www.oeko.de

Öko-Institut e.V.
Institut für angewandte Ökologie
Institute for Applied Ecology

Die Wasserstoffstrategie 2.0 für Deutschland

Untersuchung für die
Stiftung Klimaneutralität

Berlin,
13. Mai 2021

Dr. Felix Chr. Matthes
Dr. Sibylle Braungardt
Dr. Veit Bürger
Dr. Katharina Göckeler
Christoph Heinemann
Hauke Hermann
Peter Kasten
Dr. Roman Mendelevitch
Moritz Mottschall
Dominik Seebach
Vanessa Cook (Übersetzung)

Büro Berlin
Borkumstraße 2
13189 Berlin
Tel. +49 30 405085-0

Geschäftsstelle Freiburg
Postfach 17 71
79017 Freiburg
Hausadresse
Merzhauser Straße 173
79100 Freiburg
Tel. +49 761 45295-0

Büro Darmstadt
Rheinstraße 95
64295 Darmstadt
Tel. +49 6151 8191-0

info@oeko.de
www.oeko.de

Zusammenfassung

Im Kontext des *European Green Deals*, der Ausrichtung der deutschen Klimapolitik auf das Ziel Klimaneutralität bis zum Jahr 2045 sowie der dazu erforderlichen Umsetzungsmaßnahmen wird die Nutzung von Wasserstoff als Energieträger wie auch als industrieller Rohstoff eine wichtige Rolle spielen müssen. Mit der Nationalen Wasserstoffstrategie sind die dazu notwendigen Prozesse in einer großen Breite strukturiert worden und eine Reihe von ersten Umsetzungsmaßnahmen ist auf den Weg gebracht worden. Damit die Nutzung von klimaneutralem Wasserstoff jedoch bereits für den Zeithorizont 2030 den notwendigen Beitrag zur Erreichung der entsprechenden Zwischenziele bei der Emissionsminderung erbringen kann, müssen weitere Strategien und Maßnahmen schnell und klar spezifiziert sowie in die Umsetzung gebracht werden.

Einen ersten Schwerpunkt bildet dabei ein konsistenter, zielführender und umsetzungsorientierter Ansatz zur Sektorallokation des auf absehbare Zeit nur in begrenzten Mengen verfügbaren Wasserstoffs. Der relativ schnelle Einsatz von Wasserstoff ist in einigen Bereichen wegen der notwendigen Transformationsprozesse weitgehend unstrittig. Dies betrifft vor allem den Einsatz in der Industrie (Stahl- und Chemieindustrie, Hochtemperaturprozesse), zur Ausbalancierung eines im Wesentlichen auf Wind- und Solarstromerzeugung basierenden Stromsystems und in Form von synthetischen Treibstoffen für den Flug- und Schiffsverkehr. Dagegen ist die Rolle bzw. der Umfang und Zeitrahmen des Wasserstoffeinsatzes vor allem mit Blick auf den Verkehrs- und Gebäudewärmeeinsatz umstritten. In spezifischen Vertiefungsanalysen werden Einordnungen für diese kontroversen Anwendungsbereiche vorgenommen sowie die entsprechenden Rahmenbedingungen und vor allem die ökonomischen Aspekte analysiert und differenzierte Schlussfolgerungen gezogen. Für den motorisierten Individualverkehr sind mit Brennstoffzellen oder synthetischen Kraftstoffen betriebenen Fahrzeugen im Vergleich zu batterieelektrischen Antrieben selbst im Bereich großer Personenkraftwagen und hoher Fahrleistungen allenfalls in Nischen und nur unter Maßgabe sehr günstiger Rahmenbedingungen (hohe Stromkosten, sehr niedrige Wasserstoffpreise) vorteilhaft. Eine strukturell sehr ähnliche Situation ergibt sich auch für den Vergleich von dezentralen Wasserstoffheizungen und Wärmepumpen für Gebäude mit unterschiedlichem Sanierungsständen. Ein etwas gemischteres Bild ergibt sich für Busse, den Schienenverkehr sowie für einen Teil des Schwerlast-Güterverkehrs auf der Langstrecke, wo teilweise die relevanten Einsatzbedingungen jenseits der Kostenrechnung eine Rolle spielen können.

Darüber hinaus werden die Potenziale und die im Zeitverlauf vorstellbaren Beiträge der unterschiedlichen Optionen der Wasserstoffversorgung für Deutschland aufgearbeitet. Den Ausgangspunkt für den Wasserstoffhochlauf wird die einheimische Erzeugung von Wasserstoff auf Basis von in Deutschland erzeugtem Strom aus erneuerbaren Energien bilden. Auch mittel- und langfristig wird dieses Erzeugungssegment eine wichtige Rolle spielen, gleichzeitig stößt die einheimische Produktion von grünem Wasserstoff mit Blick auf das begrenzte Potenzial für die regenerative Stromerzeugung in Deutschland an Grenzen. In diesem Kontext werden die möglichen Wasserstoffimporte aus dem näheren und weiteren europäischen Raum sowie aus weiter entfernten Regionen analysiert und eingeordnet. Für den kurz- bis mittelfristigen Zeithorizont werden dabei Importe aus den Nachbarstaaten oder dem Nordseeraum die wichtigste Rolle spielen, erst in der längeren Frist und bei deutlicher Senkung der Importkosten wird der Antransport aus weiter

entfernten Regionen eine relevante Rolle spielen können. Für den kurz- und mittelfristigen Zeithorizont kann aus Erdgas und in Verbindung mit der CO_2-Abscheidung und -speicherung erzeugter Wasserstoff einen begrenzten Beitrag zum Wasserstoffaufkommen in Deutschland leisten. In der langfristigen Perspektive wird mit regenerativem Strom im In- oder Ausland erzeugter Wasserstoff den Bedarf in Deutschland abdecken.

Der Aufbau einer Wasserstoff-Infrastruktur bildet eine zeitkritische Rahmenbedingung für den Hochlauf eines Wasserstoffsegments in der deutschen und europäischen Volkswirtschaft. Während sich die Konturen eines Wasserstoff-Fernleitungsnetzes zunehmend klarer abzeichnen und planerische und regulatorische Aspekte in den Vordergrund rücken, verbleibt für den Bereich der Verteilnetze deutlich größerer Klärungsbedarf. Welcher Teil der bestehenden Gasnetzinfrastruktur auch für die Wasserstoffversorgung umgenutzt werden kann und soll, bedarf auf der strategischen Ebene wie auch mit Blick auf die unterschiedlichen räumlichen Strukturen noch intensiver Analysen und Diskussionen. Die entsprechenden Grundsatzentscheidungen auf der strategischen, Planungs- und Regulierungsebene müssen aber schnellstmöglich getroffen werden. Die Schaffung einer fundierten Basis für Entscheidungen zur weitestmöglichen Vermeidung von *Stranded Assets* im Bereich der Gasnetze ist eine zentrale Aufgabe für die kommende Legislaturperiode.

Eine wichtige Dimension des Wasserstoffhochlaufs ist die Kostenentwicklung. Der Einfluss von Investitions-, aber vor allem der Stromkosten und deren Bestimmungsgrößen werden detailliert beschrieben, diskutiert und hinsichtlich der politischen Gestaltungspotenziale, aber auch der entsprechenden Rahmenbedingungen und Barrieren analysiert. Da der zukunftsfähige Einsatz von Wasserstoff oft mit einem grundlegenden Wechsel der Anwendungstechnologien verbunden ist, werden die damit verbundenen Kosten beschrieben und eingeordnet. Auf dieser Basis wird erstmals eine Gesamtbilanz der Kosten bzw. der notwendigen Transfers für den Aufwuchs der Nutzung von klimaneutralem Wasserstoff in Deutschland gezogen. Zum Ausgleich der durch den Einsatz von Wasserstoff entstehenden Betriebskostendifferenzen werden bis zum Jahr 2035 zwischen 2,8 und 5 Mrd. € jährlich aufgebracht werden müssen. Für die Unterstützung der notwendigen Technologiewechselinvestitionen werden im Zeitraum bis 2030 sowie in den Jahren von 2031 bis 2035 jeweils zwischen 3 und 5 Mrd. € pro Periode notwendig, wobei diese Summen aus unterschiedlichen Quellen stammen können.

Vor dem Hintergrund dieses Finanzierungsbedarfs werden unterschiedliche Optionen für die Schließung der Kostendeckungslücken detaillierter diskutiert. Das Spektrum reicht hier von Einzelregelungen des Emissionshandelssystems der Europäischen Union (EU ETS) bis zu verschiedenen Ausformungen neuer Instrumente wie der *Carbon Contracts for Difference*.

Aus den sehr breit angelegten Analysen in den verschiedenen Dimensionen des Wasserstoffhochlaufs werden die Eckpunkte für eine Strategie der aktiven Sektorallokation abgeleitet und begründet.

In Auswertung der einzelnen Facetten und Schlussfolgerungen wird der Vorschlag für ein Handlungsprogramm entwickelt, das die bisher verfolgten Maßnahmen in der Nationalen Wasserstoffstrategie mit siebzehn konkreten Vorschlägen spezifiziert und ergänzt.

Schwerpunkte dieses Handlungskatalogs betreffen zunächst die Sektorallokation sowie die Anwendung von Wasserstoff und Wasserstoff-Derivaten sowie deren Finanzierung.

Adressiert werden hier ein Transformationspaket für die deutsche Industrie, ein Reformpaket für den EU ETS, ein Markthochlauf-Instrument für die wasserstoffbasierte Kraft-Wärme-Kopplung sowie zwei Maßnahmenpakete für die Nutzung von Wasserstoff im Schwerlasttransport sowie von Wasserstoff-Derivaten im Flugverkehr.

Im Bereich des Infrastrukturhochlaufs bzw. -umbaus wird ein Förderprogramm für die verbrauchsnahe Wasserstofferzeugung, die beschleunigte Umsetzung des Wasserstoff-Startnetzes sowie ein Umbaukonzept für die Gas-Verteilnetze beschrieben. Ergänzt werden die Handlungsvorschläge im Infrastrukturbereich durch Maßnahmenpakete mit Blick auf die Tankstellen-Infrastruktur für den Straßengüterferntransport und ein Innovationspaket für den Wasserstoff-Langstreckentransport.

Hinsichtlich des Wasserstoffaufkommens werden eine Ausweitung des nationalen Elektrolyseziels, die entsprechende Ausweitung der regenerativen Stromerzeugung in Deutschland, eine Reform der EEG-Finanzierung sowie ein Paket von Flankierungsmaßnahmen zum Import von grünem Wasserstoff sowie zur Sicherung des Aufkommens von blauem Wasserstoff diskutiert und spezifiziert.

Für das wichtige Thema der *Governance* des Wasserstoff-Markthochlaufs werden die Etablierung von Zielbenchmarks und -korridoren für 2030, die Reform der europäischen Umwelt- und Energie-Beihilfeleitlinien, ein Forum der Wasserstoff-Nachbarn sowie die Eckpunkte für ein zukunftsfähiges Zertifizierungskonzept vorgeschlagen.

Summary

The use of hydrogen as an energy source and an industrial raw material will have to play an important role in the context of the *European Green Deal*, the orientation of German climate policy to the goal of climate neutrality by 2045 and the implementation policies and measures needed to meet this goal. With Germany's Hydrogen Strategy, the necessary processes have been structured on a broad scale and a number of implementation measures have been initiated. However, in order for the use of climate-neutral hydrogen to make the necessary contribution to achieving interim emission reduction targets by 2030, important further strategies and measures must be quickly and clearly specified and put into practice.

One of the first focal points needs to be a consistent, goal-oriented and implementation-oriented approach to sector allocation of hydrogen, which will only be available in limited quantities for the foreseeable future. The relatively rapid ramp-up of hydrogen use is largely uncontroversial in some areas – due to the necessary transformation processes, especially in industry (steel and chemical industry, high-temperature processes) and the need to balance an electricity system essentially based on wind and solar power generation – and in the form of synthetic fuels for aviation and shipping. In contrast, the role, scope and time-frame of hydrogen use is controversial, especially with regard to transport and building heat use. In specific detailed analyses, these controversial areas of application are structured and the framework conditions and above all the economic aspects are evaluated. Differentiated conclusions are then drawn. For motorised private transport, vehicles powered by fuel cells or synthetic fuels are non-competitive compared to battery-electric drives, even in the case of large passenger cars and high mileages. These vehicles could play at best a niche role and only under the condition of very favourable framework conditions (high electricity costs, very low hydrogen prices). A very similar structural situation also emerges in the comparison of decentralised hydrogen heating systems and heat pumps for buildings with different levels of refurbishment. A somewhat more mixed picture emerges with regard to buses, rail transport and a share of long-distance heavy duty transport; in part, the relevant operating conditions beyond the cost calculation could play a role here.

In addition, the potentials and the conceivable contributions of the different hydrogen supply options for Germany over time are analysed in more detail. The starting point for the hydrogen ramp-up will be the domestic production of hydrogen based on electricity generated in Germany from renewable energy sources. This generation segment will also play an important role in the medium and long term. At the same time, the domestic production of green hydrogen has its limits in view of the limited potential for renewable electricity generation in Germany. In this context, the possible hydrogen imports from other European countries as well as from more distant regions are analysed and classified. For the short to medium term, imports from neighbouring countries or the North Sea region will play the most important role; only in the longer term and with a significant reduction in import costs will transport from more distant regions be able to play a relevant role. In the short and medium term, hydrogen produced from natural gas and in combination with carbon capture and storage can make a limited contribution to the hydrogen supply in Germany. In the long-term perspective, hydrogen produced with renewable electricity domestically or abroad will cover the demand in Germany.

The development of hydrogen infrastructure is a time-critical framework condition for the ramp-up of a hydrogen segment in the German and European economy. While the contours of a hydrogen pipeline network are becoming increasingly clear and planning and regulatory aspects are coming to the fore, far greater clarification is needed with regard to the distribution networks. Which part of the existing gas grid infrastructure can and should also be converted for hydrogen supply still requires intensive analysis and discussion at strategy level and with regard to the different spatial structures. Corresponding decisions at strategy, planning and regulatory levels must be taken as soon as possible. The creation of a sound basis for decisions to avoid *stranded assets* as far as possible in the area of gas grids is a central task for the coming legislative period.

An important dimension of the hydrogen ramp-up is the development of costs. The influence of investment costs and, above all, electricity costs and their determinants are described in detail, discussed and analysed with regard to potentials for policy design and to the corresponding framework conditions and barriers. Since the sustainable use of hydrogen is often associated with a fundamental change in application technologies, the associated costs are also described and classified. On this basis, for the first time, an overall balance of the costs or the necessary transfers for the growth of the use of climate-neutral hydrogen in Germany is provided. To compensate for the differences in operating costs resulting from the use of hydrogen, between 2.8 and 5 billion EUR will have to be raised annually by 2035. To support the necessary investments in technology change, between 3 and 5 billion EUR will be needed up to 2030 and again from 2031 to 2035; these sums can come from different sources.

Against the background of these financing needs, different options for closing the cost recovery gaps are discussed in more detail. These options range from individual regulations of the European Union Emissions Trading System (EU ETS) to various forms of new instruments such as *carbon contracts for difference*.

From the very broad analyses in the various dimensions of the hydrogen ramp-up, the key points for a strategy of active sector allocation are derived and justified.

In evaluating the individual facets and conclusions, a program of action is proposed, which specifies and supplements the measures pursued so far in Germany's Hydrogen Strategy with seventeen concrete proposals.

The focal points of this catalogue of measures initially concern sector allocation and the application of hydrogen and hydrogen derivatives and their financing. A transformation package for German industry, a reform package for the EU ETS, a market ramp-up instrument for hydrogen-based cogeneration and two packages of measures for the use of hydrogen in heavy duty transport and hydrogen derivatives in aviation are addressed.

In the area of infrastructure ramp-up and conversion, a funding program for on-site hydrogen production, the accelerated implementation of the hydrogen start-up network and a conversion concept for the gas distribution networks are described. The proposals for action in the infrastructure sector are supplemented by packages of measures with a view to the filling station infrastructure for long-distance road transport and an innovation package for long-distance hydrogen transport.

With regard to hydrogen supply, an expansion of the national electrolysis target, the corresponding expansion of renewable electricity generation in Germany, a reform of financing via Germany's Renewable Energy Sources Act (EEG) and a package of flanking

measures to import green hydrogen and to secure the supply of blue hydrogen are discussed and specified.

For the important topic of governance of the hydrogen market ramp-up, the establishment of target benchmarks and corridors for 2030, the reform of the guidelines on state aid for environmental protection and energy, a hydrogen neighbourhood forum as well as the key elements for a sustainable certification concept are proposed.

Inhaltsverzeichnis

1. Einführung 19

2. Entwicklung der Nachfrage von klimaneutralem Wasserstoff 22

2.1. Überblick 22

2.2. Wasserstoff 24

2.2.1. Aktuelle Projektionen und deren Determinanten 24

2.2.2. Zentrale Backstop-Optionen für Wasserstoffanwendungen im Gebäudesektor 28

2.2.2.1. Grundlagen des Wirtschaftlichkeitsvergleichs 28

2.2.2.2. Ergebnisse aus der Endverbraucher-Perspektive 31

2.2.2.3. Ergebnisse aus der Perspektive der Grenzübergangs- bzw. Großhandelspreise für Wasserstoff 35

2.2.3. Zentrale Backstop-Optionen für Wasserstoffanwendungen im Verkehrssektor 38

2.2.3.1. Schwerlastverkehr 38

2.2.3.2. Personenkraftwagen 47

2.2.3.3. Busse 51

2.2.3.4. Schienenverkehr 53

2.3. Synthetische Kohlenwasserstoffe 55

2.3.1. Aktuelle Projektionen und deren Determinanten 55

2.3.2. Zentrale Backstop-Optionen für synthetische Treibstoffe 57

2.3.2.1. Überblick 57

2.3.2.2. Einsatz synthetischer Treibstoffe im Luftverkehr 60

2.3.2.3. Einsatz synthetischer Treibstoffe im Seeverkehr 62

2.3.2.4. Einsatz synthetischer Treibstoffe im straßengebundenen Verkehr (Lkw- und Pkw-Verkehr) 63

3. Entwicklung des Aufkommens von klimaneutralem Wasserstoff 68

3.1. Erzeugung klimaneutralen Wasserstoffs in Deutschland 68

3.2. Importe von grünem Wasserstoff 70

3.2.1. Vorbemerkungen 70

3.2.2. Weltweite Wasserstofferzeugungspotenziale und einschränkende Faktoren 70

3.2.3. Entwicklung des kurzfristig (bis 2030) verfügbaren Exportpotenzials in EU-Nachbarländern 77

3.2.4. Abschätzung mittelfristiger Erzeugungspotenziale für Wasserstoff im Europäischen Wirtschaftsraum und Großbritannien (Zeithorizont 2030) 79
3.2.5. Erwartbares Importaufkommen in Phasen 81
3.3. Weitgehend klimaneutraler Wasserstoff aus Erdgas 83

4. Entwicklung der Wasserstoff-Infrastrukturen 86
4.1. Fernleitungs-Startnetz 86
4.2. Voll entwickeltes Fernleitungsnetz 89
4.3. Wasserstoff-Verteilnetze 91
4.4. Wasserstoff-Tankstellen-Infrastruktur für den Straßengüterfernverkehr 96
4.5. Wasserstoff-Importinfrastrukturen 99

5. Erwartbare Kostenentwicklungen und Schließung der Kostendeckungslücke 102
5.1. Einführung 102
5.2. Kostenentwicklungen für Wasserstoff und Wasserstoffderivate 103
5.2.1. Kosten von Elektrolyseanlagen und deren Einfluss auf die Wasserstoffkosten 103
5.2.2. Stromkosten für die Wasserstofferzeugung und deren Einfluss auf die Wasserstoffkosten 105
5.2.2.1. Vorbemerkungen 105
5.2.2.2. Stromgestehungskosten 106
5.2.2.3. Netznutzungsentgelte 108
5.2.2.4. Steuern, Umlagen und Abgaben 109
5.2.2.5. Kompensation indirekter CO_2-Kosten 112
5.2.2.6. Zusammenschau 114
5.2.3. Zwischenfazit: Kosten der elektrochemischen Erzeugung von Wasserstoff mit der Elektrolyse 117
5.2.4. Kosten der Erzeugung von blauem Wasserstoff und deren Einflussgrößen 119
5.2.5. Kosten der Erzeugung von synthetischen Kraftstoffen und deren Einflussgrößen 121
5.2.6. Exkurs: Kosten neuer Anwendungstechnologien und deren Förderung 123
5.3. Finanzierungsbedarfe für die Schließung der Kostendeckungslücken 129
5.4. Möglichkeiten zur Schließung der Kostendeckungslücken 137
5.4.1. Überblick 137

5.4.2. CO_2-Bepreisung über das europäische Emissionshandelssystem 139

5.4.3. CO_2-Bepreisung jenseits des derzeitigen europäischen Emissionshandelssystems 145

5.4.4. Produkt- und Absatzförderung 147

5.4.5. Nutzungsverpflichtungen 151

6. Zertifizierung von klimaneutralem Wasserstoff 152

6.1. Grundsätzliche Zielstellung und Funktionsweisen von Zertifizierung 152

6.2. Bestehende Regelungen und Systeme als Grundlagen für ein Zertifizierungssystem für Wasserstoff 155

6.3. Elemente eines zukunftsfähigen Zertifizierungssystems und die notwendigen Aufbauschritte 159

7. Zwischenfazit: Ausgangspunkte, Rahmenbedingungen, Notwendigkeit und Möglichkeiten einer aktiven Sektorallokation 167

8. Handlungsprogramm der Wasserstoffstrategie 2.0 172

8.1. Einführung 172

8.2. Sektorallokation, Anwendung von Wasserstoff und Wasserstoff-Derivaten und deren Finanzierung 173

8.2.1. Strategische Ansätze 173

8.2.2. Transformationspaket Industrie 174

8.2.3. Reformpaket für den EU ETS 177

8.2.4. Markthochlaufinstrument Wasserstoff-KWK 180

8.2.5. Markthochlaufpaket synthetische Flüssigkraftstoffe für den Flugverkehr 183

8.2.6. Markthochlaufpaket Schwerlastfernverkehr 185

8.3. Infrastruktur und deren Finanzierung 188

8.3.1. Strategische Ansätze 188

8.3.2. Robustes Förderprogramm On-site-Erzeugung 190

8.3.3. Beschleunigte Umsetzung des Wasserstoff-Startnetzes 192

8.3.4. Umbaukonzept Gas-Verteilnetze 193

8.3.5. Tankstellen-Infrastruktur für den Straßengüterferntransport 196

8.3.6. Innovationspaket Wasserstoff-Langstreckentransport 198

8.4. Wasserstoff-Aufkommen 200

8.4.1. Strategischer Hintergrund 200

8.4.1.1. Beschleunigter Ausbau der regenerativen Stromerzeugung 200

8.4.1.2. Wasserstoff-Aufkommen 201

8.4.2. Ausweitung des deutschen Elektrolyse-Ziels 202
8.4.3. Reform der EEG-Finanzierung 203
8.4.4. Sicherung eines Segments für blauen Wasserstoff im deutschen Aufkommen 205
8.5. Governance 207
8.5.1. Strategischer Hintergrund 207
8.5.2. Zielbenchmarks für Wasserstoffkosten und Zielkorridore für das Wasserstoffaufkommen 208
8.5.3. Umwelt- und Energie-Beihilfeleitlinien 209
8.5.4. Forum der Wasserstoff-Nachbarn 212
8.5.5. Zukunftsfähiges Zertifizierungskonzept 213
9. Referenzen 217
9.1. Literatur 217
9.2. Rechtliche Regelungen 230
Anhang Basisdaten für die Modellanalysen zu Lkw und Pkw 232

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1: Hochlauf der Wasserstoffnachfrage in Bandbreiten aus der Szenarien-Analyse, 2030-2050 25

Abbildung 2-2: Hochlauf der Wasserstoffnachfrage im Industriesektor, 2025-2050 26

Abbildung 2-3: Strompreispfade für Wärmepumpen-Tarife, 2020-2035 31

Abbildung 2-4: Vergleich der durchschnittlichen Wärmegestehungskosten und des Strombedarfs für die Wärmeversorgung in einem Einfamilienhaus 32

Abbildung 2-5: Kapitalwertvergleich zwischen einem unsanierten Einfamilienhaus mit Wasserstoff-Wärmeversorgung und der Sanierung des Gebäudes inkl. Luft-Wärmepumpe 35

Abbildung 2-6: Heatmap für den Kostenvergleich zwischen der Wärmeversorgung mit Wärmepumpen und Wasserstoff für verschiedene Wasserstoff-Preispfade (Grenzübergangs-/Großhandelspreis) 37

Abbildung 2-7: Möglicher Fahrplan zur Erreichung der Ziele des Klimaschutzprogramms 2030 39

Abbildung 2-8: Jährliche TCO-Differenzkosten ggü. fossilem Diesel-Lkw und zur Kompensation benötigter CO_2-Preis, 2030 44

Abbildung 2-9: Jährliche TCO-Differenzkosten ggü. fossilem Diesel-Lkw und zur Kompensation benötigter CO_2-Preis bei Berücksichtigung von Zuschüssen auf Investitionsmehrkosten (Jahresfahrleistung: 120.000 km), 2030 44

Abbildung 2-10: Jährliche TCO-Differenzkosten ggü. fossilem Diesel-Lkw und zur Kompensation benötigter CO_2-Preis, 2040 45

Abbildung 2-11: Jährliche TCO-Differenzkosten ggü. batterieelektrischen Pkw (reale Reichweite 400 km, Fahrzeugsegment: groß) mit Referenzstrompreis, 2030 50

Abbildung 2-12: Jährliche TCO-Differenzkosten ggü. batterieelektrischen Pkw (reale Reichweite 400 km, Fahrzeugsegment: groß) mit Referenzstrompreis, 2040 50

Abbildung 2-13: Bandbreite der Nachfrage nach flüssigen synthetischen Energieträgern bzw. Rohstoffen, 203-2050 56

Abbildung 2-14: Zeitlicher Ablauf der Technologieentwicklung und des möglichen Aufbaus von Produktionskapazitäten von synthetischen Treibstoffen 60

Abbildung 2-15: Jährliche TCO-Differenzkosten ggü. fossilem Diesel-Lkw und zur Kompensation benötigter CO_2-Preis, 2030 65

Abbildung 2-16: Jährliche TCO-Differenzkosten ggü. fossilem Diesel-Lkw und zur Kompensation benötigter CO_2-Preis, 2040 66

Abbildung 2-17: Jährliche TCO-Differenzkosten ggü. batterieelektrischen Pkw mit Referenzstrompreis, 2030 66

