klimaschutzziele in Deutschland den Bedarf an grünem Wasserstoff und synthetischem Methan und damit einen Hochlauf an Elektrolyseurkapazitäten erfordert. Die NOW (2018) nennt einen Bedarf an installierter Elektrolyseurleistung im dreistelligen GW-Bereich zur Zielerreichung. Welcher Teil davon im Ausland installiert und betrieben wird, muss sich laut NOW (2018) noch zeigen. Dennoch gehen die Autoren der Studie davon aus, dass bis 2030 mit einem Wachstum des Elektrolyseurmarktes auf 1 bis 5 GW pro Jahr gerechnet werden muss, um den allein in Deutschland benötigten Wasserstoffbedarf zu decken. Dies bedeutet eine vielfache Steigerung des heutigen weltweiten Elektrolyseurmarktes von ca. 100 MW pro Jahr.⁶⁶ Auch im Rahmen des volkswirtschaftlichen Gutachtens im Rahmen der PtX-Allianz wird von einer Steigerung des Zubaus an Elektrolyseurleistung um den Faktor 20 allein durch die Dekarbonisierung der industriellen Wasserstoffproduktion ausgegangen.⁶⁷ Um die in Kapitel 5 aufgeführten Kostendegressionen der Investitionskosten und den Marktengang der Technologie zu erreichen, müssen Skaleneffekte gehoben und eine Industrialisierung der Fertigung erreicht werden. Die Studie der NOW (2018) sieht hierfür ein Produktionsvolumen von 20 bis 50 MW Elektrolyseurleistung pro Jahr und Hersteller als notwendig an.⁶⁸

7.2 Wertschöpfungspotenziale durch den Markthochlauf

Im Rahmen einer Studie von frontier economics und dem Institut der deutschen Wirtschaft (IW) Köln (2018), die im Auftrag vom Institut für Wärme und Oeltechnik e. V. (IWO), MEW Mittelständische Energiewirtschaft Deutschland e. V. und UNITI Bundesverband mittelständischer Mineralölunternehmen e. V. erstellt wurde, ist Deutschland mit einem Marktanteil von 19 % Technologieführer im Bereich der Entwicklung und Produktion von Elektrolyseuren.⁶⁹ Bleibt dieser Marktanteil konstant bei gleichzeitig steigender Nachfrage an Elektrolyseurleistung, beläuft sich die jährliche Produktion von Elektrolyseuren in Deutschland auf 29,8 Mrd. Euro. Dabei handelt es sich nach frontier economics und IW Köln (2018) um Durchschnittswerte über den Zeitraum bis 2050, die die natürlichen jährlichen Schwankungen außer Acht lassen.⁷⁰ Basis dieser Potenziale ist die Annahme der

⁶⁶ NOW (2018), S. 138.

⁶⁷ PtX-Allianz (2017), S. 3.

⁶⁸ NOW (2018), S. 139.

⁶⁹ frontier economics, IW Köln (2018), S. 37f.

⁷⁰ frontier economics, IW Köln (2018), S. 39f.

Autoren, dass bis 2050 die weltweite Nachfrage nach PtX-Produkten auf 20.000 TWh steigt, wofür ca. 8.000 GW PtX-Anlagen und davon allein 6.000 GW Elektrolyseurleistung nötig werden.⁷¹

Diese Nachfrage an Elektrolyseurleistung und die Herstellung in Deutschland führt zu Wertschöpfungs- und Beschäftigungspotenzialen in Deutschland. Die Ergebnisse von frontier economics und IW Köln (2018) sind in Tabelle 11 aufgeführt.

Volkswirtschaftlicher Effekt	direkt	indirekt	induziert	Summe
Wertschöpfung	11,7 Mrd. Euro	11,8 Mrd. Euro	3,5 Mrd. Euro	27,1 Mrd. Euro
Beschäftigung	133.400	163.600	53.000	350.000

Tabelle 11: Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte der Elektrolyseurindustrie gemäß frontier economics, IW Köln (2018)⁷²

Die Ergebnisse machen die hohe Bedeutung der Vorleistungen für die Elektrolyseurproduktion deutlich. So ergibt sich laut frontier economics und IW Köln (2018) eine direkte Wertschöpfung in Höhe von 11,7 Mrd. Euro aus der Herstellung der Elektrolyseure. Diese ist nur durch einen Bezug von Vorleistungen durch Zulieferer und wiederum deren Zulieferern möglich. Diese Vorleistungsverflechtung des u. a. vorgelagerten Maschinenbaus und Bezugs von Anlagenkomponenten führt zu einer indirekten Wertschöpfung in Höhe von nochmal 11,8 Mrd. Euro. Nachgelagerte Wertschöpfungsprozesse, wie u. a. die Modul- und Systemmontage, sind dabei noch nicht berücksichtigt.