Abbildung 3-1:	Projektionen und Ziele der Nationalen Wasserstoffstrategie für den Ausbau von Elektrolysekapazitäten in Deutschland, 2030-2050	68
Abbildung 3-2:	Kosten unterschiedlicher Optionen des Langstreckentransports von Wasserstoff in Abhängigkeit der Transportdistanz	73
Abbildung 3-3:	Potentiale und Kosten der Produktion von grünem Wasserstoff in der EU, dem Vereinigten Königreich und Norwegen, ohne und mit Infrastruktur- bzw. Erzeugungsrestriktionen, 2030	80
Abbildung 4-1:	Startnetz für das Wasserstoff-Fernleitungsnetz und die folgende Ausbaustufe, 2030 und 2035	86
Abbildung 4-2:	Entwicklung des erweiterten Wasserstoff-Fernleitungsnetzes, 2035 und 2040	89
Abbildung 4-3:	Investitionen in das deutsche Gasverteilnetz, 2009-2020	94
Abbildung 4-4:	Kosten für den Seetransport von Wasserstoff von Saudi-Arabien nach Rotterdam in verschiedenen Varianten, 2030	100
Abbildung 5-1:	Investitionskosten für Elektrolyseanlagen und fixe Wasserstoff-Erzeugungskosten	104
Abbildung 5-2:	Großhandelspreise für Strom und korrespondierende variable Wasserstoff-Erzeugungskosten, 2011-2020	107
Abbildung 5-3:	Historische Entwicklung und Projektion der kompensationsfähigen CO_2-Einpreisung im Strommarkt, 2010-2030	113
Abbildung 5-4:	Erzeugungskosten für Elektrolyse-Wasserstoff und deren wichtigste Einflussgrößen	118
Abbildung 5-5:	Erzeugungskosten für blauen Wasserstoff und deren wichtigste Einflussgrößen	120
Abbildung 5-6:	Erzeugungskosten von synthetischen Kraftstoffen und deren wichtigste Einflussgrößen	121
Abbildung 5-7:	Hebel zur Schließung der Kostendeckungslücke für den Einsatz von klimaneutralem Wasserstoff	138
Abbildung 5-8:	Entwicklung der CO_2-Preise im Emissionshandelssystem der Europäischen Union, 2003-2021	139
Abbildung 6-1:	Elemente von Zertifizierungssystemen	152
Abbildung 6-2:	Technische Anwendungsfälle für die Versorgung mit erneuerbarem Strom und den Transport des so erzeugten grünen Wasserstoffs hin zum Verbraucher	161
Abbildung 8-1:	Bedarf an regenerativem Strom für die Wasserstofferzeugung Elektrolyse für unterschiedliche Trajektorien zur Erreichung von Klimaneutralität, 2025-2050	200

Abbildung A- 1: Jährliche TCO-Differenzkosten ggü. fossilen Diesel-Lkw und zur Kompensation benötigter CO_2-Preis, 2040 234

Abbildung A- 2: Jährliche TCO-Differenzkosten ggü. batterieelektrischen Pkw (reale Reichweite: 400 km, Fahrzeugsegment: groß) mit Referenzstrompreis, 2040 235

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1:	Für den Studienvergleich berücksichtigte Szenarien	22
Tabelle 2-2:	Determinanten der Nachfrage nach Wasserstoff und Folgeprodukten	23
Tabelle 2-3:	Gebäudemerkmale und energetische Kennwerte der Typgebäude	29
Tabelle 2-4:	Schwellenwerte für Wasserstoff-Endverbraucherpreise zum Erreichen der Kostenparität mit den Wärmegestehungskosten von Wärmepumpen	34
Tabelle 2-5:	Anlegbare Grenzübergangs- bzw. Großhandelspreise für Wasserstoff bei unterschiedlichen Kostendegressionsraten für Wärmepumpen in 2035	36
Tabelle 2-6:	Determinanten für den Bedarf an synthetischen Treibstoffen	55
Tabelle 3-1:	Verteilung des Erzeugungspotentials für grünen Wasserstoff anhand des infrastrukturellen Zugangs- und des Kreditausfallrisikos	72
Tabelle 3-2:	Phasen des Hochlaufs für den Import von grünem Wasserstoff	82
Tabelle 4-1:	Eckdaten des Wasserstoff-Startnetzes, 2025-2030	87
Tabelle 4-2:	Erdgas-Ausspeisemengen der unterschiedlichen Gas-Netzebenen und sektoral Erdgasverbräuche, 2019	92
Tabelle 4-3:	Mögliche Ausbaupfade eines H_2-Tankstellennetzes abgeleitet aus Markthochlaufszenarien für den Straßengüterfernverkehr	97
Tabelle 5-1:	Investitionskosten und mögliche Fördermittelniveaus für die Umstellung der Hochofen-Oxygenstahl- auf die Direktreduktions-Elektrostahl -Route für eine Erzeugungskapazität von 10 Mio. t Rohstahl jährlich	125
Tabelle 5-2:	Zusätzliche Anschaffungskosten und mögliche Fördermittelniveaus für den Markthochlauf von Brennstoffzellen-Fahrzeugen für den Schwerlastverkehr auf der Langstrecke, 2027-2035	127
Tabelle 5-3:	Wasserstoffbezogene Differenzkosten für den Markthochlauf des Wasserstoffsegments in der deutschen Volkwirtschaft, 2026-2040	131
Tabelle 5-4:	Transfernotwendigkeiten für Investitionen bzw. Anschaffungen sowie die Beschaffung des erforderlichen Wasserstoffs	135
Tabelle 5-5:	Energiesteuern für Diesel und Ottokraftstoff und die implizite CO_2-Bepreisung	146
Tabelle 5-6:	Energiesteuern für Brennstoffe und die implizite CO_2-Bepreisung	147
Tabelle 6-1:	Nachhaltigkeits-Aspekte bei der Zertifizierung von importiertem Wasserstoff	162

Tabelle A- 1: Annahmen für die Gesamtkostenrechnung für Lkw im Straßengüterfernverkehr in Kapitel 2.2.3.1 und 2.3.2.4 232
Tabelle A- 2: Annahmen für die Gesamtkostenrechnung für Pkw (Fahrzeugsegment: groß, hohe Fahrzeugreichweite) in Kapitel 2.2.3.2 und 2.3.2.4 233

1. Einführung

Spätestens mit dem neuen Zielparadigma einer klimaneutralen Volkswirtschaft in der EU und in Deutschland bis zum Jahr 2050 ist die Rolle von Wasserstoff in einer Energiewendestrategie zur Klimaneutralität unübersehbar geworden. Mit der Nationalen Wasserstoffstrategie (BMWi 2020a) wie auch der Wasserstoffstrategie für die Europäische Union (EC 2020a) ist Wasserstoff als wichtige Säule der in den nächsten Jahren bevorstehenden Transformationsprozesse auch programmatisch fixiert worden.

Trotz eines großen Konsenses zur wichtigen Rolle von Wasserstoff und Wasserstoffderivaten unterscheiden sich die Schwerpunktsetzungen und Zukunftserwartungen in der Wasserstoff-Frage teilweise fundamental. Denn der Einsatz von Wasserstoff spielt nicht nur aus einer sehr allgemeinen Perspektive auf die notwendigen Emissionsreduktionen eine große Rolle, er eröffnet auch die Möglichkeit sehr unterschiedlich ausgeprägter Entwicklungspfade in Richtung Klimaneutralität. Diese sind jeweils von einer Vielzahl von Annahmen und Voraussetzungen abhängig, die dem Diskurs zu den notwendigen politischen Weichenstellungen zugänglich gemacht werden müssen. Der neue Energieträger bzw. Rohstoff Wasserstoff bildet auch eine wichtige Facette in den zunehmend drängender werdenden Fragen zur zukünftigen Rolle von Gasinfrastrukturen bzw. dem Wert dieser Infrastrukturen. sowie der Notwendigkeit von forcierten Technologiewechselprozessen bzw. der Rolle von Wasserstoffderivaten in der Kombination mit den bisher dominierenden Technologie- oder Antriebskonzepten.

Darüber hinaus entwickeln sich die Wissensstände im Bereich Wasserstoff- und Wasserstoffderivaten ausgesprochen dynamisch. Die Zahl der Szenarienanalysen wie auch spezifischer Analysen zu Technik, Kosten und Wirtschaftlichkeit, Infrastruktur und Umsetzungsinstrumenten hat im Verlauf der letzten Monate bzw. der letzten 2 Jahre erheblich zugenommen. Auch wenn einige dieser Analysen einen starken legitimatorischen Charakter haben und es nach wie vor ein großes Defizit an Clearing-Prozessen zur Abklärung und Einordnung der Wissensstände, Methoden und Argumentationslinien gibt, kann die Diskussion um Wasserstoff auf eine breite Basis von Informationsgrundlagen wie nie zuvor zurückgreifen.

Gleichwohl ist für die Weiterentwicklung der deutschen Wasserstoffstrategie ein neues Niveau der Spezifikation notwendig. Dies betrifft einerseits die konkreten politischen Umsetzungsstrategien und -instrumente, andererseits aber auch die konkretisierungsbedürftigen Zeithorizonte 2030, 2035 und 2040, für die die relevanten Entscheidungen in den nächsten wenigen Jahren getroffen werden müssen. Gerade für diese Zeiträume sind die Freiheitsgrade der vorstellbaren Entwicklungen deutlich eingeschränkter als für die in den Diskussionen oft dominierende und letztlich auch unverzichtbare Perspektive auf das Jahr 2045/2050.

Vor diesem Hintergrund wird mit der hier vorgelegten Untersuchung der Versuch unternommen, einerseits einige analytische Lücken zu schließen und andererseits das vorliegende Material so zu sichten und auszuwerten, dass konkretere Empfehlungen für die Umsetzung der notwendigen Strategien und Instrumente gegeben und an einigen Stellen auch Verbreiterungsvorschläge für die Nationale Wasserstoffstrategie abgeleitet werden können. Das Ziel der Untersuchung ist somit die Erarbeitung von sorgfältig begründeten Vorschlägen für eine Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie. Dieses programmatische Dokument soll mit den erarbeiteten Vorschlägen nicht ersetzt,

sondern in ausgewählten und besonders wichtigen Bereichen fortgeschrieben und ergänzt werden. Einige Themenkomplexe der Nationalen Wasserstoffstrategie werden in dieser Untersuchung explizit nicht oder nur am Rande behandelt (z.B. mit Blick auf internationale Aktivitäten), ohne dass damit die Relevanz und Dringlichkeit dieser Themen in Abrede gestellt werden kann oder soll.

In einem ersten Untersuchungsgang (Kapitel 2) wird die Entwicklung der Nachfrage nach Wasserstoff und Wasserstoffderivaten behandelt. Dabei wird weniger auf die inzwischen breit und vielfältig vorliegenden Szenarienvergleiche abgestellt (die in den Abschnitten 2.1, 2.2.1 sowie 2.3.1 kurz referiert und eingeordnet werden), sondern es erfolgt eine spezifische Analyse der Wasserstoffanwendungen bzw. der entsprechenden Alternativoptionen für Sektoren, für die der Einsatz von Wasserstoff und Wasserstoffderivaten an vielen Stellen kontrovers diskutiert wird. Methodisch basiert dieser Untersuchungsgang auf einer Analyse der Backstop-Optionen für den Wasserstoffeinsatz. Es wird also der Frage nachgegangen, wie sich der Einsatz von Wasserstoff im Vergleich mit den *realiter* konkurrierenden Optionen darstellt. Im Vordergrund stehen dabei Kostenfragen, es werden aber auch Aspekte wie Hochlauftrajektoren und Zeitfenster für den Wettbewerb der unterschiedlichen Optionen diskutiert. Mit Blick auf die wirtschaftliche Einordnung der Einsatzoptionen von Wasserstoff und Wasserstoffderivaten basieren die Analysen durchgängig auf einem sensitivitätsorientierten Ansatz. Damit wird kein fest definierter Annahmensatz für die jeweils relevantesten Einflussparameter verwendet, sondern gezeigt, wie sich Veränderungen bei diesen Parametern auf die jeweiligen Ergebnisse auswirken. Letztlich ermöglicht dieser Ansatz eine Einschätzung der Robustheit der Ergebnisse aus den ökonomischen Analysen bzw. eine Einordnung dieser Ergebnisse in Abhängigkeit von den unterschiedlichen Basisannahmen, Einschätzungen bzw. Grundüberzeugungen.

Anwendungsbereiche, für die der Einsatz von Wasserstoff weitgehend unstrittig ist, werden im Kapitel 2 nicht weiter behandelt.

Die Aufkommensseite des Wasserstoffsektors wird im Kapitel 3 behandelt. Neben einer kurzen Beschreibung der in Deutschland erwartbaren Wasserstoffproduktion für die verschiedenen Zeithorizonte sowie der möglichen Rolle von blauem Wasserstoff steht dabei eine differenzierte Analyse der möglichen Wasserstoffimporte nach Deutschland im Vordergrund (Abschnitt 3.2). Hier stehen die Potenziale für die regenerative Stromerzeugung, aber auch Transportentfernungen und Transportkosten sowie die Herausforderungen im Vordergrund, die durch die *Governance*-Situation in den jeweiligen Staaten und Regionen entstehen können.

Die zentrale Frage der Wasserstoff-Infrastrukturen wird im folgenden Analyseschritt diskutiert (Kapitel 4). Schwerpunkte bilden dabei die oft wenig beachtete Entwicklung einer möglichen Wasserstoff-Tankstellen-Infrastruktur für den Schwerlast-Straßenverkehr auf der Langstrecke (Abschnitt 4.4) sowie ein Aufriss der spezifischen Herausforderungen für die Gas-Verteilnetze im Zuge eines Markthochlaufs für die Wasserstoffwirtschaft in Deutschland.

Im Kapitel 5 werden der Stand und die erwartbaren Entwicklungen für die Kosten der Wasserstofferzeugung in relativ großem Detail referiert und diskutiert (Abschnitt 5.2). Auf dieser Grundlage wird der Versuch unternommen, auf Grundlage der Projektion „Klimaneutrales Deutschland“ (Prognos; Öko-Institut; Wuppertal Institut 2020) eine Abschätzung der Gesamtkosten sowie der letztlich notwendigen Transfers zur Flankierung

des Technologiewechsels und der Kostendifferenzen für den nachgefragten Wasserstoff vorzunehmen (Abschnitt 5.3). Im Anschluss daran werden ausgewählte Instrumente diskutiert und spezifiziert, die einen Beitrag zur Schließung der verschiedenen Kostendeckungslücken leisten können (Abschnitt 5.4).

Vor dem Hintergrund der Tatsache, dass Zertifizierungsfragen für den Hochlauf eines Wasserstoffsegments in der deutschen europäischen Volkswirtschaft eine extrem wichtige Rolle spielen müssen, wird dieser Themenbereich konzeptionell und hinsichtlich ausgewählter Einzelaspekte aufgearbeitet (Kapitel 6).

Als Zwischenfazit der bis dahin präsentierten Analysen wird im Kapitel 7 eine Reihe von Schlussfolgerungen für die strategische Ausrichtung des Wasserstoffhochlaufs gezogen und der strategische Ansatz einer aktiven Sektorallokation des Wasserstoffs abgeleitet.

Auf dieser Grundlage werden im abschließenden Kapitel 8 insgesamt siebzehn Vertiefungs- und Erweiterungsthemen für die Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie abgeleitet, beschrieben und eingeordnet.

2. Entwicklung der Nachfrage von klimaneutralem Wasserstoff

2.1. Überblick

Zur Rolle von Wasserstoff und Wasserstoffderivaten für die zukünftigen Energiesysteme bzw. die zukünftigen Industriestrukturen liegt mittlerweile einer Vielzahl von Szenarien und Projektionen vor, die sowohl die Nachfrage als auch das Aufkommen quantitativ und in teilweise erheblicher Differenzierung modellieren. Die aktuelle Bandbreite dieser Modellierungsarbeiten wurden detailliert in Metastudien ausgewertet (vgl. Öko-Institut 2020). An dieser Stelle soll daher diese Einzeldarstellung nicht wiederholt, sondern die wichtigsten Bandbreiten sowie insbesondere deren Determinanten erläutert werden. Zudem werden neue Studien berücksichtigt (z.B. Prognos; Öko-Institut; Wuppertal Institut 2020; 2021) sowie ein besonderer Fokus auf die Szenarienjahre 2030 bis 2040 gelegt. Für die Ermittlung der Bandbreiten sind die in Tabelle 2-1 dargestellten Studien berücksichtigt.

Tabelle 2-1: Für den Studienvergleich berücksichtigte Szenarien

Studie	Szenario	Kurzbeschreibung
Fraunhofer ISE (2020) Klimaneutrales Energiesystem	Beharrung	Steigende Nachfrage Verkehr und Gebäudewärme; Weiternutzung von Verbrennungsmotoren und Gaskesseln
	Inakzeptanz	Verstärkter Ausbau von PV-Kapazitäten aufgrund fehlender Akzeptanz für Windkraftanlagen
	Suffizienz	Stark sinkender Energieverbrauch
	Referenz	Steigender Energieverbrauch
dena (2018) Leitstudie	TM95	Technologiemix auf Basis synthetischer Kraftstoffe
	EL95	Starke Elektrifizierung
SKN/Agora (2020) Klimaneutrales Deutschland	Klimaneutral 2050 (KN2050)	Technologiemix, Effizienz und CCS für Restemissionen
SKN/Agora (2021) Klimaneutrales Deutschland	Klimaneutral 2045 (KN2045)	Technologiemix, Effizienz und CCS für Restemissionen
Forschungszentrum Jülich (2019) Transformationspfade	Szenario 95	Starke Elektrifizierung und Effizienz; Einsatz von Wasserstoff im Verkehr
Prognos (2018) Status und Perspektiven flüssiger Energieträger	PtX95	Einsatz von synthetischen Kraftstoffen und CCS
BDI (2018) Klimapfade	KP 95%	Starke Elektrifizierung; CCS
EWI (2017) Energiemarkt 2030/50	Revolution	Starke Elektrifizierung
	Evolution	Verstärkter Einsatz von synthetischen Kraftstoffen

Quelle: Öko-Institut

Bezüglich der Datenlage in den genannten Studien ist für die hier angestellten Vergleich zu beachten, dass

- Daten für das Stützjahr 2040 in einigen Studien fehlen,
- nicht alle Studien den stofflichen Bedarf in der Industrie abbilden bzw. nicht genau darstellen in welchem Umfang dieser abgebildet wird,
- der Umgang mit dem von Deutschland ausgehenden internationalen Verkehr nicht in allen Studien klar dargestellt ist;

- die Erzeugungsart, d.h. die „Farbe“ des Wasserstoffs nicht detailliert ausgewiesen wird;
- zum Teil der Sammelbegriff ‚erneuerbaren Gase‘ genutzt wird und sich nicht immer Rückschlüsse auf die Art des Gases ziehen (z.B. Wasserstoff oder Bio-Methan) lassen;
- die Wasserstoffderivate in einigen Studien nicht differenziert behandelt bzw. ausgewiesen werden;

Tabelle 2-2: Determinanten der Nachfrage nach Wasserstoff und Folgeprodukten

Determinante	Effekt	Erläuterung
Ambitionsniveau THG-Minderung	▲ je höher das Ambitionsniveau, desto größer die Nachfrage	Für die langfristige Perspektive (2050) erreichen alle hier berücksichtigten Projektionen eine Emissionsminderung von mindestens 95%. Der zeitliche Verlauf des Bedarfs ändert sich jedoch auch mit den unterschiedlichen Emissionsminderungstrajektorien.
Effizienz- und Suffizienzambitionen	▼ hohe Ambitionen führen zu geringen Wasserstoffbedarfen	Es besteht ein direkter Zusammenhang zwischen geringerer Energienachfrage und der Nachfrage nach Brennstoffen.
Elektrifizierungsgrad	▼ hoher Elektrifizierungsgrad führt zu geringeren Wasserstoffbedarfen	Der Grad der Elektrifizierung wird besonders durch die Elektrifizierung in der Wärmebereitstellung und im Verkehrsbereich bestimmt. Hier konkurrieren elektrische und wasserstoffbasierte Technologien direkt miteinander.
Einsatz von CCS	▼ Einsatz von CCS führt zu geringeren Wasserstoffbedarfen	Carbon Capture and Storage (CCS) ist ein relativ teures THG-Vermeidungsinstrument. Es setzt an CO_2-Punktemissionen an und steht damit z.B. in direkter Konkurrenz zum Einsatz von Wasserstoff in der Industrie.
Einsatz von Biomasse	▼ signifikanter Einsatz von Biomasse führt zu geringeren Wasserstoffbedarfen	Brennstoffe, die auf Biomasse basieren, können direkt mit dem Einsatz von Wasserstoff konkurrieren.
Systemgrenzen	▲ Betrachtung aller Sektoren führt zu höheren Wasserstoffbedarfen	Insbesondere die Betrachtung der stofflichen Nachfrage in der Industrie ist nicht in allen Szenarien berücksichtigt.

Quelle: Öko-Institut

Bezüglich der unterschiedlichen mit Optimierungsmodellen erzielten Ergebnisse müssen bei der Interpretation der Daten die folgenden Punkte berücksichtigt werden.

- In gängigen Optimierungsstudien werden nur zum Teil zeitliche Effekte für die Umsetzung der Technologieoptionen berücksichtigt. Während das für Projektimplementierungsphasen von wenigen Jahren nicht ausschlaggebend ist, so werden Effekte wie z.B. der anstehende Kapitalstockersatz in Industriebranchen zum Teil nicht berücksichtigt.
- Diese Annahmen bezüglich des zeitlichen Verlaufs können sich auch auf die Nachfrage konkreter stofflicher Energieträger auswirken. Geringe Mengen Wasserstoff in den 2030er Jahren können mit großen Mengen (per Annahme günstiger) synthetischer Treibstoffe in den Jahren 2040 und 2050 auf der Emissionsebene kompensiert werden.

Die Nachfrage nach Wasserstoff und Folgeprodukte ist abhängig von den in der Tabelle 2-2 gezeigten Determinanten.

Die vergleichende Analysen in den Abschnitten 2.2.1und 2.3.1 zeigen, dass die Extremwerte der Bedarfs-Bandbreiten durch eine Kombination der Determinanten entstehen. Sehr geringe Nachfragen nach Wasserstoff und Folgeprodukte werden durch eine Kombination von starken Annahmen zur Effizienz- und Suffizienz in Kombination mit einem hohen Elektrifizierungsgrad (insbesondere im Individualverkehr und der Gebäudewärme) bzw. wenig ausgeprägtem Widerstand gegen die entsprechende Technologiewechselprozesse erreicht. Hohe Nachfragewerte entstehen insbesondere in Szenarien mit einem geringen Elektrifizierungsgrad, schwächeren Effizienz- und Suffizienzannahmen sowie einer gedämpften Dynamik in Richtung von Technologiewechselprozessen.

Da sich sowohl die Datenlage als auch die Dynamiken und Determinanten für die Entwicklungen in den Bereichen Wasserstoff und Wasserstoffderivaten teilweise deutlich unterscheiden, werden diese beiden Segmente im Folgenden differenziert behandelt.

2.2. Wasserstoff

2.2.1. Aktuelle Projektionen und deren Determinanten

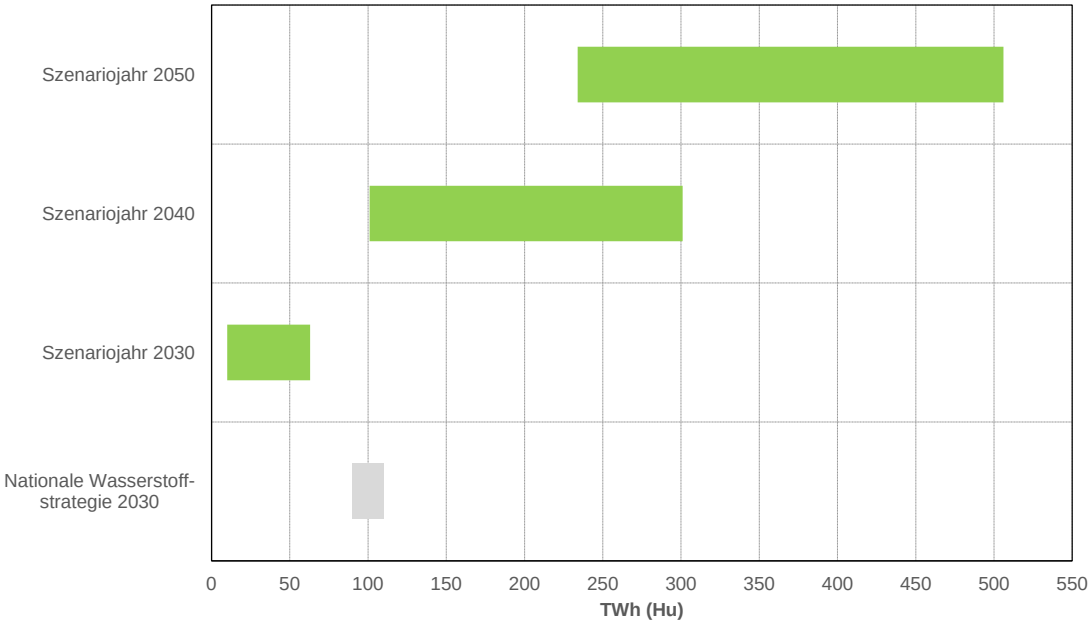
Die vergleichende Analyse für den Hochlauf der Nachfrage nach Wasserstoff (Abbildung 2-1) zeigt im Stützjahr 2030 eine nur geringe Nachfrage in Bereich zwischen ca. 10 und ca. 63 TWh. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die bereits bestehende Wasserstoffnachfrage in Deutschland (ca. 60 TWh) in den meisten Szenarien im Jahr 2030 noch durch Dampfreformierung von Erdgas bedient wird und entsprechend nicht als Wasserstoffnachfrage ausgewiesen wird. Die Bandbreite im Jahr 2040 zeigt mit ca. 30 TWh bis ca. 310 TWh eine sehr viel stärker ausgeprägte Spreizung. Im Szenariojahr 2050 liegt die Bandbreite der Nachfrage zwischen ca. 250 TWh und ca. 500 TWh. ISE (2020a) weist sehr geringe Werte aus, berücksichtigt in ihren Szenarien jedoch nicht die stoffliche Nachfrage beispielsweise aus der Stahl- und Grundstoffchemie. In diesen Fällen wurde für 2040 und 2050 eine zusätzliche Nachfrage von ca. 70 TWh für den stofflichen Bedarf angenommen (Prognos; Öko-Institut, Wuppertal-Institut 2021).

Die sektorale Nachfrage variiert stark zwischen den Szenarien und ist im Kern getrieben durch die Annahmen im Verkehrs- und Wärmesektor. Im Folgenden werden die einzelnen Sektoren genauer beleuchtet.

Wasserstoff findet im Stromsektor in den analysierten Szenarien in zwei Hauptanwendungsbereichen Eingang:

- Zum einen wird Wasserstoff zum Ausgleich des Stromsystems eingesetzt und hat eine Langzeitspeicherfunktion. Ob Wasserstoff direkt eingesetzt wird oder synthetisches Methan aus Wasserstoff, wird oft nicht ausgewiesen.
- Zum anderen wird Wasserstoff in KWK-Anlagen zur Strom- und Wärmeerzeugung eingesetzt. Die Betriebsweise der KWK-Anlagen kann dabei an die Bedürfnisse des Stromsystems in Grenzen angepasst werden.

Abbildung 2-1: Hochlauf der Wasserstoffnachfrage in Bandbreiten aus der Szenarien-Analyse, 2030-2050



Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts auf Basis der in Tabelle 2-1 analysierten Szenarien

Für die Ausgleichsfunktion im Stromsektor zeigen die Szenarien, die spezifische Daten zur Wasserstoffverwendung zur Verfügung stellen für 2030 bis zu ca. 15 TWh (FZJ; RWTH Aachen 2019; Prognos; Öko-Institut; Wuppertal Institut 2020; 2021), für 2040 zwischen ca. 50 TWh (FZJ; RWTH Aachen 2019) und ca. 100 TWh (EWI R&S 2017). Im Jahr 2050 werden zwischen 52 TWh (FZJ; RWTH Aachen 2019) und ca. 120 TWh erwartet (EWI R&S 2017).

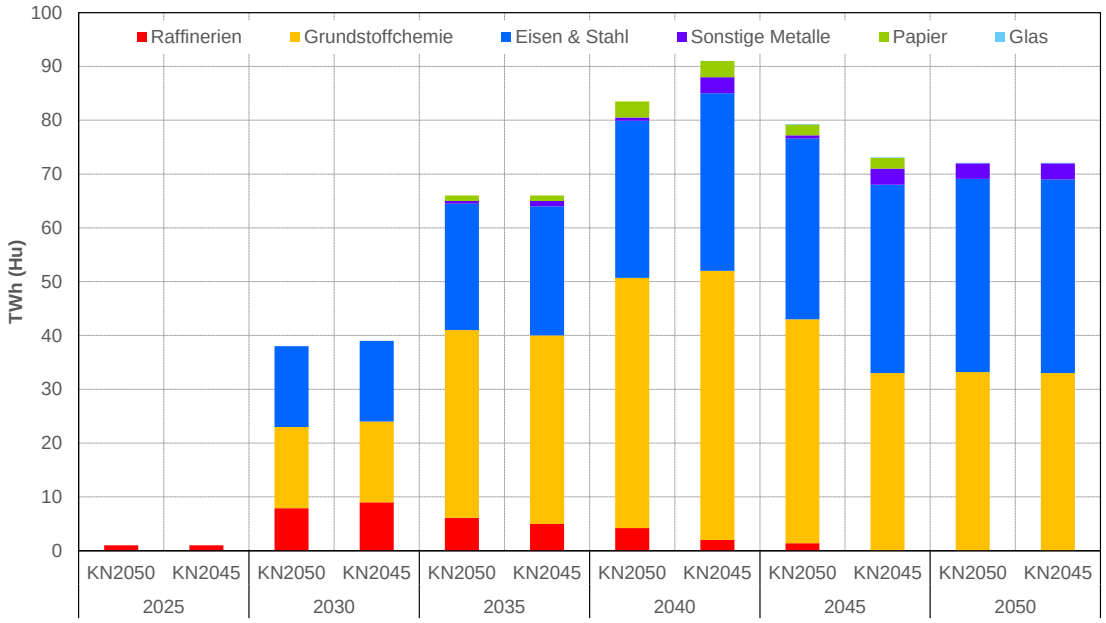
Die Determinanten für den unterschiedlichen Wasserstoffbedarf im Stromsektor, auch mit Blick auf den zeitlichen Verlauf, sind vor allem:

- Die Annahmen zur stromnetzseitigen europäischen Integration, da das Stromnetz mit seiner zeitlichen und geographischen Ausgleichsfunktion den Speicher- und Flexibilitätsbedarf im Stromsystem reduzieren kann.
- Die Annahmen zu sonstigen Flexibilitäts- und Stromspeicheroptionen. Darunter fallen Batteriespeicher, Pumpspeicherwerke aber auch Lastmanagement im gewerblichen als auch industriellen Bereich. Die Frage ist hier, ob die Langzeitspeicherfunktion der Rückverstromung von Wasserstoff nur in Extrem-Situationen (Kalte-Dunkel-Flaute) zum Einsatz kommt oder in vielen Stunden des Jahres Flexibilität im Stromsystem bereitstellt.
- Weitere Annahmen bezüglich des Ausbaus der Erneuerbaren Energien inkl. des Technologiemixes und der in Kauf genommenen Abregelung.

Mit Blick auf die Gebäudewärme wird in den Szenarienannahmen Wasserstoff zum Teil dem Erdgasnetz beigemischt, oder es wird in Brennstoffzellen oder Wasserstoff-Thermen aus Wasserstoff Wärme erzeugt. Zum Teil wird Wasserstoff auch in KWK-Anlagen eingesetzt (Prognos; Öko-Institut; Wuppertal Institut 2020). In diesem Fall findet also

Wasserstoff indirekt über Fernwärmeleitungen in der Gebäudewärme Anwendung. Das untere Ende der Bandbreite des Bedarfs liegt für das Jahr 2050 zwischen 27 TWh (FZJ; RWTH Aachen 2019) und 40 TWh (ISE 2020a, Szenario Suffizienz) während maximal bis zu 204 TWh (ISE 2020a, Szenarien Beharrung & Inakzeptanz) eingesetzt werden. Die Szenarienvariationen von ISE (2020a) zeigen dabei, dass insbesondere ein geringerer Einsatz von Wärmepumpen den Einsatz von Wasserstoff in der Gebäudewärme in die Höhe treibt. Für das Szenariojahr 2030 werden sehr geringe Bedarfe um die 1 TWh (FZJ; RWTH Aachen 2019; ISE 2020a) ausgewiesen.

Abbildung 2-2: Hochlauf der Wasserstoffnachfrage im Industriesektor, 2025-2050



Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts auf Basis von Prognos; Öko-Institut; Wuppertal Institut (2020; 2021)

Im Industriesektor wird Wasserstoff in den Szenarien hauptsächlich stofflich verwendet oder für die Hochtemperaturwärme eingesetzt. BCG; Prognos AG (2018) weichen davon ab, allokieren die verfügbare Biomasse in den Industriesektor und kommen somit auf geringe Wasserstoffbedarfe. ISE (2020a) berücksichtigen keinen stofflichen Bedarfe und können somit nur den Wasserstoffbedarf für die Hochtemperaturwärme ausweisen. Abbildung 2-2 zeigt den Verlauf des Wasserstoffbedarfs in Prognos; Öko-Institut; Wuppertal Institut (2020; 2021). Der größte Bedarf nach klimaneutralem Wasserstoff besteht in der Grundstoffchemie als *Feedstock* sowie für die Herstellung von Roheisen und Stahl. Effizienz- und Materialsubstitutionseffekte lassen den Wasserstoffbedarf nach dem Jahr 2040 wieder leicht zurückgehen. Für den Fall einer verstärkten Klimaschutzambition mit dem Ziel von Klimaneutralität im Jahr 2045 (Prognos; Öko-Institut; Wuppertal Institut 2021, KN2045) steigt der Wasserstoffbedarf in der zweiten Hälfte der 2030er Jahre sowohl in der Chemieindustrie als auch in der Stahlindustrie nochmals erkennbar stärker an als für die Trajektorie mit dem Ziel von Klimaneutralität im Jahr 2050 (Prognos; Öko-Institut; Wuppertal-Institut 2020, KN2050).

Wasserstoff im Verkehrssektor spielt in den meisten Szenarien insbesondere im Straßenfernverkehr eine Rolle. Für das Jahr 2050 weisen Szenarien mit geringen Wasserstoffnachfragen im Verkehrssektor Nachfrageniveaus zwischen 40 TWh (Prognos; Öko-Institut; Wuppertal Institut 2020) und 80 TWh (ISE 2020a) aus. Geringe Wasserstoffnachfragen können sich aus den folgenden Determinanten ergeben:

- die Rolle von synthetischen Kraftstoffen (meist aus dem Import) (siehe Kapitel 2.3.1);
- die angenommenen Verlagerungsmöglichkeiten vom Straßenschwerverkehr auf die Schiene und die Binnenschifffahrt;
- die Rolle batterieelektrischer Antriebe sowie Oberleitungslösungen auch im Schwerlastverkehr.

FZJ; RWTH Aachen (2019) ermitteln höhere Nachfragen für Wasserstoff im Verkehrsbereich und kommen auf 145 TWh im Jahr 2050. Zurückzuführen lässt sich dies insbesondere auf einen erheblichen Anteil (ca. 38%) von Brennstofffahrzeugen im PKW-Segment.

Die Importquoten für Wasserstoff und Folgeprodukte liegen zwischen 30 % und 100 %. Studien mit insgesamt hohen Energienachfragen und hohen Bedarfen an Wasserstoff und Folgeprodukten tendieren auch zu höheren Importquoten aufgrund der begrenzten erneuerbaren Potenziale in Deutschland. In den Szenarien, die Importmengen ausweisen, liegt die heimische Produktion von Wasserstoff ca. zwischen 100 und 200 TWh. Welche Energieträger genau importiert werden, wird in den meisten Studien nicht ausgewiesen. Es ist jedoch auch darauf hinzuweisen, dass der Import von Wasserstoff oder Folgeprodukten aus dem Ausland meist keiner Modellierung oder detaillierten Abschätzungen unterliegt. Zum Teil werden lediglich Annahmen zu den Kosten des importierten Wasserstoffs oder Import von synthetischen Kraftstoffen in die Modelle eingespeist und somit Energienachfragen im Modell dementsprechend gedeckt. Restriktionen wie Transportinfrastruktur oder zeitliche Hochlaufkurven der Erzeugungspotenzialhebung werden nicht berücksichtigt.

Zusammenfassend ergibt sich aus dem detaillierten Vergleich der unterschiedlichen Projektionen, dass

- Wasserstoff mengenmäßig in allen Szenarien eine relevante Rolle spielt, wobei erst nach dem Jahr 2030 Mengen von über ca. 50 TWh angenommen werden;
- für Wasserstoff und Folgeprodukte in fast allen Szenarien ein Import angenommen wird, die heimische Produktion von Wasserstoff bewegt sich relativ robust zwischen 100 und 200 TWh;
- Wasserstoff in allen Hauptsektoren (Industrie, Energiewirtschaft, Verkehr und Gebäudewärme) zum Einsatz kommt;
- die größten Bandbreiten bzw. Einschätzungsunterschiede bezüglich des Einsatzes in der (dezentralen) Gebäudewärmeerzeugung und dem Verkehrsbereich bestehen, hier bestehen enge Wechselwirkungen mit der Bewertung bzw. Einordnung der Direktelektrifizierung der entsprechenden Endanwendungen.

Mit Blick auf die großen Unterschiede bzw. strukturellen Differenzen zur Rolle von Wasserstoff für die (dezentrale) Wärmeerzeugung sowie den Verkehrssektor werden in den

folgenden Abschnitten die Ergebnisse einer Reihe von Einzelanalysen dargestellt, die dazu beitragen können, die aggregierten Entwicklungen auf der Szenarienebene bzw. deren Determinanten aus der Perspektive von Einzelanalysen einzuordnen. Diese Einzelanalysen beziehen sich dabei einerseits auf die Sichtung der Datenlage für die unterschiedlichen Subsektoren, andererseits aber auch auf den detaillierten ökonomischen Vergleich der verschiedenen Wasserstoffanwendungen mit den jeweiligen Backstop-Optionen, also den typischerweise konkurrierenden Technologie- oder Anwendungsalternativen.

2.2.2. Zentrale Backstop-Optionen für Wasserstoffanwendungen im Gebäudesektor

2.2.2.1. Grundlagen des Wirtschaftlichkeitsvergleichs

In der Mehrzahl der Klimaschutzszenarien für die Gebäudewärme spielt Wasserstoff in der dezentralen Wärmeerzeugung auch langfristig keine oder höchstens eine vernachlässigbare Rolle. Der Einsatz von Wasserstoff wird lediglich in der Fernwärmeerzeugung (dort als Residuallösung) vorgesehen (z.B. Prognos; Öko-Institut; Wuppertal Institut 2020; 2021; BCG; Prognos AG 2018). Die Schlüsseltechnologie bei der dezentralen Gebäudewärme ist hier die Wärmepumpe. Solarthermie wird aufgrund ihrer Saisonalität nur einen begrenzten Beitrag (insbesondere zur Warmwassererzeugung) leisten. Geothermie ist auf die Regionen mit geeigneten Potenzialen begrenzt. Biomasse, und dort vor allem Holzprodukte (Pellets, Scheitholz, Hackschnitzel), werden auch weiterhin als klimaneutrale Energieträger eingesetzt. Allerdings nur in begrenztem Umfang, da Biomasse in anderen Sektoren (vor allem für die Prozesswärmeerzeugung in der Industrie) stärker benötigt wird als zur Erzeugung von Niedertemperaturwärme im Bereich der Gebäude.

In einigen Analysen kommt jedoch auch dem Einsatz von Wasserstoff zur Wärmeerzeugung eine größere Rolle zu. Dabei soll Erdgas unter Beibehaltung und Umbau der Gasinfrastruktur sukzessive durch Wasserstoff ersetzt werden. Wasserstoff kann heute schon anteilig ins Erdgasnetz eingespeist und bis zu einem gewissen Umfang von Gasheizungen verwendet werden. In der Praxis können heutige Gasthermen Wasserstoffanteile von bis zu 20 Volumenprozent (Vol.-%) problemlos nutzen, bezogen auf den Energiegehalt des Gasgemisches entspricht dies einem Anteil von 7%.[1] Einige Hersteller haben inzwischen aber auch spezielle Heizkessel entwickelt, die mit reinem Wasserstoff betrieben werden können. Wichtige technische Voraussetzungen sind spezielle Brennerdüsen und sicherheitstechnische Einrichtungen. Bezogen auf die Einsatzhierarchie von Wasserstoff wird vereinzelt sogar gefordert, mit dem Wasserstoffeinsatz prioritär bei der Gebäudewärme zu beginnen (DVGW 2020).

Die langfristigen Kosten der Wärmeerzeugung aus grünem Wasserstoff lassen sich nur mit großen Unsicherheiten abschätzen. Diese bestehen vor allem im Hinblick auf die Erzeugungs- sowie Infrastrukturkosten. Letztere umfassen insbesondere die Kosten des

[1] Dieser geringere energetische Anteil ergibt sich aus dem geringeren Heizwert von Wasserstoff, der bezogen auf das Gasvolumen und den unteren Heizwert, nur etwa ein Drittel dessen von Erdgas beträgt. Bei einem Volumenanteil von 10% am Wasserstoff-/Erdgasgemischt ergibt sich ein Energieanteil von gut 3% für Wasserstoff, bei einem Volumenanteil von 50% ein Energieanteil von etwa 23% sowie bei einem Volumenanteil von 75% ein Energieanteil von 47%.

Infrastrukturumbaus (Umbau des Gasverteilnetzes für die Wasserstoffnutzung) sowie der Infrastrukturnutzung. Sollte sich infolge energetischer Sanierungsmaßnahmen und durch den Umstieg auf Wärmepumpen und Fernwärme die Auslastung der Gasverteilnetze verringern, führt dies zu höheren Netzentgelten und damit steigenden Endverbraucherpreisen (vgl. dazu Kapitel 4.3).

Unterstellt man bei Hauseigentümern ein ökonomisch rationales Investitionsverhalten, lässt sich jedoch über einen Wirtschaftlichkeitsvergleich verschiedener Heizungsalternativen eine Einordung vornehmen, in welchem Preiskorridor Wasserstoff angeboten werden müsste, um eine attraktive Alternative zu den herkömmlichen EE-Wärmetechnologien darzustellen.

Nachfolgend erfolgt deswegen ein Wirtschaftlichkeitsvergleich verschiedener Wärmepumpen-Optionen, die in verschiedenen Typgebäuden eingesetzt werden. Die daraus abgeleiteten durchschnittlichen Wärmegestehungskosten bilden den Preis-Benchmark für den alternativen Einsatz von Wasserstoff.

Der Wirtschaftlichkeitsvergleich erfolgt für jeweils ein typisches Ein- (EFH) und Mehrfamilienhaus (MFH) aus den 60er Jahren. Die Parametrisierung der beiden Typgebäude in Form der Gebäudegeometrie, bauphysikalischer Gebäudemerkmale und energetischer Kennwerte basiert auf der Gebäudetypologie des Instituts für Wohnen und Umwelt (IWU 2015a). Für jedes der beiden Typgebäude werden drei energetische Zustände betrachtet: ein energetisch weitgehend unsanierter Zustand, ein teilsanierter Zustand, der in etwa den Sanierungsanforderungen des Gebäudeenergiegesetzes (GEG) entspricht sowie ein energetisch gut sanierter Zustand. Die Gebäudemerkmale zeigt Tabelle 2-3.

Tabelle 2-3: Gebäudemerkmale und energetische Kennwerte der Typgebäude

		EFH			MFH		
		unsaniert	teilsaniert	saniert	unsaniert	teilsaniert	saniert
Wohnfläche	m²	---------- 110 ----------			---------- 2.845 ----------		
Gebäudevolumen	m³	---------- 503 ----------			---------- 8.318 ----------		
Gebäudeheizlast	kW_{th}	15,3	10,3	6,6	246	128	95
Wohnflächenbezogener Endenergiebedarf*	$kWh/m^2_{Wfl}*a$	277	187	120	182	95	70
Endenergiebedarf*	kWh/a	30.520	20.550	13.200	517.040	269.500	199.120
Anmerkung: * verbrauchskorrigierte Werte							

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Für beide Typgebäude wird jeweils eine Luft-Wasser- und eine Erdsonden-Wärmepumpe betrachtet. Die Effizienz in Form der Jahresarbeitszahl hängt bei beiden Systemen im Wesentlichen von der Temperaturdifferenz zwischen der Wärmequelle (z.B. Luft, Erdreich, Grundwasser) und dem Temperaturniveau des Heizungssystems ab. Letzteres wird durch verschiedene Faktoren beeinflusst, insbesondere den Effizienzstandard des Gebäudes und die Größe der Heizflächen. Wegen der durchschnittlich höheren Quelltemperatur erreichen Erdsonden-Wärmepumpen tendenziell eine höhere Jahresarbeitszeit als Luft-Wärmepumpen. Für die Luftwärmepumpen werden Jahresarbeitszahlen zwischen 2,3 (MFH unsaniert) und 3,5 (EFH saniert) unterstellt, für Erdsonden-WP Jah-

resarbeitszahlen zwischen 3,1 (MFH unsaniert) und 4,5 (EFH saniert).[2] Die angenommenen Jahresarbeitszahlen korrespondieren gut mit den Werten aus dem aktuellen WP-Monitoring „WPsmart im Bestand“ (ISE 2020b).

In die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung für die verschiedenen Systemkombinationen fließen folgende Parameter ein:

- Investitionskosten: Die Kostenfunktionen für die Investitionskosten werden aus BBSR (2016) übernommen und mit dem Baukostenindex auf die Preisbasis 2019 hochgerechnet. Bei den Erdsonden-Wärmepumpen werden neben den Aggregatkosten auch die Kosten für die Bohrung der Erdsonde berücksichtigt. Für den Vergleichsfall Wasserstoff werden die Kosten für einen Erdgas-Brennwertkessel angesetzt. Die Investitionskosten für die Anlagentechnik werden über eine rechnerische Nutzungsdauer von 20 Jahren umgelegt, die Kosten für die Erdsondenbohrung auf eine Nutzungsdauer von 40 Jahren. Für die verschiedenen Investitionszeitpunkte (2025, 2035) wird jeweils eine Kostendegression unterstellt (Lernkurveneffekte). Für 2025 liegt diese bei 5%, für 2035 bei 25%. Die Annahmen zur Kostendegression unterliegen erheblichen Unsicherheiten, die angenommenen Werte wurden daher sehr konservativ gewählt. Gerade bei Wärmepumpen werden deutliche Kostenreduktionen durch Innovationssprünge und insbesondere durch Skaleneffekte (u.a. höherer Automatisierungsgrad bei der Herstellung) erwartet. Die Investitionskosten werden ohne Förderung angesetzt.
- Wartung, Instandsetzung, Inspektion: Die Wartungskosten werden gemäß dem technischen Normenwerk ermittelt. Nach der VDI 2067[3] liegen diese Kosten jährlich bei 2,5 % der Investitionen. Gerade bei großen Wärmepumpen erscheint dieser Ansatz allerdings zu einer deutlichen Überschätzung der Wartungskosten zu führen. Aus diesem Grund wird für Wärmepumpen der gleiche Kostenansatz gewählt wie für einen Gaskessel.
- Infrastrukturkosten: In welchem Ausmaß der Rollout von Wärmepumpen dazu führt, dass die Verteilernetze für Strom weiter ausgebaut werden müssen, ist bisher nicht ausreichend geklärt bzw. unterliegt erheblichen Unsicherheiten bezüglich der Kostenzuordnung. Nach IFEU; IEE; Consentec (2018) liegen die Kosten für die Verstärkung der Verteilernetze zwischen 150-200 € pro Jahr und Wärmepumpe. Dieser Kostenansatz wird auf die Anschlussleistung der verschiedenen Wärmepumpen umgerechnet, um so leistungsabhängige Werte zu erhalten.[4]

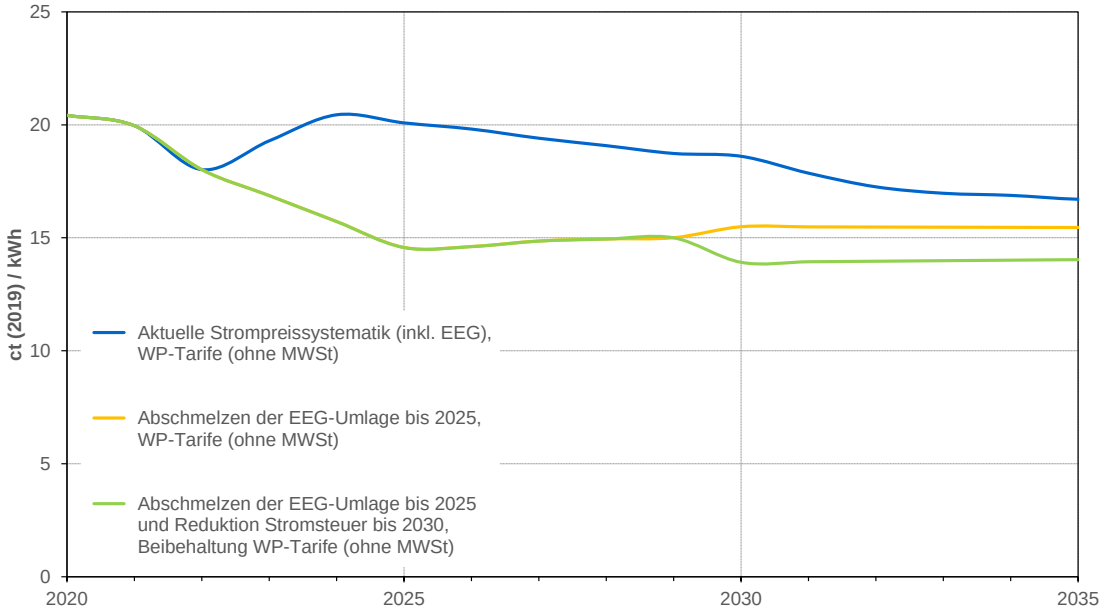
---

[2] Für alle Gebäude wurde eine Vorlauftemperatur von 55°C und eine Rücklauftemperatur von 45°C unterstellt. Auch für den unsanierten Zustand wird unterstellt, dass das Heizverteilsystem des Gebäudes so ausgelegt ist oder durch nachträgliche Umbauten (z.B. durch das Anbringen großflächigerer Heizkörper) so umgerüstet wurde, dass eine Vorlauftemperatur von max. 55°C ausreicht, um das Gebäude zu beheizen.

[3] VDI 2067 Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen Grundlagen und Kostenberechnung, Blatt 1

[4] Bezogen auf den notwendigen Ausbau der Verteilnetze muss allerdings darauf hingewiesen werden, dass Wärmepumpen nur einen kleinen Anteil des Netzausbaubedarfs verantworten. Der überwiegende Teil der Netzausbaunotwendigkeit wird durch den Zubau von EE-Stromerzeugung und andere Lastzuwächse (z.B. Elektromobilität) verursacht (IFEU; IEE; Consentec 2018).