Diese Stufen finden sich auch in den Beschäftigungseffekten wieder. So führen die direkten und indirekten Wertschöpfungsstufen der Elektrolyseurproduktion zu Beschäftigung bei der Elektrolyseurherstellung (direkt) und bei den Zulieferern (indirekt). Daraus leitet frontier economics und IW Köln (2018) 133.400 direkt und 163.600 indirekt Beschäftigte in Deutschland ab.

Die dadurch generierten Einkommen führen daneben zu weiteren induzierten Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekten durch die Elektrolyseurproduktion. Es ergeben sich zuzüglich durch Investitions- und Konsumgüter eine induzierte Wertschöpfung in Höhe von 3,5 Mrd. Euro und weitere 53.000 Arbeitsplätze.

Insgesamt generiert die Elektrolyseurproduktion damit rund 27 Mrd. Euro Wertschöpfung und schafft 350.000 Arbeitsplätze in Deutschland.

⁷¹ frontier economics, IW Köln (2018), S. 35.

⁷² frontier economics, IW Köln (2018), S. 43.

8 Argumente und Handlungsempfehlungen

- 1) **CO₂-Einsparung** – durch eine direkte Lenkungswirkung ermöglicht eine Quote mit Substitution fossiler durch erneuerbare bzw. dekarbonisierte Gase zielgenaue CO₂-Einsparungen.
- 2) **Marktnähe** – als marktnahes Instrument sorgt eine Quote in Kombination mit handelbaren Zertifikaten für eine kosteneffiziente Umsetzung der Energiewende.
- 3) **Transparenz** – Quoten sind absolut transparent für alle Marktteilnehmer und erlauben eine einfache Kontrolle der Einhaltung.
- 4) **Zeitnahe Umsetzbarkeit** – unter Rückgriff auf bestehende Herkunftsnachweissysteme und Erfahrungen mit anderen Quoten, wie der Biokraftstoffquote, ist die Einführung einer Quote für grüne bzw. blaue Gase zeitnah umsetzbar.
- 5) **Gaslieferant als direkt Verpflichteter** – über eine Erfüllungspflicht für Gaslieferanten werden sowohl Produzenten als auch Letztverbraucher direkt beeinflusst.
- 6) **Sektorenkopplung** – eine Quote ermöglicht eine sektorenübergreifende und diskriminierungsfreie Energiewende.
- 7) **Internationale Ausweitung** – durch eine Anrechenbarkeit von Gasimporten wird die Energiewende effizient umgesetzt, da grüne Gase dort produziert werden können, wo die günstigsten Bedingungen herrschen. Langfristig kann eine nationale Quote auf die gesamte EU ausgeweitet werden.
- 8) **Zielgenaue Ausgestaltung** – über Subquoten oder Wertigkeitsabstufungen für verschiedene grüne und dekarbonisierte Gase kann der Markthochlauf bestimmter Technologien effektiv angereizt werden.
- 9) **Kombinierbarkeit mit anderen Instrumenten** – eine Quote sollte potenziell mit weiteren Fördermechanismen, wie einem Marktanreizprogramm für PtG-Technologien und der Befreiung des eingesetzten Stroms von Letztverbraucherabgaben, kombinierbar.
- 10) **Sozialverträglichkeit** – insbesondere in den Sektoren Gebäude und perspektivisch Verkehr kann eine Quote für grüne und dekarbonisierte Gase als zweite Säule neben der Energieeffizienz zu zügigem und bezahlbarem Klimaschutz beitragen.