Abbildung 2-3: Strompreispfade für Wärmepumpen-Tarife, 2020-2035



Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

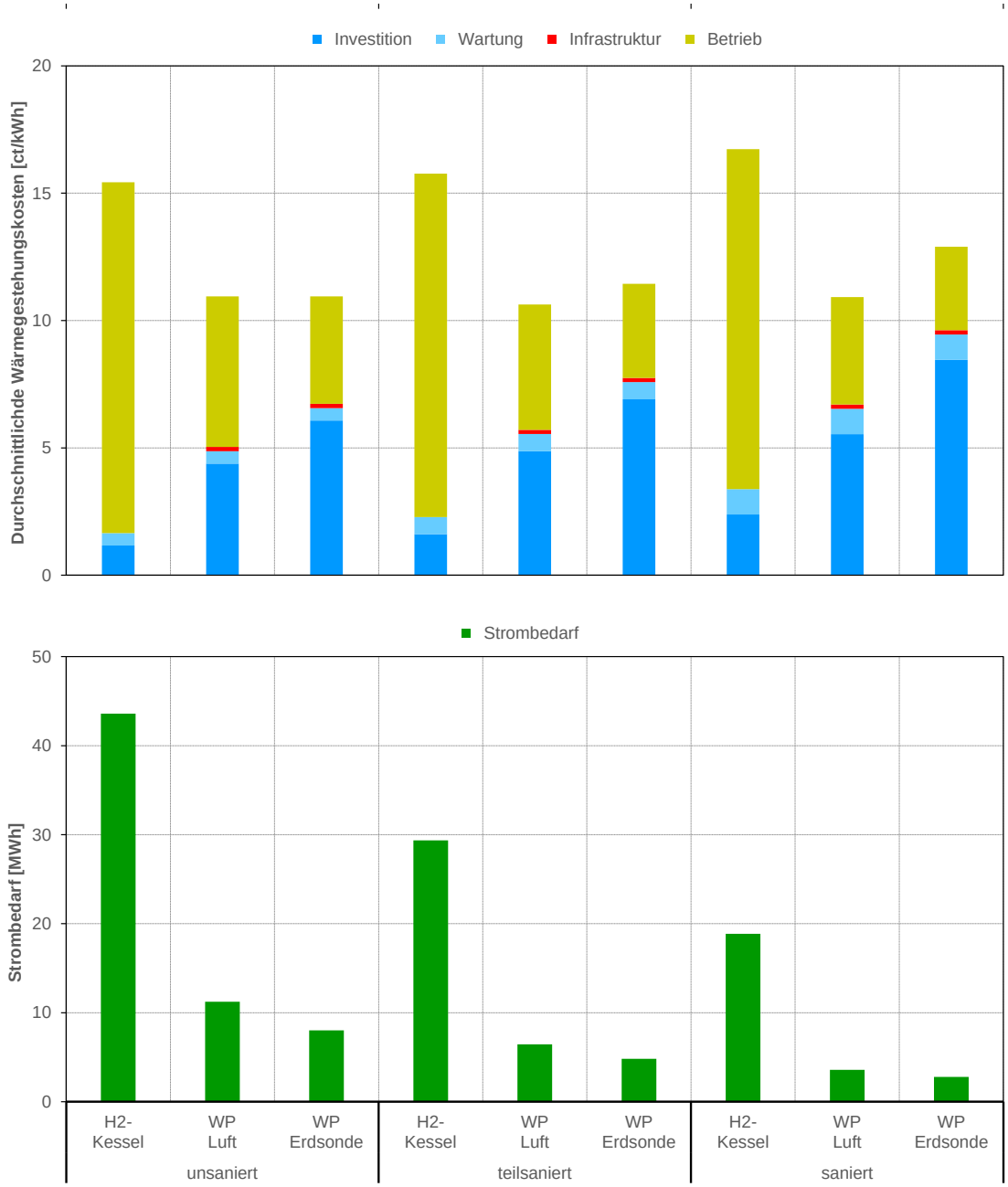
- Betriebskosten: Für die Stromkosten werden die in Abbildung 2-3 dargestellten Preispfade verwendet. Es werden dabei drei verschiedene Preispfade betrachtet. Preispfad 1 entspricht einer Weiterentwicklung des Strompreises in der heutigen Struktur (also inkl. EEG-Umlage und speziellem Wärmepumpen-Tarif). In Preispfad 2 werden die Einnahmen aus dem BEHG verwendet, um die EEG-Umlage bis 2025 sukzessive auf null zu senken. In Preispfad 3 wird zudem ab 2030 die Stromsteuer auf das EU-rechtlich (derzeit) vorgeschriebene Minimum abgesenkt.

Als Vergleichswert für die Kostenschätzungen dienen die durchschnittlichen Wärmegestehungskosten über die rechnerische Nutzungsdauer der Heizsysteme. Diese berechnen sich über den Kapitalwert aller Zahlungsströme (Kapitalwerte der verschiedenen Kostenbeiträge) und die gesamte Wärmeerzeugung über die rechnerische Anlagennutzungsdauer von 20 Jahren. Die Berechnungen werden für zwei verschiedene Investitionszeitpunkte vorgenommen, für 2025 und 2035. Der für die Wirtschaftlichkeitsrechnungen unterstellte Zinssatz liegt bei 2% (real).

2.2.2.2. Ergebnisse aus der Endverbraucher-Perspektive

Abbildung 2-4 vergleicht für das EFH die durchschnittlichen Wärmegestehungskosten der beiden Wärmepumpensysteme mit einem H_2-Kessel für verschiedene Sanierungszustände bei Strompreispfad 1 (Kapitel 2.2.2.1 bzw. Abbildung 2-3).

Abbildung 2-4: Vergleich der durchschnittlichen Wärmegestehungskosten und des Strombedarfs für die Wärmeversorgung in einem Einfamilienhaus



Anmerkungen: Investitionszeitpunkt 2025, Strompreispfad 1, Netznutzungsentgelte: Gasnetz unverändert gegenüber heute, Grenzübergangs-/Großhandelspreis für Wasserstoff von 4,5 €/kg

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Für den Bezug von Wasserstoff wird ein Grenzübergangs- bzw. Großhandelspreis (im Folgenden: Großhandelspreis) von 4,5 €/kg H_2 zugrunde gelegt. In diesem Fall sind – unabhängig vom Sanierungsstandard des Gebäudes – die durchschnittlichen Wärmegestehungskosten der Wärmepumpen immer deutlich niedriger als die des H_2-Kessels. Bei einem unsanierten Gebäude wird die Kostenparität bei einem Großhandelspreis in

Höhe von etwa 2,8 €/kg H_2, beim sanierten Gebäude bei einem Großhandelspreis von etwa 2,2 €/kg H_2 erreicht.

Aufgetragen ist ferner der Strombedarf für die verschiedenen Versorgungsoptionen. Bei den Wärmepumpen handelt es sich um den Betriebsstrom, beim H_2-Kessel um den Strombedarf zur Erzeugung des Wasserstoffs. Hierfür wird ein Wirkungsgrad von 70% angesetzt. Dies entspricht dem Mittelwert des Wirkungsgrads heutiger Elektrolyseure von 65% und dem langfristigen Potenzial in Höhe von rund 75% (Öko-Institut 2020). Beim unsanierten Gebäude wird für die Wasserstofferzeugung eine Strommenge benötigt, die rund um das 3,9-fache über dem Strombedarf der Luft-Wärmepumpe liegt. Beim sanierten Gebäude liegt die Differenz bei einem Faktor von 5,2.

Die Tabelle 2-4 zeigt eine Übersicht über den Schwellenwert des Endverbraucherpreises, den Wasserstoff erreichen müsste, damit eine H_2-Heizungsanlage in den verschiedenen Typgebäuden und bei den verschiedenen Sanierungszuständen gegenüber den beiden Wärmepumpen-Typen wettbewerbsfähig würde. Für Wasserstoff wurde dabei unterstellt, dass keine Energiebesteuerung zum Tragen kommt. Dargestellt werden die Werte für die beiden Investitionszeitpunkte 2025 und 2035. Alle Werte sind Nettowerte, also Endverbraucherpreise ohne Umsatzsteuer.

- Luft-Wärmepumpen: In einem unsanierten EFH dürfte für den Investitionszeitpunkt 2025 der Endverbraucherpreis für Wasserstoff bei maximal 9,3 ct/kWh liegen, um an die Wärmegestehungskosten einer sehr ineffizienten Luft-Wärmepumpe (Jahres-Arbeitszahl von 2,5) heranzukommen (die Wärmegestehungskosten der Wärmepumpe sind dabei ohne Förderung gerechnet). In sanierten Gebäuden sinkt dieser Schwellenwert auf rund 7,5 ct/kWh. Werden die Strompreise sukzessive von der EEG-Umlage befreit und gleichzeitig 2030 die Stromsteuer reduziert (Preispfad 3), sinkt der Schwellenwert weiter auf rund 6,7 ct/kWh (saniertes Gebäude). Bei MFH liegt der Schwellenwert bei allen Sanierungsniveaus leicht unterhalb der Werte für das EFH. Fällt die Investitionen 2035 an, sinkt der Schwellenwert für EFH um weitere 0,9-1,4 ct/kWh, bei den MFH um 0,5-0,9 ct/kWh.
- Erdsonden-Wärmepumpen: Bei Erdsonden-WP liegt der Benchmark-Preis tendenziell etwas höher. Dies liegt an den höheren Investitionskosten im Vergleich zu einer Luft-WP. Wird die Investition in 2025 getätigt, liegt der Schwellenwert im unsanierten EFH bei rund 9,3 ct/kWh (Preispfad 1). Wird der Strompreis entlastet, sinkt der Schwellenwert weiter ab. Im unsanierten MFH liegt der Schwellenwert bei Preispfad 1 bei rund 8,0 ct/kWh. Für Investitionen in 2035 liegen die Schwellenwerte beim EFH im Schnitt um 1,5 ct/kWh und beim MFH um rund 1,0 ct/kWh niedriger als bei einer Investition in 2025.

Tabelle 2-4: Schwellenwerte für Wasserstoff-Endverbraucherpreise zum Erreichen der Kostenparität mit den Wärmegestehungskosten von Wärmepumpen

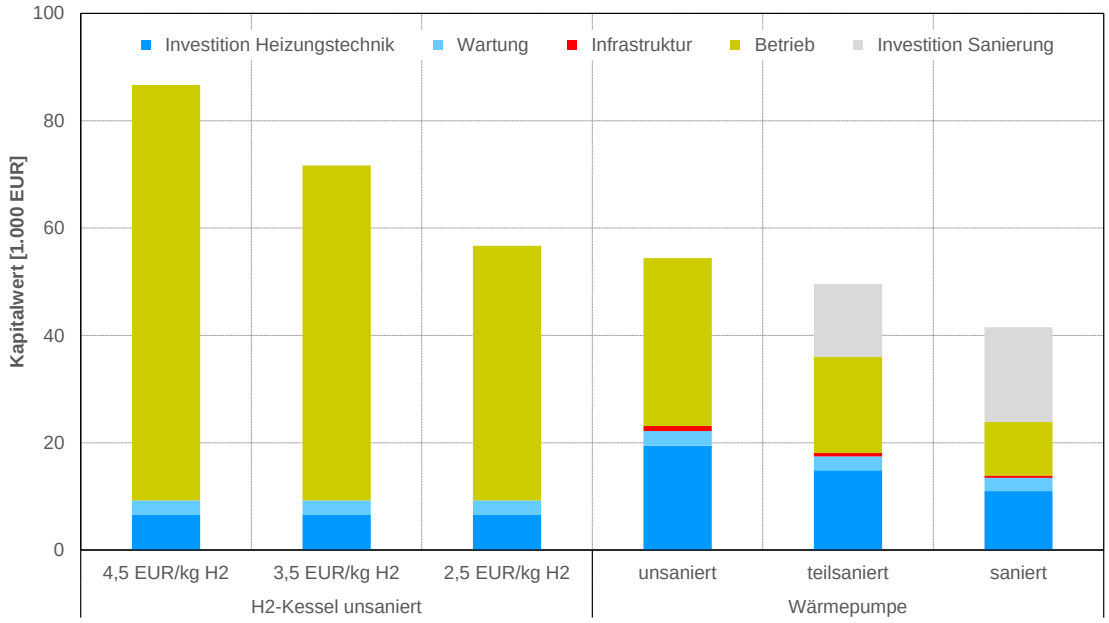
	EFH			MFH		
	unsaniert	teilsaniert	saniert	unsaniert	teilsaniert	saniert
	ct/kWh (H_u)					
	Investitionszeitpunkt in 2025					
Luft-Wärmepumpe						
Preispfad 1*	9,3	8,4	7,5	9,1	8,3	7,5
Preispfad 2**	8,5	7,7	7,0	8,3	7,5	6,9
Preispfad 3***	8,1	7,4	6,7	7,9	7,2	6,6
Erdsonden-Wärmepumpe						
Preispfad 1*	9,3	9,2	9,5	8,0	7,6	7,4
Preispfad 2**	8,7	8,6	9,1	7,4	7,1	6,9
Preispfad 3***	8,5	8,4	8,9	7,1	6,9	6,7
	Investitionszeitpunkt in 2035					
Luft-Wärmepumpe						
Preispfad 1*	8,0	7,0	6,1	8,2	7,3	6,6
Preispfad 2**	7,6	6,7	5,8	7,7	7,0	6,3
Preispfad 3***	7,1	6,3	5,5	7,2	6,5	5,9
Erdsonden-Wärmepumpe						
Preispfad 1*	7,8	7,5	7,6	7,0	6,6	6,3
Preispfad 2**	7,5	7,2	7,3	6,7	6,3	6,1
Preispfad 3***	7,1	6,9	7,1	6,3	6,0	5,8

Anmerkungen: keine Energiebesteuerung von Wasserstoff, Preisbasis 2019.- *Preispfad 1: Beibehaltung der heutigen Strompreissystematik, Beibehaltung der WP-Tarife.- **Preispfad 2: Abschmelzen der EEG-Umlage bis 2025, Beibehaltung der WP-Tarife.- ***Preispfad 3: Abschmelzen der EEG-Umlage bis 2025, Reduktion Stromsteuer bis 2030, Beibehaltung der WP-Tarife

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung 2-5 vergleicht den Kapitalwert aller über die rechnerische Nutzungsdauer von 20 Jahren anfallenden Zahlungsströme eines unsanierten EFH mit H_2-Kessel mit dem analogen Kapitalwert eines (teil)sanierten EFH, das mit einer Luft-Wärmepumpe beheizt wird (Investitionszeitpunkt jeweils 2025, Strompreispfad 1). Im sanierten und teilsanierten EFH werden dabei die energetischen Mehrkosten der Hüllflächensanierung miterfasst. Die Kostenansätze basieren auf BBSR (2016) sowie IWU (2015b). Die Sanierungskosten werden auf eine rechnerische Nutzungsdauer von 40 Jahren umgelegt.

Abbildung 2-5: Kapitalwertvergleich zwischen einem unsanierten Einfamilienhaus mit Wasserstoff-Wärmeversorgung und der Sanierung des Gebäudes inkl. Luft-Wärmepumpe



Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Ausgehend von einem unsanierten EFH spiegelt die Abbildung damit die Entscheidungsoptionen wider, entweder das Gebäude unsaniert zu belassen und die Gasheizung auf Wasserstoff umzustellen oder das Gebäude anteilig oder komplett energetisch zu sanieren und die Wärmeversorgung auf eine Luft-Wärmepumpe umzustellen. Für Wasserstoff werden verschiedene Preispfade betrachtet. Aus der Abbildung geht hervor, dass selbst unter Einbezug der Zusatzkosten der energetischen Sanierung die Alternative, auf eine Sanierung zu verzichten und zur Dekarbonisierung auf Wasserstoff zu setzen, sich erst bei einem Wasserstoff-Großhandelspreis von deutlich unter 2,5 €/kg H_2 sich kostenseitig als die günstigere Option erweist. Die absolute Kostenbelastung verbleibt in diesem Fall jedoch auf einem vergleichsweise hohen Niveau.

2.2.2.3. Ergebnisse aus der Perspektive der Grenzübergangs- bzw. Großhandelspreise für Wasserstoff

Tabelle 2-5 zeigt eine Übersicht über das Niveau der Grenzübergangs- bzw. Großhandelspreise, die Wasserstoff erreichen müsste, um die Wärmegestehungskosten von Wärmepumpen in verschiedenen Einsatzkonfigurationen zu erreichen. Dargestellt werden die anlegbaren Wasserstoffkosten in Abhängigkeit verschiedener Entwicklungspfade für die Investitionskosten von Wärmepumpen sowie der Entwicklung der Netzentgelte für die Nutzung der Gasnetzinfrastruktur.

Tabelle 2-5: Anlegbare Grenzübergangs- bzw. Großhandelspreise für Wasserstoff bei unterschiedlichen Kostendegressionsraten für Wärmepumpen in 2035

			Luft-Wärmepumpe						Erdsonden-Wärmepumpe					
			EFH			MFH			EFH			MFH		
		Netznutzungs-entgelt Gas	unsaniert	teilsaniert	saniert	unsaniert	teilsaniert	saniert	unsaniert	teilsaniert	saniert	unsaniert	teilsaniert	saniert
			ct/kWh											
Entwicklung Investitionskosten Wärmepumpen	konservativ	unverändert ggüber heute	6,7	5,8	5,0	6,6	5,8	5,1	6,7	6,6	6,9	5,5	5,2	4,9
	moderat		6,0	5,0	4,1	6,2	5,3	4,6	5,8	5,5	5,5	5,0	4,6	4,3
	progressiv		4,9	3,8	2,7	5,5	4,6	3,9	4,2	3,7	3,3	4,0	3,6	3,3
	konservativ	Erhöhung um 50%	5,8	4,9	4,1	5,7	4,9	4,2	5,8	5,7	6,0	4,6	4,3	4,0
	moderat		5,1	4,1	3,2	5,3	4,4	3,7	4,9	4,6	4,6	4,0	3,7	3,4
	progressiv		4,0	5,8	1,7	4,5	3,6	2,9	3,3	2,7	2,4	3,1	2,7	2,4

Anmerkung: Preisbasis 2019

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Investitionszeitpunkt ist jeweils das Jahr 2035. Bei den Stromkosten wird Preispfad 1 zugrunde gelegt, also eine Projektion der Strompreise in der heutigen Struktur (inkl. EEG-Umlage und dem Angebot spezieller Wärmepumpen-Tarife). Für die Kostenentwicklung der Wärmepumpen werden drei Varianten betrachtet. In der Variante „konservativ“ sinken die Investitionskosten für Wärmepumpen bis 2035 um 10%, in der Variante „moderat“ um 25% und in Variante „progressiv“ um 50%. Bei den Netzentgelten wird neben dem heutigen Entgeltniveau in Höhe von rund 1,5 ct/kWh[5] auch eine Variante betrachtet, in der die Netzentgelte infolge eines geringeren Gesamtdurchsatzes bis 2035 um 50% steigen.

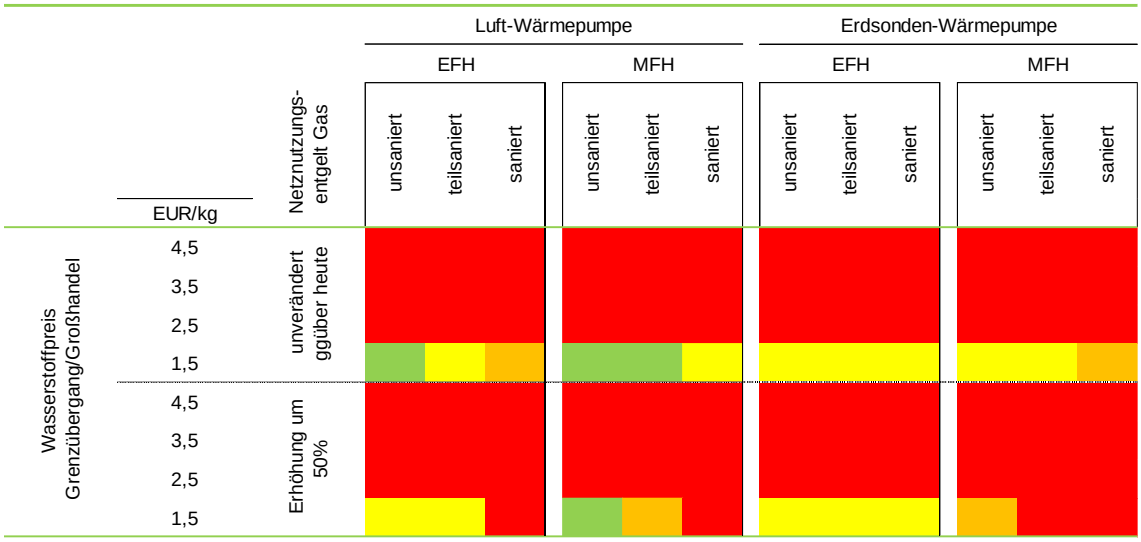
Im Ergebnis zeigt sich, dass bei einem Grenzübergangs- bzw. Großhandelspreis für Wasserstoff im Bereich von 4,5 €/kg H_2 (entspricht rund 13,5 ct/kWh), Wasserstoff in keiner der betrachteten Einsatzfälle im Vergleich zu einer Wärmepumpe wettbewerbsfähig wäre. Dies gilt auch dann, wenn die Wärmepumpe in einem unsanierten Gebäude eingesetzt wird und dort verhältnismäßig ineffizient läuft. Sinkt der Wasserstoff-Grenzübergangs- bzw. Großhandelspreis langfristig auf 1,5 €/kg H_2 (entspricht rund 4,5 ct/kWh), verfehlt der Wasserstoffeinsatz die Kostenparität zumindest im Vergleich zu einigen den betrachteten Varianten für den Wärmepumpeneinsatz.

Abbildung 2-6 zeigt für verschiedene Pfade des Wasserstoff-Grenzübergangspreises in Form einer Heatmap, in welchen Einsatzbereichen Wasserstoff im Kostenvergleich zu einer Wärmepumpe wettbewerbsfähig ist (Investitionszeitpunkt 2035, Strompreispfad 1). Grün kennzeichnet die Einsatzfelder, in denen Wasserstoff eines bestimmten Kostenni-

[5] Mengengewichteter Mittelwert für Haushaltskunden mit einem Erdgas-Jahresverbrauch zwischen 20-200 GJ (5.560-55.600 kWh) in 2020 (BNetzA; BKartA 2020).

veaus auf jeden Fall Kostenvorteile gegenüber einer Wärmepumpe hat, unabhängig davon, welche der drei Kostendegressionsvarianten für die Investitionskosten der Wärmepumpen eintritt. Eine rote Markierung kennzeichnet hingegen Einsatzfelder, bei denen Wasserstoff eines bestimmten Preisniveaus in keiner der betrachteten Kostendegressionsvarianten einen Kostenvorteil gegenüber einer Wärmepumpe hat.

Abbildung 2-6: Heatmap für den Kostenvergleich zwischen der Wärmeversorgung mit Wärmepumpen und Wasserstoff für verschiedene Wasserstoff-Preispfade (Grenzübergangs-/Großhandelspreis)



Anmerkungen: Grün kennzeichnet Einsatzfelder, in denen H_2 eines bestimmten Kostenniveaus in jeder der betrachteten Kostendegressionsvarianten Kostenvorteile gegenüber einer WP hat; gelb/organge kennzeichnet Einsatzfelder, in denen H_2 in zwei/einer Variante(n) Kostenvorteile hat; rot kennzeichnet Einsatzfelder, bei denen H_2 in keiner der betrachteten Varianten einen Kostenvorteil gegenüber einer Wärmepumpe hat.

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Zusammenfassend ergibt sich aus den vorstehenden Berechnungen und Sensitivitätsanalysen:

- Wärmepumpen haben selbst bei verhältnismäßig ineffizientem Betrieb (also bei Einsatz in unsanierten Gebäuden) Kostenvorteile gegenüber der Wärmeerzeugung unter Einsatz von Wasserstoff, solange der Grenzübergangs- bzw. Großhandelspreis von Wasserstoff über 2,2 €/kg H_2 liegt. Der gleiche Schwellenwert gilt auch für teil- oder vollsanierte Gebäude unter Einbezug der Zusatzkosten der energetischen Sanierung.
- Bei einem unsanierten Gebäude mit Wasserstoff-Kessel wird für die Wasserstofferzeugung eine Strommenge benötigt wird, die fast das Vierfache des Strombedarfs einer Luft-Wärmepumpe ausmacht. Bei einem sanierten Gebäude unterscheidet sich der Strombedarf um mehr als das Fünffache.

2.2.3. Zentrale Backstop-Optionen für Wasserstoffanwendungen im Verkehrssektor

2.2.3.1. Schwerlastverkehr

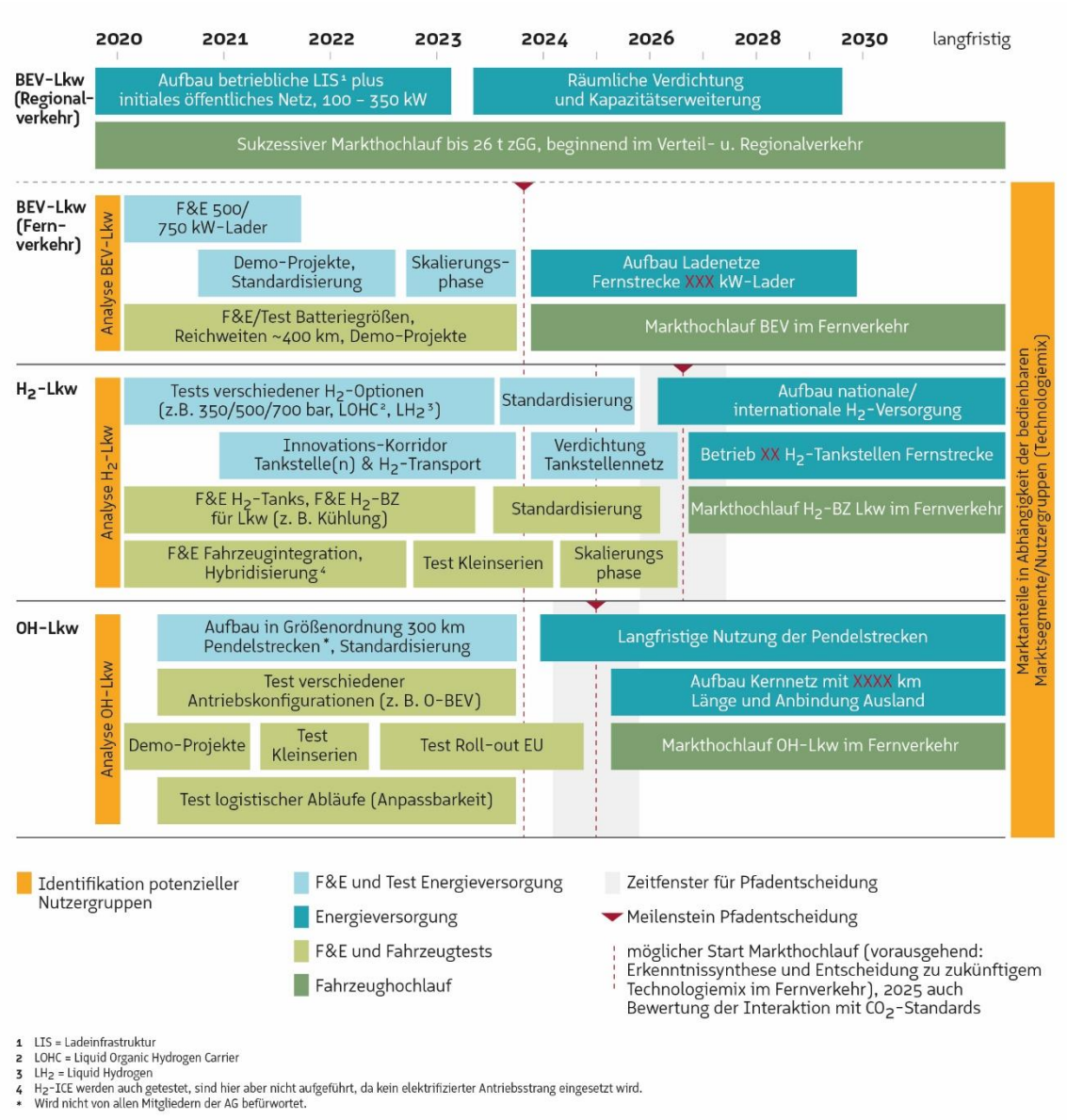
Der Straßengüterverkehr ist in Deutschland für rund ein Drittel der CO_2-Emissionen des Verkehrssektors verantwortlich; mit über 70 % trägt der straßengebundene Güterverkehr allerdings auch die Hauptlast am deutschen Transportaufkommen (Prognos; Öko-Institut; Wuppertal Institut 2020). Selbst bei ambitionierten Verlagerungen auf den Schienenverkehr wird die flächendeckende Transportlogistik weiterhin von schweren Nutzfahrzeugen dominiert werden (u.a. Lobig et al. 2017, Prognos; Öko-Institut; Wuppertal Institut 2020). Im Hinblick auf das Ziel der Klimaneutralität ergibt sich daraus ein Handlungsdruck die derzeit universell eingesetzten Diesel-Antriebe im Straßenschwerlastverkehr zu defossilisieren.

Als Technologieoptionen befinden sich insbesondere batterieelektrische und wasserstoffbasierte Brennstoffzellen-Nutzfahrzeuge[6] in der Entwicklung. Darüber hinaus werden Oberleitungs-Lkw erprobt, welche die Antriebsenergie direkt aus elektrifizierten Fahrbahnen beziehen. Wesentliche Vorteile eines Technologiewechsels auf elektrische Antriebe liegen im emissionsfreien Betrieb, der hohen Effizienz des Elektromotors (90-95 %) im Vergleich zum Diesel-Verbrennungsmotor (38-46 %) sowie in Rekuperationspotenzialen von Bremsenergie (Öko-Institut 2018, ICCT 2017a). Der Antriebsstrang ist weniger komplex und bietet über den gesamten Lastbereich hohe Drehmomente. Die zentrale Herausforderung besteht – neben der wirtschaftlichen Konkurrenz mit einer etablierten Technologie – in der im Vergleich zu Diesel-Kraftstoffen geringen Energiemenge je Masse bzw. je Volumeneinheit des Energiespeichers, welche in limitierten Reichweiten bzw. Verlusten bei Nutzlast und Frachtvolumen resultieren.

Im Klimaschutzprogramm 2030 (BMU 2019) hat die Bundesregierung das Ziel gesetzt bis 2030 ein Drittel der Fahrleistung über elektrische Antriebe oder strombasierte Kraftstoffe zu erbringen. Einen möglichen Fahrplan (Abbildung 2-7) zur Erreichung dieses Ziels hat die „Nationale Plattform Zukunft für Mobilität“ u.a. unter Mitwirkung der Nutzfahrzeug- und Logistikbranche erarbeitet (NPM AG1 2020b). Insbesondere im Fernverkehr wird ein Wettbewerb der elektrischen Antriebsoptionen erwartet und mögliche Pfadentscheidungen etwa auf Mitte der Dekade datiert. Mit dem „Gesamtkonzept klimafreundliche Nutzfahrzeuge“ wurde eine begleitende Strategie für Anreizinstrumente vorgestellt, die zwischen den elektrischen Antriebsoptionen technologieoffen auf Fahrzeugförderung (z.B. Kaufprämien), den Aufbau der notwendigen Infrastruktur sowie der Schaffung eines regulatorischen Rahmens (z.B. CO_2-Spreizung der Lkw-Maut) setzt (BMVI 2020).

[6] Neben dem Brennstoffzellen-Lkw werden auch Wasserstoff-Verbrennungsmotoren entwickelt (z.B. von Keyou). Vorteil der Brennstoffzelle ist der höhere Wirkungsgrad (ca. 60 %), der Motor ist hingegen weniger empfindlich bezüglich der Reinheit des Wasserstoffs; zudem blieben etablierte Lieferketten der Herstellung weitestgehend erhalten. Technische Herausforderungen bestehen in der Versprödung des Materials und den Luftschadstoffemissionen (NO_x), die eine Abgasnachbehandlung erforderlich machen.

Abbildung 2-7: Möglicher Fahrplan zur Erreichung der Ziele des Klimaschutzprogramms 2030



Quelle: NPM AG1 2020b

Auf EU-Ebene stellen die 2019 in Kraft getretenen CO_2-Emissionsstandards[7] für schwere Nutzfahrzeuge den zentralen Treiber für Hersteller dar, klimaschonende Antriebe zu realisieren. Darin werden die Hersteller verpflichtet, die betriebsbedingten CO_2-Emissionen der regulierten Neuwagenflotten ab 2025 um 15 % und ab 2030 um 30 % zu reduzieren. Besondere Anreize existieren in dieser Regulierung für Neuzulassungen emissionsfreier Fahrzeuge. Zudem wird zur Kompensierung möglicher Nutzlastverluste eine Erhöhung des zulässigen Gesamtgewichts von Nullemissionsfahrzeugen um bis zu 2 Tonnen gewährt. Für eine Zielerreichung im Jahr 2030 werden - unter der Annahme moderater Effizienzsteigerungen bei den konventionellen Antrieben - im Marktmittel etwa 20 % Neuzulassungen emissionsfreier schwerer Nutzfahrzeuge benötigt (Öko-Institut;

[7] Diese werden häufig auch EU-Flottenzielwerte genannt.

HHN 2020). In den Jahren 2022 und 2023 findet zudem die Revision der CO_2-Emissionsstandards für schwere Nutzfahrzeuge statt, so dass sich die Emissionsminderungsanforderungen an die Hersteller im Kontext der erhöhten Klimaschutzziele der EU für das Jahr 2030 deutlich verschärfen könnten.

Die führenden Fahrzeughersteller selbst haben sich in einem gemeinsamen Positionspapier das Ziel gesetzt ihre Neuwagenflotten bis 2040 zu defossilisieren und fordern unterstützend einen Ausbau der Energieinfrastruktur für defossile Antriebe sowie einen ambitionierten CO_2-Preis (ACEA; PIK 2020). Im Gegensatz zum Pkw-Segment ist der EU-Markt für Nutzfahrzeuge von wenigen Akteuren geprägt. Insgesamt 97 % des Lkw-Marktanteils in der EU werden von lediglich sieben Marken bedient, welche sechs Unternehmen zuzuordnen sind: Daimler Trucks (vormals Mercedes Benz) mit 20,1 %, die Traton-Gruppe der VW AG mit den Marken MAN (17,9 %) und Scania (15,0 %), die Volvo Gruppe mit Volvo Trucks (14,0 %) und Renault Trucks (8,9 %) sowie DAF (13,5 %) und Iveco (7,1 %) von CNH Industrial (ICCT 2020).

Alle genannten Hersteller sind in der Serienentwicklung von batterieelektrischen Lastkraftwagen und Sattelzugmaschinen aktiv; eine Übersicht bieten u.a. ICCT (2019a), T&E (2020) sowie Öko-Institut; HHN (2020). Zudem werden Umrüstlösungen von einigen Vorreiter-Unternehmen angeboten (u.a. E-Force, Emoss, Designwerk). Der Fokus der verfügbaren Modelle liegt in der regionalen Distributionslogistik, für welche heutige Batteriesysteme bereits Reichweiten von 200-300 km ohne signifikante Nutzlastverluste ermöglichen. In diesem Segment wird ein Markthochlauf batterieelektrischer Nutzfahrzeuge in den kommenden Jahren erwartet (Abbildung 2-7). Es ist auch damit zu rechnen, dass für den regionalen Lieferverkehr batterieelektrische Lkw die zentrale Antriebstechnologie darstellen werden. Ein kritischer Faktor für den Markthochlauf ist eine begleitende Ausstattung der Depots und Umschlagpunkte mit Ladeinfrastruktur (T&E 2020, ACEA 2020). Zudem müssen die - bei realisierten Ladeleistungen bis 150 kW DC - mehrstündigen Standzeiten mit den betrieblichen Einsatzmustern kompatibel sein.

Ein Einsatz batterieelektrischer schwerer Nutzfahrzeuge im Güterfernverkehr (Jahresfahrleistung > 100.000 km) wird von weiteren Fortschritten bei der spezifischen Energie der Batteriesysteme abhängen, von der Zyklenfestigkeit der Batterien für tägliche Ladevorgänge sowie von einer flächendeckenden Verfügbarkeit von (Schnell-) Ladeoptionen[8]. In der Initiative CharIn[9] entwickelt die Branche gemeinsam Schnellladelösungen, die ein Zwischenladen der Batterie innerhalb der vorgeschriebenen Lenkpausen von 45 min nach 4,5-stündiger Fahrt ermöglichen sollen. Erste Systeme sollen 2024 auf den Markt kommen mit Leistungen von 1 MW für den europäischen Markt und 2 MW für den US-amerikanischen Markt. Herausforderungen bestehen in den durch die hohen Leistungsübertragungen erforderliche aufwendige Kühlung der Stecker sowie in möglichen Auswirkungen auf die Batterielebensdauer. Bezüglich der Entwicklungen der Batteriegewichte werden im Jahr 2030 voraussichtlich Reichweiten von 400-500 km ohne signifikante Nutzlastverluste realisierbar sein (Öko-Institut; HHN 2020). Damit können bereits viele Einsatzprofile bedient werden, für eine nahezu vollständige Abdeckung der straßengebundenen Güterverkehre werden Tagesfahrleistungen von rund 800 km benötigt

[8] Als eine weitere Option wird auf drei Pilotstrecken in Deutschland das dynamische Laden während der Fahrt auf elektrifizierten Fahrbahnen (Electric Road Systems) erprobt und in den Projekten ELISA, FESH, eWayBW und BOLD wissenschaftlich begleitet. Für Oberleitungs-Lkw sind in dem Fahrplan der NPM (Abbildung 2-7) für die kommenden Jahre längere Pendelstrecken vorgesehen, allerdings wird diese Technologie derzeit nur von wenigen Akteuren weiterentwickelt.

[9] https://www.charinev.org/index.php?id=170 (zuletzt aufgerufen am 23.04.2021)

(ISI 2019b). Auch perspektivisch werden daher voraussichtlich Zwischenladungen sowie mögliche Anpassungen logistischer Abläufe nötig sein.

Die Entwicklung schwerer Brennstoffzellen-Nutzfahrzeuge ist im Vergleich zu batterieelektrischen Nutzfahrzeugen bisher weniger weit fortgeschritten. Einige Prototypen sind von europäischen Herstellern in der praktischen Erprobung, während Hyundai mit dem XCient bereits in der Vorserie aktiv ist; eine Übersicht der Modelle bieten u.a. ICCT (2019a) und Öko-Institut; HHN (2020). Mit einem Wasserstoffspeicher von 32 kg erzielen die realisierten Brennstoffzellen-Lkw bereits Reichweiten von 400 km. Konkrete Ziele für die kommenden Jahre werden insbesondere von Daimler Trucks formuliert: ab 2023 sollen Prototypen für den Praxiseinsatz verfügbar sein und Serienfahrzeuge für die Langstrecke in der zweiten Hälfte des Jahrzehnts folgen (Schaal 2020a). Scania hat sich nach Piloteinsätzen in Norwegen aus der Entwicklung zurückgezogen (ecomento 2021). Weitere Hersteller sind in strategischen Partnerschaften organisiert (Daimler & Volvo oder Iveco & Nikola) bzw. in Forschungsprojekten aktiv (z.B. MAN, Shell & DHL) (Schaal 2020b; 2020c, Schaal 2019).

Unsicher ist, in welcher Form Wasserstoff perspektivisch in Nutzfahrzeugen eingesetzt wird. Hyundai setzt in den kommenden Jahren weiterhin auf komprimierten gasförmigen Wasserstoff bei 350 bar. Für Reichweiten jenseits der 400 km wird eine weitere Komprimierung benötigt, um volumetrische Nutzlastverluste zu limitieren. Ähnlich wie im Pkw-Segment gilt mittelfristig eine Druckstufe von 700 bar als wahrscheinlich. Perspektivisch ist auch ein Einsatz von tiefkaltem flüssigem Wasserstoff möglich, der insbesondere von Daimler Trucks anvisiert wird, um auf diese Weise höhere Fahrzeugreichweiten zu ermöglichen und die möglichen Wasserstoffbezugsquellen zu erweitern. Neben dem Volumenbedarf des Wasserstoffspeichers, ergeben die Gewichte der Speicherbehälter sowie des Brennstoffzellensystems mögliche Nutzlastverluste, die allerdings geringer sind als bei den Batterie-Lkw. Für die kryogenen Speicher von flüssigem Wasserstoff existieren zudem mögliche *Boil-Off*-Risiken[10] (Rivard et al. 2019).

Neben dem Wasserstoffspeicher bestehen Herausforderungen hinsichtlich des Brennstoffzellensystems: die Lebensdauer der Brennstoffzelle hängt in hohem Maße von der Reinheit des Wasserstoffs ab; darüber hinaus stellt das Effizienzoptimum im Teillastbereich Anforderungen an das Kühl- und Temperaturmanagement. Zur Abdeckung von Spitzenlasten wird auch im Brennstoffzellen-Lkw ein Batteriesystem verbaut, welches auch zur Speicherung der Rekuperationsenergie dient.

Die Technologiewahl zwischen den verfügbaren Antriebsoptionen ist aufgrund der wirtschaftlichen Nutzung der Transportfahrzeuge stark von den Gesamtnutzungskosten (*Total Cost of Ownership* - TCO) bestimmt. Die wesentlichen Kostenparameter sind dabei:

- Anschaffungspreis: sowohl Batterie- als auch Brennstoffzellen-Lkw für den Fernverkehr (Last- und Sattelzüge) werden mittelfristig höhere Anschaffungspreise aufweisen als vergleichbare Diesel-Lkw. Bis 2030 ist mit in etwa den doppelten Anschaffungspreisen gegen zu rechnen. Der Batterie-Lkw hat in diesem Zeithorizont Kostenvorteile gegenüber dem Brennstoffzellen-Lkw, erreicht durch die zusätzliche Investition für einen Depotladepunkt (150 kW) jedoch insgesamt ein ähnliches Investitionsniveau. Die Anschaffungspreise basieren auf

[10] Für die kryogenen Tanks sind Probleme durch Verdampfungsverluste bekannt, da die tiefkalten Temperaturen von -253 °C nicht allein durch Isolierung dauerhaft aufrechterhalten werden können.

Annahmen zu den Technologiekosten in ICCT 2017b; NPM AG1 2020b, ergänzt um eigene Annahmen aus Expertengesprächen. Die Investitionskosten werden über eine Nutzungsdauer von 5 Jahren mit einem Zinssatz von 5 % annuisiert.

- Restwert: aufgrund der sehr frühen Marktphase bestehen für alternative Antriebe noch Unsicherheiten hinsichtlich erzielbarer Wiederverkaufswerte. Insbesondere die Lebensdauer des Batterie- und Brennstoffzellensystems wird sich erst zuverlässig in der Praxis bewerten lassen. In den Berechnungen wird für alle betrachteten Technologien ein vergleichsweise geringer Restwert von ca. 15 % des Anschaffungspreises angesetzt und dieser von den Investitionskosten abgezogen (Öko-Institut; DLR; IFEU; infras 2016).
- Energiekosten: aufgrund der hohen Fahrleistung stellen die Energiekosten einen wesentlichen Kostenbestandteil dar. Unterschiede im Energieverbrauch und den Energiekosten je Kilometer bestimmen neben den Investitionskosten die Unterschiede in den Gesamtnutzungskosten der Technologien. Der Energieverbrauch der elektrischen Antriebe basiert auf verfügbaren Modellen und Szenarien zu Effizienzsteigerungen (Prognos; Öko-Institut; Wuppertal Institut 2020). Für Batterie-Lkw werden zusätzliche Ladeverluste in Höhe von 10 % berücksichtigt. Für Diesel-Antriebe werden unter Berücksichtigung von Experteneinschätzungen moderate Effizienzsteigerungen von 8 % bis 2030 angenommen (Öko-Institut; HHN 2020). Die für die Referenzbetrachtung angenommenen Energiepreise für Diesel- und den Strombezug[11] werden aus einer Untersuchung zur Reform der Steuern und Umlagen auf Strom (Öko-Institut 2021a) abgeleitet. Für Wasserstofflieferungen frei deutscher Grenze bzw. auf der Großhandelsebene werden in Abschnitt 5.2.3 Kostenziele abgeleitet, die die Grundlage der Referenz für die Kostenrechnungen bilden. Die Kostenannahmen für die Verteilung des Wasserstoffs und die Betankung der Lkw stammen aus einer entsprechenden Analyse für Europa (Hydrogen Council; McKinsey 2021).
- Wartungs- und Betriebskosten: zu den fixen Betriebskosten zählen die Kfz-Steuer, Versicherungskosten sowie sonstige Unterhaltskosten. In der TCO-Rechnung wird auf die variablen Kosten fokussiert, die sich streckenabhängig aus Reifenkosten und weiteren Reparatur-, Wartungs- und Pflegekosten zusammensetzen. Für Diesel-Antriebe bestehen zusätzliche Kosten für Schmierstoffe und AdBlue. Die angenommenen variablen Kosten orientieren sich an ISI; IML; PTV; TUHH; M-Five (2017) und NPM AG1 (2020b), worin leichte Vorteile in der Wartung des elektrischen Antriebs und eine höhere Wartungsanfälligkeit der Brennstoffzelle im Vergleich zum Batteriesystem berücksichtigt werden.
- Steuern und Abgaben: In den Kostenrechnungen sind für den Vergleich der Technologieoptionen keine Steuern und Abgaben[12] angenommen, um keine möglicherweise daraus hervorgehenden Verzerrungen in den Kostenrechnungen abzubilden. Über die Energiesteuern und die Lkw-Maut existiert in der Realität eine Infrastrukturabgabe, die zukünftig angepasst werden und um CO_2-

[11] Mit Blick auf den im Rahmen der Elektromobilität höheren Stromdurchsatz der Verteilnetze sowie die durch intelligente Ladestrategien erzielbaren Netzkostenentlastungen (Kühnbach et al. 2020) wurde für die zukünftige Ladestromversorgung eine Regelung wie für entsprechende Wärmepumpenanwendungen unterstellt.

[12] Es werden beispielsweise keine Annahmen zur Entwicklung der Energiesteuern sowie der Lkw-Maut getroffen.

Bepreisungskomponenten ergänzt werden sollte. Die Kostenrechnungen gehen also davon aus, dass für alle Technologieoptionen dieselben Steuern und Abgaben anfallen, so dass sie in der Differenzkostenrechnung nicht mit einbezogen werden müssen.

In den folgenden Abbildungen sind jeweils die Differenzgesamtkosten zu der heute im Lkw-Fernverkehr vorherrschenden Technologie, dem Diesel-Lkw mit dem Einsatz von fossilem Diesel, für ein Neufahrzeug mit einer Nutzungsdauer von 5 Jahren aufgetragen. Variiert werden dabei die Jahresfahrleistung und die für die Nutzung anfallenden spezifischen Energiepreise[13], welche die entscheidenden Parameter für die Kostenrechnung darstellen. Farblich kodiert sind die benötigten CO_2-Preise, mit denen die Kostenparität mit dem fossilen Diesel-Lkw erreicht werden kann. Für das Jahr 2030 werden zudem Rechnungen für den Fall durchgeführt, dass ein Teil der Mehrkosten für die Nullemissions-Lkw über Förderinstrumente ausgeglichen werden.

Die wesentlichsten Ergebnisse aus den einzelnen Analysen lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Im Jahr 2030 wird in den Rechnungen für die elektrischen Antriebsoptionen von einer realisierbaren Reichweite von 400 km ausgegangen. Für Batterie-Lkw (BET) wird bei den für die Referenz genutzten Strombezugspreisen von rund 14 €ct/kWh ein CO_2-Preis von rund 240-350 €/t CO_2 benötigt, um eine Kostenparität mit fossil betriebenen Diesel-Antrieben zu ermöglichen; für Brennstoffzellen-Lkw (FCET) sind beim Referenzpreis für Wasserstoff an den Tankstellen dafür CO_2-Preise über 400 €/t CO_2 erforderlich (Abbildung 2-8).
- Die höhere Effizienz des batterieelektrischen Lkw spiegelt sich in einer deutlichen Abnahme des benötigten CO_2-Preises mit zunehmender Fahrleistung wider; vergleichbare Degressionen je Fahrzeugkilometer können beim Brennstoffzellen-Lkw für Wasserstoffpreise an der Tankstelle unterhalb von 3 €/kg H_2 im Jahr 2030 erzielt werden. Bei Tankstellenpreisen von 4,85 €/kg H_2 erhöhen sich die jährlichen Mehrkosten um rund 3.000 € je 15.000 km Jahresfahrleistung. Werden 2030 bereits höhere Reichweiten für Brennstoffzellen-Lkw erzielt, sind für einen potenziellen Einsatz die steigenden Mehrkosten je Fahrzeugkilometer zu berücksichtigen.

[13] Die Referenzpreise sind in den jeweiligen Abbildung in fetter Schrifttype markiert.

Abbildung 2-8: Jährliche TCO-Differenzkosten ggü. fossilem Diesel-Lkw und zur Kompensation benötigter CO_2-Preis, 2030

		CO_2-Preis zur Kompensation der Mehrkosten [€/tCO_2]				
		< 100	< 200	< 300	< 400	> 400
BET-400		**Jahresfahrleistung [km]**				
		100.000	**115.000**	**130.000**	**145.000**	**160.000**
Strompreis (Ladestrom) [ct/kWh]	10,0	19.629 €	19.335 €	19.041 €	18.747 €	18.453 €
	12,0	22.796 €	22.977 €	23.158 €	23.339 €	23.520 €
	13,9	25.835 €	26.472 €	27.108 €	27.745 €	28.382 €
	14,0	25.962 €	26.618 €	27.274 €	27.930 €	28.586 €
	16,0	29.129 €	30.260 €	31.391 €	32.522 €	33.653 €
	18,0	32.296 €	33.902 €	35.508 €	37.114 €	38.720 €
FCET-400		**Jahresfahrleistung [km]**				
		100.000	**115.000**	**130.000**	**145.000**	**160.000**
H_2-Preis (Tankstelle) [€/kg]	3,0	24.605 €	25.527 €	26.449 €	27.370 €	28.292 €
	4,0	32.205 €	34.267 €	36.329 €	38.390 €	40.452 €
	4,8	38.650 €	41.679 €	44.707 €	47.735 €	50.764 €
	5,0	39.805 €	43.007 €	46.209 €	49.410 €	52.612 €
	6,0	47.405 €	51.747 €	56.089 €	60.430 €	64.772 €
	7,0	55.005 €	60.487 €	65.969 €	71.450 €	76.932 €
PtL-ICET		**Jahresfahrleistung [km]**				
		100.000	**115.000**	**130.000**	**145.000**	**160.000**
PtL-Preis (Tankstelle) [€/l]	**1,69**	32.089 €	36.903 €	41.716 €	46.530 €	51.343 €

BET: Battery electric truck, FCET: Fuel cell electric truck; PtL-ICET: Power-to-Liquid internal combustion engine truck; alle Energiepreise ohne Steuern und Abgaben; alle Kostenangaben in Preisen von 2020

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts auf Basis der Daten im Anhang

Abbildung 2-9: Jährliche TCO-Differenzkosten ggü. fossilem Diesel-Lkw und zur Kompensation benötigter CO_2-Preis bei Berücksichtigung von Zuschüssen auf Investitionsmehrkosten (Jahresfahrleistung: 120.000 km), 2030

		CO_2-Preis zur Kompensation der Mehrkosten [€/tCO_2]				
		< 100	< 200	< 300	< 400	> 400
BET-400		**Zuschuss auf Investitionsmehrkosten**				
		0%	**20%**	**40%**	**60%**	**80%**
Strompreis (Ladestrom) [ct/kWh]	10,0	19.237 €	15.485 €	11.733 €	7.981 €	4.229 €
	12,0	23.037 €	19.285 €	15.533 €	11.781 €	8.029 €
	13,9	26.684 €	22.932 €	19.180 €	15.428 €	11.676 €
	14,0	26.837 €	23.085 €	19.333 €	15.581 €	11.829 €
	16,0	30.637 €	26.885 €	23.133 €	19.381 €	15.629 €
	18,0	34.437 €	30.685 €	26.933 €	23.181 €	19.429 €
FCET-400		**Zuschuss auf Investitionsmehrkosten**				
		0%	**20%**	**40%**	**60%**	**80%**
H_2-Preis (Tankstelle) [€/kg]	3,0	25.834 €	21.480 €	17.126 €	12.772 €	8.418 €
	4,0	34.954 €	30.600 €	26.246 €	21.892 €	17.538 €
	4,8	42.688 €	38.334 €	33.980 €	29.626 €	25.272 €
	5,0	44.074 €	39.720 €	35.366 €	31.012 €	26.658 €
	6,0	53.194 €	48.840 €	44.486 €	40.132 €	35.778 €
	7,0	62.314 €	57.960 €	53.606 €	49.252 €	44.898 €

BET: Battery electric truck, FCET: Fuel cell electric truck; alle Energiepreise ohne Steuern und Abgaben; alle Kostenangaben in Preisen von 2020

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts auf Basis der Daten im Anhang

- Die Höhe der benötigten CO_2-Preise für eine Kostenparität mit dem fossilen Diesel-Antrieb kann durch einen Zuschuss auf die Investitionsmehrkosten abgemildert werden (Abbildung 2-9). Insbesondere in einer frühen Marktphase sind die Investitionskosten je Fahrzeug aufgrund geringer Stückzahlen und der hohen Technologiekosten überproportional hoch. Für den Batterie-Lkw senkt ein entsprechender Zuschuss von mindestens 60 % den CO_2-Preis in der Rechnung mit den Referenzannahmen auf deutlich unter 200 €/t CO_2. Bei Brennstoffzellen-Lkw ist ein Zuschuss in Höhe von 80 % der Investitionsmehrkosten erforderlich, um bei einem Tankstellenpreis von 4,8 €/kg H_2 einen CO_2-Preis unter 300 €/t CO_2 zu erreichen.
- Für das Jahr 2040 ist eine Option für die Technologie eine Erhöhung der Reichweite auf 500 km (Abbildung 2-10), um die Zahl der Betankungs- bzw. Beladungsvorgänge bei sehr hohen Tagesfahrdistanzen zu reduzieren. Die erzielbaren Kostendegressionen der Komponenten werden durch die höheren Energiespeicherkapazitäten zum Teil kompensiert. Für die Kostenrechnungen wird in der Referenz für das Jahr 2040 von einem ähnlichen Kostenniveau für den Strompreis ausgegangen wie im Jahr 2030 (rund 14 €ct/kWh); im Gegensatz dazu werden potenziell geringere Wasserstoffpreise realisierbar und die Kostenannahme für die Referenz reduziert sich auf 3,85 €/kg H_2. Dadurch sinken die CO_2-Preise zur Kompensation der Mehrkosten für Brennstoffzellen-Lkw auf nur noch knapp über 300 €/t CO_2 und auf deutlich unter 300 €/t CO_2 für hohe Jahresfahrleistungen.