Literaturverzeichnis

- AGORA VERKEHRSWENDE/AGORA ENERGIEWENDE** (2019): 15 Eckpunkte für das Klimaschutzgesetz, online unter: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2019/15_Eckpunkte_fuer_das_Klimaschutzgesetz/Agora_15_Eckpunkte_Klimaschutzgesetz_WEB.pdf [Zugriff: 13.06.2019].
- AGEB** (2019): Zahlen und Fakten Energiedaten – Nationale und internationale Entwicklung, online unter: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/energiedaten-gesamtausgabe.html> [Zugriff: 19.06.2019].
- AIB** (2019): Certification, online unter: <https://www.aib-net.org/certification> [Zugriff: 02.06.2019].
- ASUE** (2018): Dekarbonisierung von Methan, umweltfreundliche Herstellung von Wasserstoff, online unter: <https://www.innovationspreis-gas.de/> [Zugriff: 15.05.2019].
- BDEW** (2019a): Entwicklung des Erdgasverbrauchs, online unter: https://www.bdew.de/media/documents/Erdgasverbrauch_Entw_10J_o_jaehrlich_Ki_online_20022019.pdf [Zugriff: 18.06.2019].
- BDEW** (2019b): Positionspapier Power-to-Gas – Eine Schlüsseltechnologie der Sektorenkopplung, online unter: https://www.bdew.de/media/documents/Stn_20190528_Positionspapier-PtG.pdf [Zugriff: 07.06.2019].
- BETTER BIOMASS** (2019): Certification, online unter: <http://www.betterbiomass.com/en/certification/> [Zugriff: 02.07.2019].
- BMW I** (2019): Reallabore – Testräume für Innovation und Regulierung, online unter: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Dossier/reallabore-testraeume-fuer-innovation-und-regulierung.html> [Zugriff: 02.06.2019].
- BNETZA** (2019a): Beendete Ausschreibungen, online unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Biomasse/BeendeteAusschreibungen/BeendeteAusschreibungen_no_de.html [Zugriff: 20.06.2019].
- BNETZA** (2019b): Monitoringbericht 2018, online unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2018/Monitoringbericht_Energie2018.pdf?__blob=publicationFile&v=5 [Zugriff: 02.06.2019].
- CEER** (2019): Regulators' FROG study foresees a future for gas, online unter: <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/6a6c72de-225a-b350-e30a-dd12bdf22378> [Zugriff: 14.05.2019].
- CERTIFHY** (2019a): CertifHy 1, online unter: <https://www.certifhy.eu/project-description/certifhy-1.html> [Zugriff 03.07.2019].

- CERTIFHY** (2019b): Emerging Green and Low Carbon Hydrogen Market in Europe, online unter: <https://www.certify.eu/> [Zugriff: 14.05.2019].
- DENA** (2019a): Biogasregister, online unter: <https://www.biogasregister.de/eine-einfuehrung.html> [Zugriff: 14.05.2019].
- DENA** (2019b): Branchenbarometer Biomethan 2019, online unter: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2019/dena-Analyse_Branchenbarometer_Biomethan_2019.pdf [Zugriff: 06.06.2019].
- DENA** (2019c): Dialogprozess Gas 2030 Inputpapier AG 2 Verwendung.
- DENA** (2018): dena-Leitstudie – Integrierte Energiewende, online unter: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9261_dena-Leitstudie_Integrierte_Energiewende_lang.pdf [Zugriff: 25.06.2019].
- DENA** (2016): Biomethan in der Wärmewende, online unter: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9282_dena-Analyse_Biomethan_in_der_Waermewende.pdf [Zugriff: 19.06.2019].
- DEUTSCHER BUNDESTAG** (2019): Grenzwerte für Wasserstoff (H₂) in der Erdgasinfrastruktur, online unter: <https://www.bundestag.de/resource/blob/646488/a89bbd41acf3b90f8a5fbfcb8616df4/WD-8-066-19-pdf-data.pdf> [Zugriff: 13.06.2019].
- DBFZ** (2018): Beitrag von Biogas im Rahmen der Sektorenkopplung, online unter: https://www.unendlich-viel-energie.de/media/file/1981.DBFZ_Biogas_in_der_Sektorenkopplung.pdf [Zugriff: 14.05.2019].
- DVGW** (2018): Technisch-ökonomische Modellierung eines sektorengesetzten Gesamtenergiesystems aus Gas und Strom unter Fortschreibung des regulatorischen Rahmens – „Smaragd“.
- DVGW** (2014): Abschlussbericht. Wasserstofftoleranz der Erdgasinfrastruktur inklusive aller assoziierten Anlagen, online unter: https://www.dvgw.de/medien/dvgw/leistungen/forschung/berichte/g1_02_12.pdf [Zugriff: 14.05.2019].
- ENTSO-G/GIE** (2019): Recommendations to Madrid Forum, online unter: https://ec.europa.eu/info/sites/info/files/gie-entsog_-_recommendations_-_eu-wide_system_of_certification_and_gos.pdf [Zugriff: 28.06.2019].
- ERGAR** (2019): The European Renewable Gas Registry, online unter: <http://www.ergar.org/> [Zugriff: 02.05.2019].
- EWI** (2017): Alternativen zur Finanzierung des EEG. Im Auftrag von: Deutsche Energie-Agentur (dena), ARGE Netz GmbH & Co. KG, BP Europa SE, ista International GmbH, PNE WIND AG, Vattenfall Europe Innovation GmbH, Verband der Industrielle Energie- und Kraftwirtschaft

e.V. (VIK), online unter:

https://shop.dena.de/fileadmin/denashop/media/Downloads_Dateien/esd/9222_dena-Studie_Alternativen_zur_Finanzierung_des_EEG.pdf [Zugriff: 13.06.2019].