Abbildung 2-10: Jährliche TCO-Differenzkosten ggü. fossilem Diesel-Lkw und zur Kompensation benötigter CO_2-Preis, 2040

		CO_2-Preis zur Kompensation der Mehrkosten [€/tCO_2]				
		< 100	< 200	< 300	< 400	> 400
BET-500		**Jahresfahrleistung [km]**				
		100.000	**115.000**	**130.000**	**145.000**	**160.000**
Strompreis (Ladestrom) [ct/kWh]	10,0	17.605 €	17.271 €	16.938 €	16.604 €	16.270 €
	12,0	20.605 €	20.721 €	20.838 €	20.954 €	21.070 €
	14,0	23.659 €	24.234 €	24.809 €	25.383 €	25.958 €
	14,0	23.665 €	24.240 €	24.816 €	25.391 €	25.966 €
	16,0	26.605 €	27.621 €	28.638 €	29.654 €	30.670 €
	18,0	29.605 €	31.071 €	32.538 €	34.004 €	35.470 €
FCET-500		**Jahresfahrleistung (km)**				
		100.000	**115.000**	**130.000**	**145.000**	**160.000**
H_2-Preis (Tankstelle) [€/kg]	3,0	19.004 €	19.831 €	20.658 €	21.485 €	22.312 €
	3,8	25.109 €	26.852 €	28.595 €	30.338 €	32.081 €
	4,0	26.204 €	28.111 €	30.018 €	31.925 €	33.832 €
	5,0	33.404 €	36.391 €	39.378 €	42.365 €	45.352 €
	6,0	40.604 €	44.671 €	48.738 €	52.805 €	56.872 €
	7,0	47.804 €	52.951 €	58.098 €	63.245 €	68.392 €
PtL-ICET		**Jahresfahrleistung (km)**				
		100.000	**115.000**	**130.000**	**145.000**	**160.000**
PtL-Preis (Tankstelle) [€/l]	**1,39**	24.269 €	27.909 €	31.549 €	35.190 €	38.830 €

BET: Battery electric truck, FCET: Fuel cell electric truck; PtL-ICET: Power-to-Liquid internal combustion engine truck; alle Energiepreise ohne Steuern und Abgaben; alle Kostenangaben in Preisen von 2020

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts auf Basis der Daten im Anhang

- Dabei ist zu beachten, dass die Lkw-Hersteller bis zum Jahr 2040 anstreben, keine fossilen Antriebe mehr zuzulassen. Vielmehr dürfte sich die Konkurrenzsituation im Jahr 2040 zwischen klimaneutralen Antriebs- und Energieversorgungsoptionen darstellen. In diesem Kostenvergleich besitzt der BET für die Nutzer einen Kostenvorteil gegenüber dem FCET.
- Im Anhang werden zusätzlich die Kostenrechnungen für eine Reichweite von 400 km für das Jahr 2040 gezeigt. Inwiefern die Fahrzeugreichweite von 400 km aus Nutzersicht als ausreichend für den Güterfernverkehr empfunden wird und die fortschreitende Kostendegression der Einzeltechnologien eher zur Kostenreduktion und nicht zur Reichweitensteigerung eingesetzt werden, hängt unter anderem wesentlich von dem Ausbau der Lade- und Betankungsinfrastruktur sowie der Zyklenfestigkeit der Batterien, der Ausgestaltung der Infrastruktur- und Emissionsbepreisung innerhalb der EU sowie der sonstigen regulativen Ausgestaltung des Straßengüterverkehrs ab. Bei geringeren Reichweitenanforderungen an die eingesetzten Fahrzeuge sinken die Fahrzeugkosten des BET überproportional gegenüber dem FCET, so dass bei einer Lkw-Reichweite von 400 km der BET am stärksten von gesunkenen Fahrzeugkosten profitiert.

Im städtischen und regionalen Lieferverkehr sind batterieelektrische Lkw die zentrale Null-Emissions-Technologie. Für den Straßengüterfernverkehr wird mit den Gesamtkostenrechnungen aus der Sicht möglicher Nutzer deutlich, dass batterieelektrische Lkw auch im Fernverkehr gegenüber Brennstoffzellen-Lkw bis zum Jahr 2040 potenziell Kostenvorteile besitzen. Je größer die Anforderungen an die Lkw-Reichweite ohne Zwischenladung bzw. -betankung durch die Nutzer werden, desto stärker spielen langfristig jedoch die Kostenvorteile bei der Speicherung des Wasserstoffs in den FCET gegenüber der Batterietechnologie eine Rolle. Es kann also davon ausgegangen werden, dass beide Technologien einen Markt finden können, wobei BET einen eindeutigen Kostenvorteil vorweisen.[14] Zur Praxisreife beider Technologien besteht jedoch die Herausforderung die Antriebskonzepte inklusive der Speichertechnologien weiterzuentwickeln sowie die benötigte Energieinfrastruktur frühzeitig im ausreichenden Maß zur Verfügung zu stellen.

Bis mindestens zum Jahr 2030 werden je nach Antriebstechnologie CO_2-Preise von mindestens 200 bis 400 €/t CO_2 notwendig, um eine Kostenparität mit fossil angetriebenen Diesel-Lkw für die Nutzenden zu erreichen. Investitionszuschüsse können den notwendigen CO_2-Preis für die Kostenparität dabei leicht nach unten verschieben. Mit dem über die Zeit steigenden Ambitionsniveau der CO_2-Emissionsstandards für schwere Nutzfahrzeuge bis zum Jahr 2030 und im Zeitraum danach, kann davon ausgegangen werden, dass die Bedeutung möglicher Investitionszuschüsse stark zurückgeht, da Diesel-Lkw nicht kosteneffizient zur Erreichung der Zielwerte der CO_2-Emissionsstandards beitragen[15] und für die Fahrzeughersteller der Anreiz, fossil angetriebene Diesel-Lkw in den

[14] Oberleitungs-Lkw sind eine weitere technologische Option für den Lkw-Verkehr über sehr lange Distanzen. Diese Option ist in dem Technologievergleich nicht mitbetrachtet, da sie derzeit nur von wenigen Akteuren wesentlich vorangetrieben wird.

[15] Für einen relevanten Beitrag von Diesel-Lkw zur Zielerreichung der CO_2-Emissionsstandards würden die Anschaffungskosten der Diesel-Lkw erheblich gegenüber den in den Rechnungen hinterlegten Annahmen für die Kosten der Diesel-Lkw liegen. Da davon ausgegangen wird, dass die Lkw-Hersteller nicht mehr im relevanten Maßstab in die Effizienzsteigerung von Diesel-Motoren investieren, wurde in den Kostenrechnungen keine weitere Effizienzsteigerung nach dem Jahr 2030 für die Diesel-Lkw angenommen.

Markt zu bringen stark zurück geht. Das regulatorische Vorgehen kontinuierlich ansteigender Ambitionsniveaus bei den CO_2-Emissionsstandards für schwere Nutzfahrzeuge wäre auch in Übereinstimmung mit dem selbst gesetzten Ziel der Lkw-Hersteller, nach 2040 keine Lkw mehr zuzulassen, die mit fossilen Energieträgern angetrieben werden.

2.2.3.2. Personenkraftwagen

Die CO_2-Emissionsstandards für Pkw und leichte Nutzfahrzeuge[16] existieren seit dem Jahr 2009. In diesen wurden für das Jahr 2015 und das Jahr 2020 Zielwerte für die durchschnittlichen spezifischen CO_2-Emissionswerte der Neufahrzeugflotte der Fahrzeughersteller vorgegeben. Im Jahr 2018 wurden die Zielwerte für das Jahr 2020 bestätigt und eine Fortschreibung zu erreichenden durchschnittlichen CO_2-Emissionen bis zum Jahr 2030 durchgeführt. Im neu eingeführten Messzyklus WLTP[17] müssen die durchschnittlichen CO_2-Emissionen der Fahrzeughersteller bis zum Jahr 2025 um 15% gegenüber dem Durchschnittswert des Jahres 2021 sinken; für das Jahr 2030 liegt das Ambitionsniveau der CO_2-Regulierung bei der Minderung um 37,5% (Pkw) bzw. 31% (leichte Nutzfahrzeuge). Derzeit findet der Prozess zur Anpassung der Zielwerte statt. Aufgrund der erhöhten Ziele für die THG-Emissionsreduktion der EU bis zum Jahr 2030 kann davon ausgegangen werden, dass sich die Zielwerte für das Jahr 2030 in ihrem Ambitionsniveau erhöhen.

Als Reaktion auf die Bestätigung der Zielwerte für das Jahr 2020 und die Fortschreibung der Regulierung bis zum Jahr 2030 hat in der gesamten Automobilindustrie die Transformation zu potenziell gering emittierenden Plug-In-Hybriden[18] (PHEV) sowie vollständig elektrifizierten Fahrzeugen (BEV) begonnen. Eine immer breitere Auswahl an Fahrzeugen über alle Preis- und Größensegmente ist am Markt verfügbar und der Ausbau des Angebots ist von den Fahrzeug-Herstellern für die nächsten 5 Jahre angekündigt. Weiterhin haben mehrere Automobilhersteller das Ende der Weiterentwicklung von Diesel- bzw. aller Verbrennungsmotoren angekündigt, da diese im zukünftigen Antriebsmix keine bedeutende Rolle spielen werden.

Brennstoffzellenfahrzeuge (FCEV), die in den CO_2-Emissionsstandards genauso wie die BEV als CO_2-emissionsfrei bewertet werden, besitzen in den Strategien der Fahrzeughersteller heute keine herausragende Bedeutung:

Aktuell werden FCEV-Pkw lediglich von den Herstellern Toyota mit dem Mirai II und Hyundai mit dem Nexo angeboten. Beide Hersteller haben auf dem deutschen Fahrzeugmarkt mit einem Marktanteil von 3,6 % (Hyundai) bzw. (2,6 %) Toyota eine vergleichsweise untergeordnete Rolle (KBA 2021b). Zuletzt hatte Toyota zudem angekündigt, neben den FCEV und PHEV zukünftig auch verstärkt in BEV zu investieren und bis zum Jahr 2025 15 batterieelektrische Modelle anzubieten.

---

16 Umgangssprachlich werden diese als Flottenzielwerte oder CO_2-Grenzwerte bezeichnet.

17 Das standardisierte Messverfahren WLTP (*Worldwide Harmonised Light Vehicle Test Procedure*) für die Bestimmung der CO_2-Emissionen von Fahrzeugen im Rahmen des Zulassungsverfahrens verringert die Abweichung der gemessenen Emissionen mit den im Straßenbetrieb real auftretenden CO_2-Emissionen sowie die Möglichkeiten für die Optimierung auf die Emissionsmessung bei der Fahrzeugzulassung.

18 Der elektrische Fahranteil von PHEV liegt in Deutschland derzeit bei rund 45 % (Privat-Pkw) bzw. 18 % (Dienstwagen), so dass das THG-Emissionsminderungspotenzial der PHEV-Pkw heute nicht ausgeschöpft wird (ISI 2020a).

Aus Nutzersicht ist die Kaufprämie für elektrische Fahrzeuge, die derzeit sowohl für BEV als auch FCEV gewährt wird, eine finanzielle Unterstützung beim Kauf der Fahrzeuge. Zusammen mit dem steigenden Angebot an elektrischen Pkw führte die Kaufprämie dazu, dass der Anteil der batterieelektrischen Fahrzeuge (inklusive PHEV) unter den Neuzulassungen in Deutschland im Jahr 2020 auf rund 13,5 % angestiegen ist (KBA 2021b). In absoluten Neuzulassungszahlen entspricht dieser Marktanteil in etwa 194.000 BEV-Pkw und ca. 200.000 PHEV-Pkw für das Jahr 2020. Zu Anfang des Jahres 2021 lag der Neuzulassungsanteil der batterieelektrischen Antriebe kontinuierlich bei über 20% der Pkw, so dass für das Jahr 2021 mit einem weiter ansteigenden Marktanteil für batterieelektrische Fahrzeuge gerechnet werden muss. Im Gegensatz dazu wurden im Jahr 2020 nur knapp über 200 Brennstoffzellen Pkw in Deutschland neu zu gelassenen. Auch im globalen Kontext ergibt sich ein ähnliches Verhältnis zwischen den beiden Antriebsoptionen: 10,9 Mio. batterieelektrischen Pkw im Bestand stehen nur 28.000 FCEV gegenüber (ZSW 2021).

Mit dem Ansteigen der Zielwerte der CO_2-Emissionsstandards bis zum Jahr 2030 sind weiter erheblich steigende Neuzulassungsanteile an batterieelektrischen Pkw zu erwarten. Bei einer Abfrage der Pkw-Hersteller, die Fahrzeuge in Deutschland zulassen, ermittelte die Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NOW) auf Basis der heute gültigen CO_2-Emissionsstandards in der Planung befindliche Zulassungsvolumen, die zu einem Bestand an rund 15 Millionen batterieelektrischen Fahrzeugen (rund 10 Mio. BEV; rund 5 Mio. PHEV) im Jahr 2030 führen (RLI 2020). Dies entspricht in etwa einem Drittel des erwarteten Pkw-Bestands des Jahres 2030. Bei der Erhöhung des Ambitionsniveaus für die CO_2-Emissionsstandards, welche aufgrund der Steigerung des THG-Emissionsminderungsziels der EU erwartet wird, werden noch höhere Neuzulassungsanteile an elektrischen Fahrzeugen wahrscheinlich, so dass diese Schätzung eher die untere Grenze des erwarteten Bestands an elektrischen Fahrzeugen des Jahres 2030 darstellt.

Bereits ohne einen Kostenvergleich wird der unterschiedliche Stand der Technologie- und Marktentwicklung der beiden Antriebsoptionen offensichtlich. Batterieelektrische Fahrzeuge sind und werden aller Voraussicht nach die zentrale, technische Klimaschutzoption im Verkehrssektor sein. In der öffentlichen Diskussion wird jedoch hin und wieder die Herausforderung betont, die für BEV-Pkw hinsichtlich der Nutzerakzeptanz sowie der Kosten in Fahrzeugsegmenten mit hoher Fahrleistung und daraus entstehenden hohen Reichweitenanforderungen auftreten könnten.

Aus diesem Grund wird ein Kostenvergleich durchgeführt, in dem als Vergleich für den FCEV ein großer BEV-Pkw[19] mit einer realen Fahrzeugreichweite von 400 km[20] herangezogen wird. Die große Mehrheit rein batterieelektrischer Pkw wird aller Voraussicht nach eine geringere Reichweite und damit verbunden erheblich niedrigere Anschaffungskosten besitzen, was die Gesamtnutzungskosten gegenüber den im Folgenden gezeigten Rechnungen für die BEV verringert. Ähnlich wie bei der Diskussion zu den Lkw wird für den Vergleich der Gesamtkosten aus Nutzersicht eine Nutzungsdauer von fünf Jahren und die Kapitalverzinsung für die Anschaffung von 5% angenommen:

- Anschaffungspreis: Die Herleitung der Anschaffungspreise basiert auf dem Vorgehen in Öko-Institut (2014) bzw. der entsprechenden Aktualisierung (Öko-

[19] Als Referenzfahrzeug für den Vergleich der großen und auf den Langstreckenbetrieb ausgerichteten Pkw dient hier der VW Tiguan.

[20] Die im Zulassungsverfahren ermittelte angegebene Reichweite im WLTP dürfte deutlich höher liegen.

Institut 2019b). Die Kostenannahmen zu den Komponenten der Brennstoffzellenfahrzeuge für das Jahr 2030 stammen aus RE&E; TEPR; E3MLab (2018). Aktuelle Kostenannahmen zu Batteriekosten sind ICCT (2019b) entnommen und wie die Kostenkomponenten für Brennstoffzellenfahrzeuge bis zum Jahr 2040 fortgeschrieben. Der Brennstoffzellen-Pkw weist im Vergleich höhere Anschaffungskosten auf als der BEV.

- Restwerte: Als Restwert wird über alle Antriebssysteme derselbe prozentuale Anteil des Anschaffungspreises angenommen. Auf Basis der Datenbank ADAC-Autokosten können je nach Fahrleistung der Fahrzeuge nach einer Haltedauer von fünf Jahren Restwerte zwischen 25-39 % bestimmt werden (ADAC 2021).
- Energiekosten: Die angenommenen Verbräuche leiten sich auf Basis typischer Verbräuche heutiger Fahrzeuge für die jeweiligen Antriebstypen ab und der Brennstoffzellen-Pkw besitzt einen rund 65 % höheren Energieverbrauch als der BEV. Die Referenzkosten für den Strombezug werden wie bei den Kostenrechnungen für Lkw aus den Annahmen eines aktuellen Vorhabens zur Reform der Steuern und Abgaben auf Strom (Öko-Institut 2021a) abgeleitet. Für die Betankung mit Wasserstoff werden dieselben Referenzkostenkosten (zzgl. Mehrwertsteuer für die Betankung von Pkw) angesetzt wie bei den Lkw.
- Wartungs- und Betriebskosten: Die variablen Wartungs- und Betriebskosten, die sich aus den Werkstattkosten und sonstigen Betriebskosten zusammensetzen und von der Fahrleistung abhängen, sind für die beiden Fahrzeuge auf denselben Wert gesetzt. Die Annahmen sind abgeleitet aus der Datenbank der ADAC-Autokosten (ADAC 2021).
- Abgaben und Steuern: Es wird davon ausgegangen, dass dieselben Steuern und Abgaben für alle Antriebsoptionen anfallen. Dementsprechend sind die einzigen Steuern, die Berücksichtigung in den Kostenrechnungen finden, die Mehrwertsteuer beim Kauf der Fahrzeuge sowie bei der Beladung bzw. Betankung der Pkw.

Im Folgenden ist der Kostenvergleich zwischen dem BEV und dem FCEV dargestellt. Als Basis für den Vergleich wird die Kostenrechnung des BEV mit dem Referenzpreis für den Ladestrom herangezogen. Wie bei den Gesamtkostenrechnungen für die Lkw sind die jährlichen Differenzkosten für verschiedene Jahresfahrleistungen sowie für eine Spannbreite an Strompreisen für den Ladestrom bzw. an Wasserstoffpreisen an der Tankstelle abgebildet.

- Im Jahr 2030 und 2040 weist der BEV im Referenzfall um rund 400 bis 800 € pro Jahr bzw. 180 bis 250 € pro Jahr niedrigere Gesamtnutzungskosten auf als der FCEV. Der Wasserstoffpreis an der Tankstelle müsste in beiden Jahren bei unter 3 €/kg liegen, um gegenüber dem Referenzfall des BEV niedrigere Gesamtnutzungskosten aufweisen zu können. Aus Kostensicht für die Nutzenden ist der FCEV dem BEV deutlich unterlegen.
- Mit einer realen Reichweite von 400 km (ca. 100 kWh an Batteriekapazität) ist eine „teure“ Version der batterieelektrischen Mobilität als Vergleichsmaßstab gewählt worden. Kann durch eine entsprechende Ladeinfrastruktur bzw. die Gewöhnung der Kunden an niedrigere Batteriereichweiten der Bedarf an Batteriekapazität reduziert werden, verringern sich die Kosten für den BEV erheblich.

Abbildung 2-11: Jährliche TCO-Differenzkosten ggü. batterieelektrischen Pkw (reale Reichweite 400 km, Fahrzeugsegment: groß) mit Referenzstrompreis, 2030

BEV-400		Jahresfahrleistung [km]				
		10.000	15.000	20.000	25.000	30.000
Strompreis (Ladestrom) [ct/kWh]	20,0	-79 €	-119 €	-158 €	-198 €	-238 €
	22,5	-24 €	-36 €	-48 €	-60 €	-72 €
	23,6	**Basis für Kostenvergleich**				
	25,0	31 €	47 €	63 €	78 €	94 €
	27,5	87 €	130 €	173 €	217 €	260 €
	30,0	142 €	213 €	284 €	355 €	426 €
FCEV-400		**Jahresfahrleistung [km]**				
		10.000	**15.000**	**20.000**	**25.000**	**30.000**
H_2-Preis (Tankstelle) [€/kg]	3,0	125 €	56 €	-5 €	-67 €	-134 €
	4,0	235 €	221 €	215 €	208 €	196 €
	5,0	344 €	386 €	435 €	482 €	525 €
	5,8	429 €	513 €	604 €	694 €	779 €
	6,0	454 €	551 €	655 €	757 €	855 €
	7,0	564 €	716 €	875 €	1.032 €	1.185 €

BEV: Battery electric vehicle, FCEV: Fuel cell electric vehicle; alle Energiepreise ohne Steuern und Abgaben; alle Kostenangaben in Preisen von 2020

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts auf Basis der Daten im Anhang

Abbildung 2-12: Jährliche TCO-Differenzkosten ggü. batterieelektrischen Pkw (reale Reichweite 400 km, Fahrzeugsegment: groß) mit Referenzstrompreis, 2040

BEV-400		Jahresfahrleistung [km]				
		10.000	15.000	20.000	25.000	30.000
Strompreis (Ladestrom) [ct/kWh]	20,0	-82 €	-123 €	-165 €	-206 €	-247 €
	22,5	-27 €	-40 €	-54 €	-67 €	-81 €
	23,7	**Basis für Kostenvergleich**				
	25,0	28 €	42 €	57 €	71 €	85 €
	27,5	84 €	125 €	167 €	209 €	251 €
	30,0	139 €	208 €	278 €	347 €	417 €
FCEV-400		**Jahresfahrleistung [km]**				
		10.000	**15.000**	**20.000**	**25.000**	**30.000**
H_2-Preis (Tankstelle) [€/kg]	3,0	6 €	-69 €	-139 €	-210 €	-285 €
	4,0	116 €	95 €	80 €	65 €	45 €
	4,6	180 €	191 €	208 €	224 €	236 €
	5,0	226 €	260 €	300 €	339 €	375 €
	6,0	336 €	425 €	520 €	614 €	704 €
	7,0	446 €	590 €	740 €	889 €	1.034 €

BEV: Battery electric vehicle, FCEV: Fuel cell electric vehicle; alle Energiepreise ohne Steuern und Abgaben; alle Kostenangaben in Preisen von 2020

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts auf Basis der Daten im Anhang

Anders als bei Lkw-Anwendungen hat die Transformation der Automobilindustrie angereizt durch die CO_2-Emissionsstandards im Pkw-Bereich bereits begonnen. Die Fahrzeughersteller setzten dabei in Deutschland aber auch global im Wesentlichen auf batterieelektrische Antriebsoptionen. Dies ist auf die weiter fortgeschrittene Technologie-

und Marktentwicklung im Pkw-Segment sowie auf die im Vergleich zu anderen Antriebsoptionen geringeren Zielerreichungskosten batterieelektrischer Pkw für die in den meisten Automobilmärkten geltenden CO_2- und Effizienzregulierungen zurückzuführen. Spätestens im Jahr 2040 – in einigen Märkten bereits erheblich früher – werden daher nur noch emissionsfreie Antriebsoptionen miteinander um Marktanteile konkurrieren.

Die Kostenvorteile der batterieelektrischen Pkw gegenüber den FCEV stellen sich auch für die Nutzenden der Pkw ein (Abbildung 2-11 und Abbildung 2-12). Die Voraussetzung für den Markterfolg und die Akzeptanz der BEV ist der Aufbau einer ausreichend geeigneten Ladeinfrastruktur, die im Idealfall auch geringe Batteriereichweiten in den Fahrzeugen zulässt. Das Beispiel Norwegen, wo im Jahr 2020 ca. 75 % der Erstzulassungen bei den Pkw einen batterieelektrischen Antrieb besitzen (ICCT 2021), zeigt, dass die Akzeptanz für diese Technologie bereits heute geschaffen werden kann. Dementsprechend ist davon auszugehen, dass FCEV-Pkw neben der dominierenden batterieelektrischen Antriebstechnologie maximal eine Nische im zukünftigen Antriebsmix einnehmen können.

2.2.3.3. Busse

Der Dieselmotor stellt heute die dominierende Antriebsoption im Busbereich dar. Insgesamt sind in Deutschland rund 75.000 Kraftomnibusse zugelassen (KBA 2021a). Die Anzahl von Fahrzeugen mit alternativen Antrieben wie Batteriebussen (502), Oberleistungsbussen (81), Wasserstoff-Brennstoffzellenbussen (64) und Plug-In-Hybridbussen (29) ist vergleichsweise niedrig (PWC 2020). Allerdings ist zuletzt aufgrund der steigenden Fahrzeugverfügbarkeit und der hohen Bundesförderung eine deutliche Dynamik zu beobachten. Aufgrund der Umsetzung der europäischen *Clean Vehicles Directive*, die eine Mindestquote für den Anteil an „sauberen“ Fahrzeugen in der öffentlichen Beschaffung vorgibt, ist auch für die kommenden Jahre von steigenden Zulassungszahlen von Fahrzeugen mit alternativen Antrieben im ÖPNV zu rechnen. Unter „sauberen“ Fahrzeugen werden im Sinne der Richtlinie Fahrzeuge verstanden, die mit Elektrizität und Wasserstoff, aber auch mit alternativen Kraftstoffen wie Erdgas oder Biokraftstoffen betrieben werden. Für den Zeitraum bis Ende 2025 beträgt das Mindestziel 45 %, für den Zeitraum 2026 bis 2030 65 %. Mindestens die Hälfte dieser Quote muss mit emissionsfreien Fahrzeugen wie beispielsweise BEV oder FCEV[21] erreicht werden. Bis 2030 ist nach PWC (2020) die Beschaffung von rund 4.700 Nullemissions-Bussen geplant, 93 % davon als BEV und 7 % als FCEV.

Der gesamte Dieselverbrauch der Busse beträgt 15 TWh, wovon etwa 60 % auf die Linienbusse und etwa 40 % auf Reise- und Fernlinienbusse entfallen. Alternative Antriebe werden heute fast ausschließlich bei den Linienbussen im ÖPNV eingesetzt.

Bei den Elektrobussen im ÖPNV können verschiedene Konzepte zur Anwendung kommen. Fahrzeuge, die nachts im Betriebshof geladen werden (sog. Übernacht-Lader) und eine Reichweite von rund 200 km haben können je nach Anzahl der Umläufe und Streckenlänge Dieselbusse auf bestimmten Linien ersetzen. Für andere Einsatzzwecke können sogenannte Gelegenheitslader eingesetzt werden, die z. B. an Endhaltestellen mit

[21] Fahrzeuge ohne Verbrennungsmotor oder mit einem Verbrennungsmotoren, der weniger als 1 gCO_2/kWh oder weniger als 1 gCO_2/km ausstößt.

einer hohen Leistung nachgeladen werden, um die Reichweite zu vergrößern. Die Anforderungen an die Fahrzeuge ergeben sich heute aus dem vorhandenen Liniennetz und Betriebskonzept und häufig können Elektrobusse Dieselfahrzeuge nicht eins-zu eins ersetzten, so dass ein Fahrzeugmehrbedarf entsteht (VDV 2020) oder die Fahrgastkapazität sinkt (BELICON 2018). Zukünftig kann aufgrund von einer zunehmenden Energiedichte von größeren Reichweiten ausgegangen werden. Zusätzlich besteht im städtischen ÖPNV die Möglichkeit, das Liniennetz auf die Anforderungen der Fahrzeuge hin anzupassen, wenn dies nicht den verkehrlichen Erfordernissen entgegenspricht.