FACHVERBAND BIOGAS (2018): Biomethan auf die Straße bringen, aktueller Stand und Marktanreize, online unter: https://www.wemag.com/sites/default/files/8_mozgovoy_schwerin.pdf [Zugriff: 18.06.2019].

FNB GAS E.V. (2019): Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030, Szenariorahmen Konsultation, online unter: https://www.fnb-gas.de/files/fnb_gas_2020_1_sr_konsultation_de.pdf [Zugriff: 01.07.2019].

FNB GAS E.V. (2017): Der Wert der Gasinfrastruktur für die Energiewende in Deutschland, online unter: https://www.fnb-gas.de/files/fnb_gas_wert_von_gasinfrastruktur-endbericht.pdf [Zugriff: 02.05.2019].

FRONTIER ECONOMICS (2018): International Aspects of a Power-to-X Roadmap, online unter: https://www.weltenergieat.de/wp-content/uploads/2018/10/20181018_WEC_Germany_PTXroadmap_Full-study-englisch.pdf [Zugriff: 19.06.2019].

FRONTIER ECONOMICS, IW KÖLN (2018): Synthetische Energieträger – Perspektiven für die deutsche Wirtschaft und den internationalen Handel. Eine Untersuchung der Marktpotentiale, Investitions- und Beschäftigungseffekte, online unter: https://www.iwkoeln.de/fileadmin/user_upload/Studien/Gutachten/PDF/IW-Frontier-Studie_PTX_Markt_und_Besch%C3%A4ftigungsperspektiven.pdf [Zugriff: 18.06.2019].

GUTCERT (2019): Herkunftsnachweise erneuerbare Gase, online unter: <https://www.gut-cert.de/produkte/erneuerbare-energien/herkunftsnachweise-erneuerbare-gase.html> [Zugriff: 16.05.2019].

IHK MÜNCHEN (2019): Finanzierung der Erneuerbaren Energien in EU-Strommärkten, online unter: <https://www.ihk-muenchen.de/Energie/Finanzierung-der-Erneuerbaren-Energien-in-EU-Stromm%C3%A4rkten.pdf> [Zugriff: 13.06.2019].

ISCC (2019): Objectives, online unter: <https://www.iscc-system.org/about/objectives/> [Zugriff: 02.06.2019].

NABISY (2019): Nabisy – Nachhaltige-Biomasse-System, online unter: <https://nabisy.ble.de/nabima-web/app/start> [Zugriff: 02.06.2019].

NOW GMBH (2018): Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland: Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme, online unter: https://www.now-gmbh.de/content/service/3-publikationen/1-nip-wasserstoff-und-brennstoffzellentechnologie/indwede-studie_v04.1.pdf [Zugriff: 02.06.2019].

PTX-ALLIANZ (2019): Markteinführungsprogramm für Power-to-X-Technologien, online unter:

https://www.uniper.energy/storage/sites/default/files/2017-12/2017_okt_eckpunktepapier_power_to_x_allianz.pdf [Zugriff: 21.05.2019].

PTX-ALLIANZ (2017): Ein Markteinführungsprogramm für Power-to-X-Technologien aus volkswirtschaftlicher Perspektive, online unter:

<https://www.dvgw.de/medien/dvgw/verein/energiewende/ptx-allianz-volkswirtschaftl-kurzgutachten.pdf> [Zugriff: 18.06.2019].

REDCERT (2019): REDcert – ihr Partner für Nachhaltigkeitszertifizierungen, online unter:

<https://www.redcert.org/> [Zugriff: 02.06.2019].

RELAW GMBH (2018): Was ist ein Massenbilanzsystem für den Gasabtausch?, online unter:

<https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/beitrag/1742> [Zugriff: 19.06.2019].

TU-BERLIN (2018): Technischer Stand und Flexibilität des Power-to-Gas-Verfahrens, online unter:

https://www.er.tu-berlin.de/fileadmin/a38331300/Dateien/Technischer_Stand_und_Flexibilität_des_Power-to-Gas-Verfahrens.pdf [Zugriff: 16.05.2019].