FCEV-Busse oder Batteriebusse mit Brennstoffzelle als Range Extender besitzen den Vorteil, dass sie nicht so sehr von der Reichweite eingeschränkt sind und im Vergleich zu Gelegenheits-Lader-Konzepten flexibler eingesetzt werden können, da sie nicht von der Ladeinfrastruktur abhängig sind. Es bestehen auch geringere Einschränkungen für die Platzierung von Wasserstofftanks, so dass höhere Reichweiten erreicht werden können. Weiterhin kann die Abwärme der Brennstoffzelle zum Heizen des Fahrgastraumes genutzt werden.

In Hinblick auf die mit den Technologieoptionen verbundenen Kostenprojektionen zeigt sich kein einheitliches Bild: thinkstep; Prognos (2017) gehen davon aus, dass die Gesamtkosten eines FCEV-Stadtbusses von Mehrkosten gegenüber Dieselbussen in Höhe von 70 % im Jahr 2015 zukünftig sinken und FCEV-Stadtbusse im Jahr 2030 Kostenparität erreichen können. Dabei sehen sie im Jahr 2030 für den FCEV höhere Investitionskosten und höhere Kosten für Unterhalt und Reparatur, die jedoch durch deutlich niedrigere Energiekosten kompensiert werden.

DLR; IFEU; LBST; DBFZ (2015) sehen für das Jahr 2025 die kostengünstigste Option für die Stadt Eberswalde bei den Gelegenheitsladern, die etwa 15 % höhere Gesamtkosten als Dieselbusse verursachen, gefolgt von Hybrid-Trolleybussen. FCEV und Nachtlader führen nach DLR; IFEU; LBST; DBFZ (2015) zu fast 40 % höheren Gesamtkosten im Vergleich zu Dieselbussen. Sie sehen für die FCEV auch keine Vorteile bei den Energiekosten.

Zu einem ähnlichen Bild kommt auch ein Kostenvergleich von BELICON (2018) für die Flotte der Stadtwerke Gießen. Im Vergleich zu einer mit Biomethan betriebenen Flotte führt der Einsatz von Gelegenheitsladern zu 4 % höheren Kosten, Übernacht-Lader zu 22 % und FCEV-Hybridbusse zu 43 % höheren Kosten.

Erste Versuche des Fernlinienbusbetreiber Flixbus Elektrofahrzeuge im Fernlinienverkehr in Deutschland einzusetzen wurden eingestellt. Dem Unternehmen zu Folge wäre für den erfolgreichen Einsatz eine Fahrzeugreichweite von mindestens 400 km und eine Ladedauer von einer Stunde notwendig (ecomento 2020).

Bei den Linienbussen im ÖPNV existieren also verschiedene Optionen für einen klimaneutralen Betrieb. In Abhängigkeit der betrieblichen Anforderungen können dies insbesondere BEV, FCEV oder (Hybrid)-Trolleybusse sein, wobei die aktuelle Entwicklung stark in Richtung BEV als primäre Anwendungsoption hindeutet. Eine Bewertung der verschiedenen Optionen muss für den jeweiligen Anwendungsfall unter Berücksichtigung der verkehrlichen Anforderungen, möglicher Liniennetzanpassungen und den sich mit der Zeit verändernden Fahrzeugeigenschaften erfolgen. Dabei kann es sein, dass sich ein Mix aus verschiedene Antriebskonzepten als vorteilhaft herausstellt.

Mit der *Clean Vehicles Directive* existiert bereits ein starkes Instrument auf europäischer Ebene, um die Einführung von emissionsfreien ÖPNV-Bussen bis zum Jahr 2030 voranzubringen. In den vergangenen Jahren wurde zudem die Anschaffung von emissionsfreien Bussen mit einer Förderquote von 80 % der Mehrkosten gefördert. Mit dem Konjunktur- und Krisenbewältigungs-Paket im Rahmen der Corona-Krise werden rund 800 Millionen Euro aus dem 1,2 Mrd. Euro großem Bus und LKW-Flottenmodernisierungsprogramm zusätzlich bereitgestellt. Die neue Förderrichtlinie befindet sich derzeit in der EU-Notifizierung. Für den Zeitraum nach 2030 macht die *Clean Vehicles Directive* hingegen keine Vorgaben. Hier könnte es sinnvoll sein, dass Mindestziel bis 2035 weiter anzuheben und dieses vollständig auf emissionsfreie Fahrzeuge anstelle von „sauberen Fahrzeugen“ zu beziehen. Dadurch würden weitere Klimaschutzpotenzialen erschlossen und darüber hinaus innerstädtische Belastung von Lärm- und Luftschadstoffen gemindert.

Bei den Reise- und Fernlinienbussen hingegen, bei denen eine lange Reichweite im Vordergrund steht, ist der Einsatz von batterieelektrischen Fahrzeugen vorerst ungeeignet. Hier könnten mit Wasserstoff betriebene FCEV eine stärkere Rolle spielen als bei den Linienbussen im ÖPNV.

2.2.3.4. Schienenverkehr

Der Großteil des Schienenverkehrs wird in Deutschland elektrisch erbracht, obwohl lediglich 54 % der Streckenlänge elektrifiziert ist (Destatis 2017). Der Betrieb von Dieseltriebwagen findet in der Regel auf nicht mittels Oberleitungen elektrifizierten Strecken, häufig Nebenstrecken, oder Strecken mit Elektrifizierungslücken und somit zumindest teilweise auch auf elektrifizierten Streckenabschnitten statt. Im Jahr 2019 lag der Anteil der Verkehrsleistung mit Dieseltraktion im Personenfernverkehr bei 2 % und im Personennahverkehr bei 19 %. Weiterhin werden Diesellokomotiven im Güterverkehr eingesetzt z. B. im Rangierverkehr oder wenn die Gleisanschlüsse der Industriekunden nicht elektrifiziert sind. Insgesamt betrug der Verbrauch an Dieselkraftstoff im Schienenverkehr zuletzt rund 3 TWh (2018) (AGEB 2021).

Als Technologieoptionen zur Defossilisierung werden verschiedene Antriebstypen diskutiert und teilweise bereits erprobt wie z. B.

- Triebwagen mit Wasserstoff-Brennstoffzelle wie bspw. der Alstom iLint und der KuMoYa E995, welche den in den Brennstoffzellen erzeugten Strom für die Traktion elektrisch nutzen und über Batterien für Leistungsspitzen und die Bremsenergierückgewinnung verfügen. Die Reichweite auf nicht elektrifizierten Streckenabschnitten ist mit 500 bis zu 1.000 km vergleichsweise groß.
- Oberleitungs-Batterie-Hybrid wie z.B. der Triebzug EV-E301, Siemens Mireo Plus, oder der Talent 3, welche über einen Batteriespeicher verfügen, der während der Fahrt unter einer Oberleitung oder im Bahnhof nachgeladen werden kann und dann von 50 km (heute) bis zu 100 km (zukünftig) oberleitungsfreies elektrisches Fahren ermöglicht.
- Elektrifizierung der Strecken: ermöglicht die Nutzung des vorhandenen Rollmaterials und bewährter Fahrzeugtechnologie, erfordert aber hohe Infrastrukturin-

vestitionskosten (rund 1-2 Millionen €/km Strecke (TUD 2017). Die Elektrifizierung ist in den letzten Jahren mit ca. 70 km/a vergleichsweise langsam vorangegangen (Allianz pro Schiene 2021).

Mit Ausnahme der Elektrifizierung der Strecken sind alle Technologieoptionen neuartig und damit mit Anpassungsbedarfen z. B. bei der Energiebereitstellung, der Wartung/ Instandhaltung und Fahrzeugüberholung (z. B. Wechsel von Batterien und Brennstoffzellensystemen) verbunden.

Auf elektrifizierten Strecken haben elektrische Triebwagen heute etwa halb so hohe Traktionsenergiekosten wie Triebwagen mit Dieselantrieb. Die Elektrifizierung einer Strecke ist heute allerdings erst ab einem Takt ab 1 Triebzug mit 2 Fahrzeugen pro Stunde wirtschaftlich (TUD 2017).

Kostenbetrachtungen der verschiedenen Technologieoptionen in der Literatur kommen zu widersprüchlichen Ergebnissen, allerdings werden dabei auch unterschiedliche Anwendungsfälle betrachtet. TUD (2019) zeigt für den konkreten Fall „Pfalznetz“, dass Oberleitungs-Batterie-Hybridfahrzeuge die kostengünstigste Option darstellen, Wasserstoff-Brennstoffzellen-Triebwagen führen in dieser Betrachtung innerhalb von 35 Jahren zu rund 57 Millionen bzw. 7 % höheren Kosten. Roland Berger (2019) hingegen sehen nahezu Kostenparität zwischen einem Wasserstoff- und einem Dieseltriebwagen. Bei Rangierloks und Lokomotiven werden dagegen bei Wasserstoff-Fahrzeugen bis zu 14 % höhere TCO-Kosten gesehen. In einer Reihe von Fallstudien wird gezeigt, dass Triebwagen mit Batterien ähnliche Kosten aufweisen. VDE (2020) sieht hingegen für das Netz Düren Kostenvorteile bei Batterie-Triebwagen und der Elektrifizierung des Netzes gegenüber dem Einsatz von Wasserstoff-Triebwagen.

Als Option für den heute mit Dieseltraktion erbrachten Schienenverkehr stehen also zukünftig eine Reihe von Technologie-, Infrastruktur- und Kraftstoffoptionen und deren Kombination zur Verfügung. Da sich Rahmenbedingungen wie z. B. der Elektrifizierungsgrad, die Länge von Elektrifizierungslücken, die vorhandene Infrastruktur, die Topografie und die Verkehrsdichte regional unterscheiden, muss eine Bewertung jeweils für den Einzelfall erfolgen. Tendenziell sind Batterielösungen bei kurzen und mittleren Längen von nicht elektrifizierten Abschnitten besser geeignet, während Lösungen mit Wasserstoff am besten eingesetzt werden, wenn die oberleitungsfreie Reichweite entscheidend ist.

2.3. Synthetische Kohlenwasserstoffe

2.3.1. Aktuelle Projektionen und deren Determinanten

In diesem Kapitel werden aktuelle Projektionen mit Blick auf synthetische Treibstoffe ausgewertet. Dabei wird auf das Kapitel 2.1 aufgebaut, in dem die ausgewerteten Szenarien beschrieben und die grundlegenden Determinanten für den Einsatz von Wasserstoff und Folgeprodukte erläutert werden. Der Fokus des vorliegenden Kapitels liegt also auf den zusätzlichen Erkenntnissen bezüglich synthetischer Treibstoffe. Informationen können dabei nur punktuell aus den Studien gezogen werden, weil sektoral nicht immer zwischen erneuerbaren Gasen sowie zwischen erneuerbaren und fossilen Kraftstoffen unterschieden wird.

Zusätzlich zu den in Kapitel Tabelle 2-6 dargestellten Determinanten existieren für synthetische Treibstoffe weitere spezielle Zusammenhänge zwischen Annahmen und Bedarfen, die in der folgenden Tabelle 2-6 dargestellt sind.

Tabelle 2-6: Determinanten für den Bedarf an synthetischen Treibstoffen

Determinante	Effekt	Erläuterung
Elektrifizierungsgrad	▼ hoher Elektrifizierungsgrad führt zu geringeren Wasserstoffbedarfen	Ein hoher Elektrifizierungsgrad wirkt sich insbesondere auf das Verkehrssegment und Gebäudewärmesegment aus. Synthetische Kraftstoffe werden bei geringer Elektrifizierung in Gasheizungen und Verbrennungsmotoren eingesetzt.
Einsatz von Biomasse	▼ signifikanter Einsatz von Biomasse führt zu geringeren Bedarfen	Aus Biomasse können Kraftstoffe gewonnen werden. Aus diesem Grund stehen sie in den Szenarien in direkter Konkurrenz zu strombasierten synthetischen Kraftstoffen.
Systemgrenzen	▲ Betrachtung aller Sektoren führt zu höheren Bedarfen	Hier sind insbesondere die Systemgrenzen im Verkehrsbereich relevant. Wenn der internationale Verkehr (der zum Großteil aus Schiffs- und Flugverkehr besteht) nicht berücksichtigt wird, ist die Nachfrage nach synthetischen Kraftstoffen geringer.

Quelle: Öko-Institut

In den folgenden Abschnitten wird zwischen *Power-to-Gas* (Methan auf Basis von elektrolytischem Wasserstoff) und flüssigen synthetischen Treibstoffen (Diesel, Otto-Kraftstoffe und Kerosin) unterschieden.

Der Bedarf nach *Power-to-Gas* (Methan) ist in den Szenarien sehr unterschiedlich ausgeprägt. Die Analyse wird erschwert durch die oft fehlende Unterteilung in Methan auf Basis von Biomasse und Methan auf Wasserstoffbasis. Prognos; Öko-Institut; Wuppertal Institut (2020) weist einen spezifischen Bedarf an Power to Gas aus und zeigen einen ersten Bedarf im Jahr 2045 mit ca. 2 TWh und im Jahr 2050 mit ca. 9 TWh. Ganz andere Größenordnungen werden in (EWI R&S 2017) ausgewiesen. Hier werden erste Bedarfe nach Power-to-Gas im Jahr 2030 mit ca. 10 TWh und im Jahr 2040 mit ca. 20 TWh gesehen. Im Jahr 2050 steigert sich die Nachfrage nach Power-to-Gas auf 445 TWh. Der Bedarf von Power-to-Gas variiert also sehr stark zwischen den Szenarien und ist von den folgenden Faktoren abhängig:

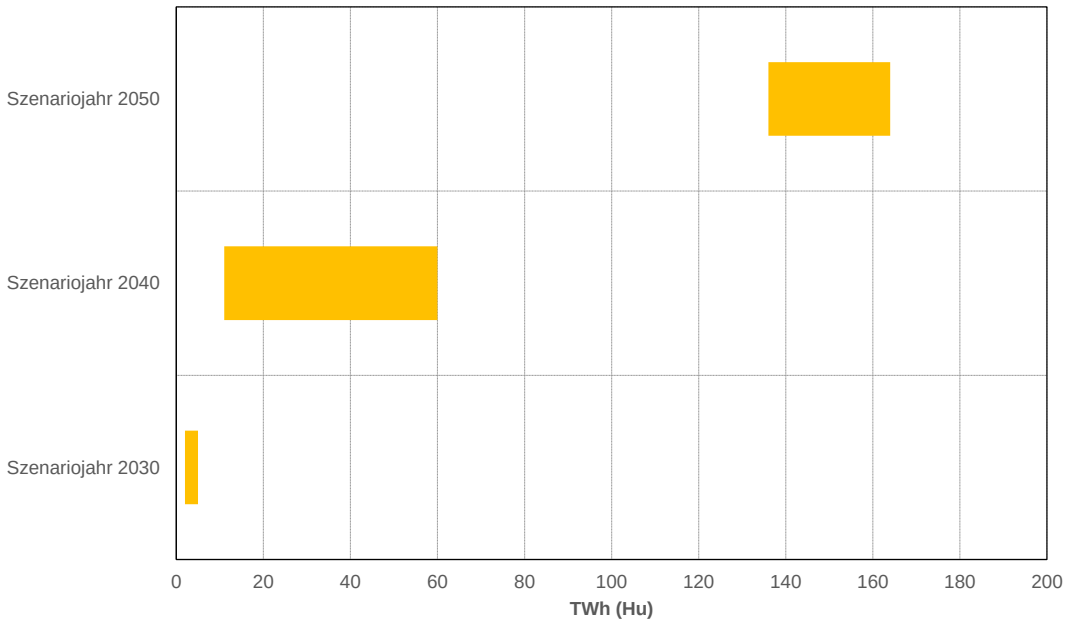
- Der zentrale Treiber für den Bedarf an Power-to-Gas sind Annahmen bezüglich des Sektors Gebäudewärme. So spielt Power-to-Gas in den meisten Szenarien

in den Sektoren Verkehr und Industrie nur eine untergeordnete Rolle. Szenarien mit hohen Bedarfen nach Power-to-Gas zeigen einen hohen Anteil an Gasheizungen im Gebäudebereich und vergleichsweise geringe Anteile an Wärmepumpen (EWI R&S 2017).

- Auch die Annahmen im Sektor Energiewirtschaft sind relevant für den Bedarf an Power-to-Gas. Während in einigen Studien der Brennstoffbedarf für die Erzeugung von Strom mit Wasserstoff gedeckt wird (Prognos; Öko-Institut; Wuppertal Institut 2020) zeigen Studien mit hohem Gesamtbedarf nach Power-to-Gas in diesem Sektor Bedarfe bis zu 140 TWh im Jahr 2050 (EWI R&S 2017). Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Option der Umwidmung von Erdgasnetzen zu Wasserstoffnetzen erst in den letzten Jahren verstärkt in den Fokus gerückt ist. Folgend sind in der Studienlandschaft Verschiebungen von der Nachfrage von Methan hinzu Wasserstoff festzustellen.

Die Nachfrage nach flüssigen synthetischen Treibstoffen ist in den analysierten Studien nur vereinzelt aufgeführt. Eine robuste Bandbreite kann auf dieser Grundlage nicht ausgewiesen werden. Die Studien Prognos; Öko-Institut; Wuppertal-Institut (2020) und EWI R&S (2017) zeigen einen moderaten Hochlauf der Nachfrage bis zum Jahr 2040 und eine Nachfrage zwischen ca. 140 und ca. 160 TWh im Jahr 2050 (vgl. Abbildung 2-13).

Abbildung 2-13: Bandbreite der Nachfrage nach flüssigen synthetischen Energieträgern bzw. Rohstoffen, 203-2050



Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts auf Basis von EWI R&S (2017) sowie Prognos; Öko-Institut; Wuppertal Institut (2020)

Flüssige synthetische Treibstoffe werden hauptsächlich im Verkehrssektor nachgefragt (ISE 2020a; Prognos; Öko-Institut; Wuppertal Institut 2020; EWI R&S 2017) und hier insbesondere im internationalen Schiffs- und Flugverkehr. Nur in einzelnen Studien werden flüssige synthetische Treibstoffe auch mit signifikanten Anteilen im PKW- und LKW-

Bereich eingesetzt. So weist Prognos; UMSICHT; DBFZ (2018) hohe Anteile an synthetischen Otto- und Diesel-Kraftstoffen aus und kommt in der Folge auf eine Gesamtnachfrage nach flüssigen synthetischen Treibstoffen von ca. 550 TWh ab dem Jahr 2040.

Neben dem Verkehrssektor werden flüssige synthetische Energieträger bzw. Rohstoffe auch im Industriesektor eingesetzt. Prognos; Öko-Institut; Wuppertal Institut (2020) weisen hierfür eine stoffliche Nachfrage von 41 TWh im Jahr 2050 aus.

Aus der vergleichenden Szenarienanalyse zeigt sich mit Blick auf die sektoralen Nachfragen für Wasserstoff-Derivate bzw. synthetische Energieträger oder Rohstoffe, dass

- synthetische Kraftstoffe in den Szenarien auf sehr unterschiedlichen Niveaus eingesetzt werden, wobei Methan in einigen Szenarien nur in sehr geringen Mengen benötigt wird.
- die Hauptdeterminanten für die unterschiedlichen Bedarfe zwischen den Szenarien vor allem den modellierten Einsatz von Methan im Sektor Gebäudewärme sowie den Einsatz von flüssigen synthetischen Treibstoffen für den PKW- und LKW-Bereich betreffen;
- der mengenmäßig relevante Hochlauf insbesondere für flüssige synthetische Treibstoffe erst ab dem Jahr 2040 angenommen wird;
- der relevanteste Treiber für den Bedarf an flüssigen synthetischen Kraftstoffen der Flugverkehr ist;
- Wasserstoff-Derivate in der langfristigen Perspektive auch im Industriesektor (v.a. allem der Chemiebranche) eine Rolle spielen werden.

Der Hochlauf des Bedarfs nach synthetischen Energieträgern bzw. Rohstoffe wird damit im Vergleich zu den entsprechenden Wasserstoffnachfragen in den vorliegenden Szenarienanalysen erst zu deutlich späteren Zeitpunkten gesehen. Die langfristigen Verbrauchsniveaus sind aber beträchtlich und die Nachfragedynamik vor allem im Zeitraum nach 2035 groß.

2.3.2. Zentrale Backstop-Optionen für synthetische Treibstoffe

2.3.2.1. Überblick

Wasserstoff kann nicht nur direkt als Energieträger und Rohstoff zum Einsatz kommen, sondern auch als Ausgangsstoff für synthetische Treib- und Grundstoffe verwendet werden. Dafür ist in Syntheseprozessen die Einbindung des Wasserstoffs in verschiedene Wasserstoffderivate möglich. Ein Merkmal der Herstellung dieser Wasserstoffderivate ist der zusätzliche Prozessschritt der Synthese, der mit Wandlungsverlusten verbunden ist, so dass die Herstellung der Wasserstoffderivate grundsätzlich mit einem höheren Energieaufwand verbunden ist als die Herstellung des Wasserstoffs (Öko-Institut 2019a; Schemme 2020). Bei Syntheseprozessen, in denen kohlenstoffhaltige Derivate (z.B. Benzin, Diesel, Methan, Methanol) hergestellt werden, besteht zudem die Herausforderung Kohlenstoffdioxid (CO_2) als Kohlenstoffquelle für den Syntheseprozesse zur Verfügung zu stellen, was weitere Energieaufwendungen mit sich bringt. Ein Vorteil der Wasserstoffderivate liegt jedoch in deren höheren volumetrischen Energiedichte, so dass der

Transport der Syntheseprodukte – gerade wenn sie als flüssige Produkte vorliegen – im Vergleich zum Wasserstoff erheblich einfacher und die Speicherung in kleineren Tanks möglich ist.

Als mögliche Klimaschutzoption werden flüssige, synthetische Wasserstoffderivate vor allem im Verkehrssektor diskutiert, da diese als *Drop-in*-Kraftstoffe ohne grundsätzliche Änderungen der Energieinfrastruktur und ohne die Transformation zu anderen Antriebskonzepten eingesetzt werden können. Dabei spielt auch der Vorteil der einfacheren und weniger Volumen einnehmenden Speicherung flüssiger synthetischer Treibstoffe eine Rolle, da dadurch ohne Mehraufwand im Vergleich zur batterieelektrischen und zur Brennstoffzellen-Mobilität größere Reichweiten ohne der Notwendigkeit einer Zwischenbetankung möglich werden. Daher konzentriert sich die folgende Analyse der *Backstop*-Optionen auf die mögliche Nutzung flüssiger, synthetischer Kraftstoffe im Verkehrssektor.

Für die Herstellung synthetischer Flüssigkraftstoffe für den Verkehrssektor stehen verschiedene Prozessrouten zu Verfügung, deren Umwandlungseffizienz entlang der gesamten Prozesskette als vergleichbar eingeschätzt werden:

- Die Fischer-Tropsch-Synthese (FT-Synthese) ist ein etabliertes großtechnisches Verfahren, mit dem auf Basis eines Synthesegases ein Gemisch aus mit verschiedenen Kohlenwasserstoffen erzeugt wird. Dieses Gemisch kann in einem darauffolgenden Raffinerieprozess in Endprodukte wie Benzin, Diesel und Kerosin weiterverarbeitet werden und so als Drop-In-Kraftstoff zum Einsatz kommen. Die technische Herausforderung liegt dabei vor allem in der Herstellung des Synthesegases, welches sich im Wesentlichen aus Kohlenmonoxid und Wasserstoff zusammensetzt. Die dafür benötigte Reverse-Wassergas-Shift-Reaktion (RWGS) ist technisch heute auf dem Stand von kleinen Demonstrationsanlagen und müsste für die Anwendung in großtechnischen Anlagen auf die entsprechende Größe skaliert werden.
- Bei der Produktion über die Methanolsynthese wird im ersten Prozessschritt Methanol als chemischer Ausgangsstoff für die Weiterverarbeitung in übliche im Verkehrssektor eingesetzte Treibstoffe hergestellt. Für die Methanolsynthese gibt es zwei Verfahren: Bei der heute im großskaligen Maßstab eingesetzten Methanolproduktion findet der Produktionsprozess auf Basis von Synthesegas statt. Wie bereits bei der FT-Synthese erwähnt, ist der dafür benötige Aufbereitungsprozess des Kohlenstoffdioxids und des Wasserstoffs (RWGS) nur in kleinen Demonstrationsanlagen technisch verfügbar und müsste erst für die industrielle Methanolproduktion skaliert werden. Das zweite mögliche Verfahren und derzeit präferierte Verfahren für die Skalierung von Produktionsanlagen ist die direkte Methanolsynthese aus CO_2 und Wasserstoff. Kleinere industrielle Produktionsanlagen existieren für diesen Prozess, wobei diese ebenfalls für eine relevante Produktionsmenge auf größere Produktionskapazitäten skaliert werden müssten. Das im ersten Prozessschritt erzeugte Methanol kann in weiteren Aufbereitungsschritten in typische Endprodukte wie beispielsweise Benzin, Diesel und Kerosin weiterverarbeitet und somit verbrennungsmotorischen Optionen im Verkehrssektor zugänglich gemacht werden. Das Verfahren der Herstellung von Benzin (*Methanol-to-Gasoline*) steht in industrieller Skale zur Verfügung; die Aufbereitung zu Diesel und zu Kerosin ist mit für Raffinerien

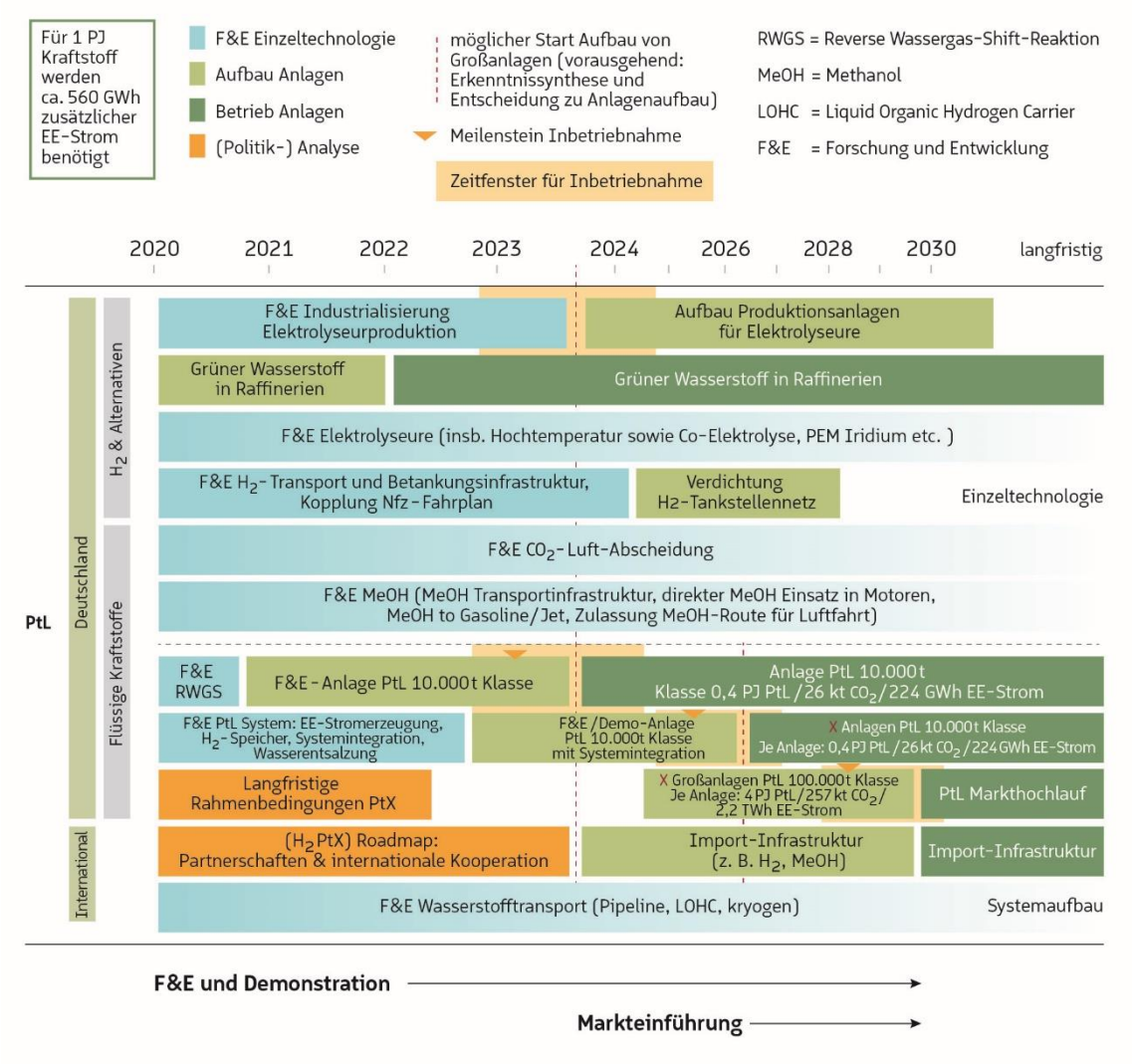
typischen Prozessen möglich, wurde bisher allerdings nicht in Demonstrationsanlagen oder in der Praxis durchgeführt.