Anhang

European Renewable Gas Registry (ERGaR)

ERGaR ist eine Kooperation nationaler „Grüngas“-Register in Europa, die einen grenzüberschreitenden Zertifikatehandel zwischen Mitgliedsregistern ermöglichen soll. Ziel der Kooperation ist eine unabhängige, vertrauenswürdige und transparente Dokumentation der Massenbilanzierung im europäischen Gasnetz. Zu den deutschen Mitgliedern zählen die Deutsche Energieagentur (dena), der Fachverband Biogas und der Biomethananbieter Landwärme GmbH. Im Dezember 2017 beantragte ERGaR bei der Europäischen Kommission Anerkennung seines freiwilligen Zertifizierungssystems (u. a. gemäß RED – Renewable Energy Directive). Nach erfolgten Nachverhandlungen wurde im Dezember 2018 erneut eine aktualisierte Dokumentation eingereicht, deren abschließende Prüfung noch aussteht.⁷³

Andere Zertifizierungssysteme

Weitere internationale Zertifizierungssysteme für verschiedene Rohstoffe stellen daneben auch REDcert (Gesellschaft zur Zertifizierung nachhaltig erzeugter Biomasse mbH) oder ISCC (International Sustainability and Carbon Certification) dar. REDcert hat dabei einen Fokus auf dem deutschen und europäischen Markt und wurde wie das Grüngasregister 2010 als Reaktion auf die EEG-Novellierung gegründet.⁷⁴ ISCC hingegen stellt eine weltweit agierende Multi-Stakeholder-Initiative dar, die mehr als 100 Mitglieder (u. a. Biomasseproduzenten, NGOs und Händler) hat. Inzwischen hat ISCC eine Zertifizierung für erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs entwickelt. Insgesamt sind von der Initiative bereits über 20.000 Zertifikate in über 100 Ländern ausgestellt worden.⁷⁵

Des Weiteren existieren noch das internationale Zertifizierungssystem Better Biomass sowie AIB (Association of Issuing Bodies). Better Biomass bietet Zertifizierungen für feste, flüssige und gasförmige Biomasse an und ist sowohl von der EU-Kommission als auch auf nationaler Ebene vom niederländischen Ministerium für Wirtschaft und Klimapolitik als freiwilliges Nachweisverfahren für die verpflichtenden Nachhaltigkeitskriterien für Biokraft- und -brennstoffe nach RED anerkannt.⁷⁶ AIB hat mit dem EECS (European Energy Certification System) ein Energiezertifizierungssystem entwickelt, das die Herkunftsregister zwischen den AIB-Mitgliedern vereinheitlichen soll. Die „EECS-Rules“ sollen dabei die Kompatibilität bezüglich Energiequellen und Produktionsmethoden sicherstellen. Deutsches AIB-Mitglied ist beispielsweise das UBA. Bis 2013 war das Öko-Institut Mitglied.⁷⁷

In Tabelle 12 sind die genannten Herkunftsregister nach Gründungsjahr, Geltungsbereich und berücksichtigte Rohstoffe gelistet.

⁷³ ERGaR (2019).

⁷⁴ REDcert (2019).

⁷⁵ ICCS (2019).

⁷⁶ Better Biomass (2019).

⁷⁷ AIB (2019).

Herkunftsregister	Gründung	Zulassung	Einbezogener Rohstoff	Regionale Ausweitung
Biogasregister	2010	2010 DE	Biogas	Deutschland
Nabisy	2010	2010 DE	Flüssige und gasförmige Biomasse	EU-weit
CertifHY	2014	2018 EU Pilotprojekt	Grauer, grüner, „low carbon“ Wasserstoff	EU-weit
ERGaR	2016	2018 Antrag bei EU-Kommission	Biomethan	EU-weit
REDCert	2010	2010 REDcert-DE 2012 REDcert-EU 2015 REDcert ²	Biokraftstoffsektor, Lebensmittel- & Futtermittelsektor, stoffliche Biomassenutzung, chemische Industrie	International
ISCC	2010	2010 ISCC-DE 2011 ISCC-EU	Biomasse, Bioenergie, Lebensmittel- & Futtermittelsektor, chemische Industrie	International
Better Biomass	2011	2011 NL 2012 EU	Biokraftstoffe und flüssige Biobrennstoffe	EU-weit
AIB	1998	1998 NL 2011 EU	Energiequellen allgemein	EU-weit

Tabelle 12: Übersicht ausgewählter Herkunftsregister⁷⁸

⁷⁸ Eigene Darstellung.