Für die Produktionsverfahren der potenziellen synthetischen Kraftstoffe im Verkehrssektor wird neben Wasserstoff auch Kohlenstoffdioxid als Ausgangsstoff benötigt. Für erste Anlagen kann dafür auf fossile CO_2-Emissionen aus industriellen Punktquellen zurückgegriffen werden. Aufgrund der Transformation hin zur Klimaneutralität können diese aber nicht mittel- und langfristig für die Herstellung synthetischer Kraftstoffe genutzt werden. Für die Herstellung von synthetischen Kraftstoffen müssen daher nachhaltige biogene Quellen sowie Kohlenstoffdioxid aus der Atmosphäre eingesetzt werden, damit bei der Nutzung der synthetischen Kraftstoffe im Verkehrssektor ein klimaneutraler CO_2-Kreislaus entstehen kann. Die technische und regulatorische Herausforderung besteht dabei, die CO_2-Abtrennung aus der Luft als die zentrale Art der Kohlenstoffdioxid-Bereitstellung zu niedrigen Kosten für die synthetische Kraftstoffproduktion zu etablieren. Heute liegen die Kosten für die CO_2-Bereitstellung aus der Luft bei mindestens 350 bis 600 US-$/t CO_2, mittel- bis langfristig und für günstige Rahmenbedingungen werden Kostenniveaus von 100 US-$/t CO_2 angestrebt (McQueen et al. 2021; IRENA 2020b; Viebahn et al. 2019; Fasihi et al. 2019).

In einem Werkstattbericht hat die AG 1 der Nationalen Plattform Zukunft der Mobilität (NPM) einen möglichen Fahrplan für den Aufbau möglicher Produktionsanlagen von synthetischen Treibstoffen für den Verkehrssektor entwickelt (Abbildung 2-14), der den technischen Stand und notwendige Zeiträume für die technische Weiterentwicklung der Anlagen bei geeigneter regulatorischer und finanzieller Unterstützung darstellt. Entsprechend dieses Fahrplans ist die Inbetriebnahme erster Produktionsanlagen mit großindustrieller Produktionskapazität (100.000 t Produktionskapazität pro Jahr[22]) um das Jahr 2030 möglich. Mit dem Schritt zu Anlagen dieser Produktionskapazität wird sich voraussichtlich auch die Produktion auf Vorzugsstandorte im internationalen Kontext verlagern, die den Aufbau der für den Import notwendigen Transportinfrastrukturen erforderlich macht. Aus technischer Sicht und bei idealen regulatorischen Rahmenbedingungen kann daher davon ausgegangen werden, das relevante Mengen an synthetischen Treibstoffen für den Verkehrssektor frühestens nach dem Jahr 2030 zur Verfügung stehen können.

[22] Eine Produktionskapazität von 100.000 t an Kraftstoffen pro Jahr entspricht in etwa 1,1 TWh pro Jahr.

Abbildung 2-14: Zeitlicher Ablauf der Technologieentwicklung und des möglichen Aufbaus von Produktionskapazitäten von synthetischen Treibstoffen



Quelle: NPM AG1 (2020a)

2.3.2.2. Einsatz synthetischer Treibstoffe im Luftverkehr

Im Flugverkehr muss trotz des Rückgangs der Flugzahlen im Jahr 2020 durch die COVID-19 Pandemie global weiterhin von einem Wachstum des Passagieraufkommens ausgegangen werden, dessen Schwerpunkt außerhalb Europas liegen wird. Dennoch ist selbst in Szenarien mit niedrigem Flugaufkommen ein, welches beispielsweise durch verstärktes digitales Arbeiten generiert wird, Wachstum der Flugzahlen in der EU hinterlegt (EEA; EASA; Eurocontrol 2019). Durch eine verbesserte Effizienz der Flugzeugflotte und Verbesserungen der Flugroutenführung kann im Idealfall in einem solchen Szenario der THG-Emissionsausstoß im Flugverkehr in Europa mittel- bis langfristig auch bei der Nutzung fossilen Kerosins leicht sinken. Offensichtlich ist jedoch, dass für das Ziel der Klimaneutralität auch im Flugverkehr eine Lösung dafür gefunden werden muss, die benötigte Energie klimaneutral zur Verfügung zu stellen. Im Gegensatz zum landgebundenen Verkehr, für den kürzere Transportdistanzen anfallen und der die Möglichkeit der

Zwischenladung bzw. -betankung besitzt, besteht im Flugverkehr die Notwendigkeit, flüssige Treibstoffe mit hoher volumetrischer Energiedichte einzusetzen. Batterieelektrische Antriebskonzepte eignen sich wegen des Gewichts der Batterien und der vergleichsweise geringen Energiedichte nur für Kurzstreckenflüge; die Herausforderung für den Einsatz flüssigen Wasserstoffs in Turbinen liegt in der Notwendigkeit den Wasserstoff im flüssigen Zustand sicher zu speichern. Auch besitzt flüssiger Wasserstoff eine niedrigere volumetrische Energiedichte, die in konventionellen Flugzeugkonzepten die Reichweite beim Einsatz von Wasserstoff als Treibstoff auf rund 2.000 km begrenzt. Auch sind solche alternativen Antriebs- und Energieträgerkonzepte für den Flugverkehr nicht zugelassen und die Zulassung dafür kann frühestens um das Jahr 2035 erwartet werden. Inwieweit eine Transformation zu veränderten Antriebs- und Energieträgerkonzepte stattfinden wird, ist aus heutiger Sicht unsicher. Diese veränderten Konzepte werden für den Langstreckenflugverkehr, der den wesentlichen Teil der THG-Emissionen in Europa verursacht[23] (Eurocontrol 2020), bis zum Jahr 2050 und wahrscheinlich darüber hinaus nicht zur Verfügung stehen.

Dementsprechend besteht der Bedarf möglichst klimaneutrale Treibstoffe im Flugverkehr einzusetzen. Neben Biokraftstoffen gelten synthetische Treibstoffe als nachhaltige Flugtreibstoffe[24]. Im Vergleich sind Biokraftstoffe mit niedrigeren Kosten verbunden als synthetische Treibstoffe. Die Verfügbarkeit an nachhaltig einsetzbarer Biomasse ist jedoch begrenzt und in anderen Wirtschaftssektoren mit einer höheren Kosteneffizienz und damit gesamtgesellschaftlich mit Kostenvorteilen verbunden (Prognos; Öko-Institut; Wuppertal Institut 2020). Für den Einsatz von synthetischen Treibstoffen gibt es daher keine relevante Backstop-Option (siehe auch Abschnitt 2.3.1). Die im Jahr 2050 für einen klimaneutralen Flugverkehr notwendige Menge an synthetischen Treibstoff hängt daher einerseits von der Entwicklung der Transportleistung des Flugverkehrs sowie der Effizienz der Flugzeugflotte ab, andererseits aber auch inwieweit Biokraftstoffe und ggf. auch andere Antriebs- und Energieträgerkonzepte zum Einsatz kommen werden. Für eine vollständige Klimaneutralität des Flugverkehrs müssen jedoch auch zusätzliche Maßnahmen, die über die vollständige Vermeidung von CO_2-Emissionen hinausgehen, als Ausgleich zu den unvermeidbaren Nicht-CO_2-Effekten des Flugverkehrs genutzt werden.

Synthetisches Kerosin aus Fischer-Tropsch-Prozessen ist als Flugtreibstoff zugelassen und kann bis zu 50 % in Flugzeugen beigemischt werden. Bei der Produktion des synthetischen Kerosins mit der Fischer-Tropsch-Synthese und der darauffolgenden Raffination entstehen jedoch weitere kohlenwasserstoffhaltige Endprodukte. Über die Prozessführung (u.a. Druck, Temperatur, Art der Katalysatoren) lassen sich im Fischer-Tropsch-Prozess für die Kerosinherstellung nutzbare Energie-Anteile am Produktstrom von Kerosin zwischen 50 und 60 % erreichen (LBST; Bauhaus Luftfahrt 2016). Mit neuen bifunktionalen Katalysatoren, die sich im Forschungsstadium befinden, kann sich die Selektivität der für Kerosin nutzbaren Anteile für die Kerosinherstellung in der Fischer-Tropsch-Synthese auf 70% erhöhen (Li et al. 2018). Ein anderer Ansatz wäre es, den Fischer-Tropsch-Prozess vor allem für die Produktion von langkettigen Kohlenwasserstoffen zu nutzen, um diese im Raffinationsprozess spezifisch in Kerosin umzuwandeln. Damit kann eine Kerosinausbeute von bis zu 90 % erreicht werden.[25]

---

[23] 75% der CO_2-Emissionen der EU werden von Flügen mit einer Distanz von mehr als 1.500 km verursacht.

[24] Die auf unterschiedlicher Rohstoffbasis und über verschiedene Technologierouten hergestellten Flugtreibstoffe in dieser Kategorie werden als *Sustainable Aviation Fuels* (SAF) bezeichnet.

[25] Information aus Expertengespräch mit Sunfire AG.

Über die Methanolroute ist es grundsätzlich möglich Kerosin herzustellen; die dafür notwendigen Aufbereitungsschritte des Methanols sind mit heute in Raffinerien eingesetzten Prozessen bekannt. Jedoch wurde über diese Prozessroute bisher kein Kerosin hergestellt, so dass auf diese Art hergestelltes Kerosin im Moment nicht als Treibstoff für den Flugverkehr zugelassen ist. Da andere *Alcohol-to-Jet*-Treibstoffe (AtJ) bereits als Flugkraftstoff zugelassen sind, ist gegebenenfalls die Zulassung[26] über ein vereinfachtes Verfahren mit geringerem Aufwand für Tests möglich.

Der Einsatz synthetischer Kraftstoffe im Flugverkehr wird aufgrund des technischen Stands der Produktionsanlagen erst nach dem Jahr 2030 im relevanten Maßstab möglich werden. Für den Einsatz von synthetischem Kerosin besteht in der Langfristperspektive jedoch auch keine relevante Backstop-Option, so dass der Einsatz synthetischen Kerosins langfristig für das Erreichen der Klimaneutralität notwendig werden wird. Da die Nachfrage nach Kohlenwasserstoffen im Straßenverkehr stark zurückgehen wird, sollte beim Aufbau der Produktionsanlagen von Anfang jedoch eine hohe Ausbeute an Treibstoffen angereizt werden, die im Flugverkehr eingesetzt werden können.

2.3.2.3. Einsatz synthetischer Treibstoffe im Seeverkehr

Auch der Seeverkehr ist durch lange Transportstrecken und durch den Bedarf an Treibstoffen mit hoher volumetrischer Energiedichte gekennzeichnet. Elektrische Antriebe, deren Energie aus Batterien oder Brennstoffzellen gespeist werden, können daher wegen der geringen Lebensdauer und des höheren Platzbedarfs für den Antrieb sowie den Energieträger auch in der Schifffahrt nur eine Nischenrolle wie gegebenenfalls im Fährverkehr einnehmen. Der Wechsel hin zu klimafreundlichen Kraftstoffen ist daher die zentrale Stellschraube für einen klimaneutralen Seeverkehr. Anders als im Flugverkehr stehen aufgrund der einfacheren Motorentechnik und der geringeren Sicherheitsanforderungen dafür eine Vielzahl an Energieträgern zur Verfügung, die jeweils mit Vor- und Nachteilen verbunden sind (DNV GL 2019; EDFE; RE&E 2019):

- Methanol ist ein Energieträger, für den erste Schiffsantriebe getestet werden und die antriebsseitige Technologieverfügbarkeit als mittel eingestuft werden kann. Im Vergleich zu anderen Optionen liegen die Herstellungskosten und der notwendige Stromeinsatz für die Herstellung des Methanols höher als bei Ammoniak und in einer ähnlichen Größenordnung wie verflüssigtes Methan. Die volumetrische Energiedichte und damit das Volumen für die Speicherung des Methanols liegt in einer ähnlichen Größenordnung wie Ammoniak; im Vergleich zu verflüssigtem Methan wird jedoch ein höheres Volumen benötigt. Aus Methanol kann über die Dehydratisierung auf einfache Art und Weise DME[27] hergestellt werden, welches ebenfalls als Treibstoff eingesetzt werden kann und ähnlich eingeschätzt wird wie Methanol.
- Verflüssigtes synthetisches Methan[28] ist eine weitere Option das heute eingesetzte fossile Schweröl zu ersetzen. Die Technologieverfügbarkeit als auch die

[26] Für vereinfachte Verfahren der Kraftstoffzulassung werden 500 bzw. 38.000 l an Kerosin benötigt. Für einen vollständige Zulassung Tests mit 900.000 l Kraftstoff durchgeführt werden.

[27] Dimethylether

[28] Für die Produktion synthetischen Methans steht der Sabatier-Prozess zur Verfügung. CO_2 und H_2 können in diesem Prozess ohne besondere Aufbereitung in einem heute verfügbaren Prozess in Methan umgewandelt werden.

Möglichkeit Methan an Häfen zu lagern ist weiter vorangeschritten als bei den anderen möglichen diskutierten Energieträgern. Durch den bereits stattfindenden Einsatz von verflüssigtem Erdgas als Antriebsenergie in der Seeschifffahrt liegen anders als bei den anderen Optionen heute schon alle notwendigen Regularien und Zulassungsvoraussetzungen vor. Die Kosten und die Wandlungsverluste in der Herstellung liegen in einer ähnlichen Größenordnung wie bei der Herstellung von Methanol. Das benötigte Volumen zur Speicherung des verflüssigten Methans ist niedriger als bei Methanol und Ammoniak, so dass ein Vorteil hinsichtlich des Nutzvolumens der Schiffe besteht. Hinsichtlich des Ziels der Klimaneutralität besteht für den Einsatz von synthetischem Methan in der Schifffahrt wegen der hohen Klimawirkung von Methan jedoch die Herausforderung das Freiwerden von Methan während der gesamten Wertschöpfungskette zu verhindern.

- Ammoniak ist eine weitere Energieträgeroption, die für die Seefahrt derzeit als mögliche langfristige Lösung diskutiert wird. In der Produktion von Ammoniak kann der fossile durch einen klimaneutralen Wasserstoff ersetzt werden und so eine THG-emissionsfreie Herstellung des Ammoniaks ermöglichen. Von den genannten Energieträgeroptionen wären bei der Nutzung von Ammoniak in der Seeschifffahrt die meisten Anpassungen in der Antriebstechnik notwendig und die technische Verfügbarkeit ist daher niedriger als bei den anderen Optionen. Vorteile gegenüber den anderen Optionen ergeben sich hinsichtlich der Effizienz des Herstellungsprozesses sowie der Kosten für die Herstellung des Ammoniaks. Die volumetrische Energiedichte des Ammoniaks liegt jedoch leicht unter der von Methanol, so dass mit stärkeren Verlusten an Nutzvolumen im Vergleich mit Methan zu rechnen ist. Umweltseitig ist zu beachten, dass Ammoniak für Menschen toxisch ist, für aquatische Systeme sogar als stark toxisch eingeordnet wird. Bei Havarien bestünde also ein erhebliches Risiko für eine stark negative Umweltwirkung.
- Verflüssigter Wasserstoff als Energieträger für die Seeschifffahrt wird wegen der hohen technischen Anforderungen an die Speicherung an Board sowie durch die niedrige volumetrische Energiedichte und der daraus folgenden Nutzvolumenverluste als unwahrscheinlich eingeschätzt. Gegen die Nutzung von synthetischem Diesel sprechen die höheren Kosten der Herstellung gegenüber den zuvor genannten Energieträgeroptionen.

Wegen der begrenzten Verfügbarkeit an nachhaltiger Biomasse, deren Einsatz als Rohstoff mit niedrigeren Kosten verbunden wäre als die Herstellung über wasserstoffbasierte Syntheseprozesse, ergeben sich für den Einsatz synthetischer Treibstoffe in der Seeschifffahrt langfristig keine relevanten Backstop-Optionen. Aufgrund der geringen Zahlungsbereitschaft und der Notwendigkeit möglichst international eine Transformation der Energiebereitstellung durchzuführen, ist mit dem Einsatz relevanter Mengen an synthetischen Treibstoffen jedoch erst nach 2030 zu rechnen. Welche synthetischen Treibstoffe sich durchsetzen werden, ist aus heutiger Sicht offen.

2.3.2.4. Einsatz synthetischer Treibstoffe im straßengebundenen Verkehr (Lkw- und Pkw-Verkehr)

Der Einsatz von synthetischen Kraftstoffen im straßengebundenen Verkehr ermöglicht die Nutzung potenziell klimaneutraler Kraftstoffe in verbrennungsmotorischen Fahrzeu-

gen. Der Bedarf für die Transformation zu elektrischen Fahrzeugen und den dafür benötigten Infrastrukturen könnte sich dadurch verringern. Für die kurzfristige Reduktion an THG-Emissionen bis zum Jahr 2030 stehen diese Kraftstoffe jedoch nur im geringen Maßstab zur Verfügung, da die Industrialisierung der Technologie bis ungefähr zum Jahr 2030 andauert und der Aufbau möglicher Produktionsanlagen für relevante Mengen an synthetischen Treibstoffen erst nach dem Jahr 2030 möglich wird (Abbildung 2-14).

Wie bei der Diskussion der Backstop-Optionen für die Wasserstoffnutzung im Verkehrssektor werden Gesamtkostenrechnungen für Lkw und Pkw durchgeführt. Als Vergleichsgröße dient dazu wie bei den Berechnungen in Kapitel 2.2.3 ein fossiler Diesel-Lkw im Fernverkehr. Für den Personenverkehr wird für den Vergleich mit dem BEV-400 ein PHEV-Pkw mit einem elektrischen Fahranteil von 67%[29] sowie ein mit synthetischen Treibstoffen betriebener Benzin-Pkw herangezogen. Der Anschaffungspreis des Benzin-Pkw liegt für die betrachtete Fahrzeugklasse (hohe Motorisierung, sehr hohe Fahrleistung) unter den Kosten der übrigen Antriebsoptionen, der PHEV-Pkw weist wegen der Annahme einer Batterie mit realer Reichweite von 100 km sowie dem doppelten Antriebsstrang höhere Kosten auf als der BEV. Beide mit synthetischem Treibstoff betriebenen Fahrzeuge weisen zudem höhere Wartungs- und Betriebskosten auf als die beiden vollständig elektrischen Varianten.

Die Differenzkosten zum fossil betriebenem Diesel-Antrieb ergeben sich in den Berechnungen für den Lkw im Straßengüterfernverkehr vollständig aus den Mehrkosten der Kraftstoffe. Im Fall der Pkw weist der Benzin-Pkw einen rund drei Mal so hohen Energieverbrauch auf wie das rein batterieelektrische Fahrzeug, was zu Kostennachteilen im Betrieb der Fahrzeuge führt. Über die Zeit wird in der Referenz von sinkenden Herstellungskosten (inkl. Marge für die Kraftstoffproduzenten synthetischer Treibstoffe) frei deutscher Grenze ausgegangen (2030: 1,50 €/l; 2040: 1,2 €/l), die sich aus der Kostendegression der Anlagenkomponenten sowie der Strom- und Kohlenstoffbereitstellung bei der Herstellung der synthetischen Treibstoffe ableiten lassen (siehe u.a. Abschnitt 5.2.5). Zusätzlich dazu werden die Kosten für die Verteilung der Kraftstoffe sowie die Marge bei der Verteilung und Betankung berücksichtigt.[30]

[29] Die Annahmen zu den Charakteristika des PHEV-Pkw sind im Anhang zu finden. Der elektrische Fahranteil von PHEV liegt nach ISI (2020a) heute bei 45 % (Privat-Pkw) bzw. 18 % (Dienstwagen).

[30] Die Annahmen dafür sind Prognos; UMSICHT; DBFZ (2018) entnommen.

Abbildung 2-15: Jährliche TCO-Differenzkosten ggü. fossilem Diesel-Lkw und zur Kompensation benötigter CO_2-Preis, 2030

		CO_2-Preis zur Kompensation der Mehrkosten [€/tCO_2]				
		< 100	< 200	< 300	< 400	> 400
BET-400		**Jahresfahrleistung [km]**				
		100.000	**115.000**	**130.000**	**145.000**	**160.000**
Strompreis (Ladestrom) [ct/kWh]	**13,9**	25.835 €	26.472 €	27.108 €	27.745 €	28.382 €
FCET-400		**Jahresfahrleistung [km]**				
		100.000	**115.000**	**130.000**	**145.000**	**160.000**
H_2-Preis (Tankstelle) [€/kg]	**4,8**	38.650 €	41.679 €	44.707 €	47.735 €	50.764 €
PtL-ICET		**Jahresfahrleistung [km]**				
		100.000	**115.000**	**130.000**	**145.000**	**160.000**
PtL-Preis (Tankstelle) [€/l]	1,00	12.792 €	14.710 €	16.629 €	18.548 €	20.466 €
	1,25	19.784 €	22.751 €	25.719 €	28.686 €	31.654 €
	1,50	26.776 €	30.792 €	34.808 €	38.824 €	42.841 €
	1,69	32.089 €	36.903 €	41.716 €	46.530 €	51.343 €
	1,75	33.768 €	38.833 €	43.898 €	48.963 €	54.028 €
	2,00	40.760 €	46.873 €	52.987 €	59.101 €	65.215 €

BET: Battery electric truck, FCET: Fuel cell electric truck; PtL-ICET: Power-to-Liquid internal combustion engine truck; alle Energiepreise ohne Steuern und Abgaben; alle Kostenangaben in Preisen von 2020

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts auf Basis der Daten im Anhang

- In den Gesamtkostenrechnungen für Lkw liegen die Kosten bei der Nutzung von synthetischen Treibstoffen in den Kostenrechnungen der Jahre 2030 und 2040 höher als bei dem jeweils vergleichbaren BET. Gegenüber dem Brennstoffzellen-Lkw kann ein mit synthetischen Treibstoffen betriebener Lkw bei niedrigen Jahresfahrleistungen im Fernverkehr Kostenvorteile aufweisen. Diese gehen bei hohen Jahresfahrleistungen aufgrund der geringeren Effizienz der Fahrzeuge jedoch zurück. Für die Rechnung für das Jahr 2040 liegen beide Technologien kostenseitig bei niedrigen Fahrleistungen gleichauf; bei hohen Jahresfahrleistungen besitzt der FCET Kostenvorteile gegenüber dem PtL-Lkw.
- Bei den Pkw wird deutlich, dass verbrennungsmotorische Pkw, die mit synthetischen Treibstoffen angetrieben werden, in den Jahren 2030 und 2040 selbst bei hoher Batteriekapazität der BEV für eine Reichweite von 400 km höhere Kosten bei den Nutzern erzeugen. PHEV sind zudem noch einmal mit höheren Gesamtkosten verbunden als rein verbrennungsmotorische Pkw. Diese Effekte ergeben sich aus der niedrigeren Effizienz der Verbrennungsmotoren sowie im Fall des PHEV-Pkw aus den höheren Anschaffungskosten des PHEV-Pkw.

Abbildung 2-16: Jährliche TCO-Differenzkosten ggü. fossilem Diesel-Lkw und zur Kompensation benötigter CO_2-Preis, 2040

		CO_2-Preis zur Kompensation der Mehrkosten [€/tCO_2]				
		< 100	< 200	< 300	< 400	> 400
BET-500		**Jahresfahrleistung [km]**				
		100.000	**115.000**	**130.000**	**145.000**	**160.000**
Strompreis (Ladestrom) [ct/kWh]	**14,0**	23.659 €	24.234 €	24.809 €	25.383 €	25.958 €
FCET-500		**Jahresfahrleistung (km)**				
		100.000	**115.000**	**130.000**	**145.000**	**160.000**
H_2-Preis (Tankstelle) [€/kg]	**3,8**	25.109 €	26.852 €	28.595 €	30.338 €	32.081 €
PtL-ICET		**Jahresfahrleistung (km)**				
		100.000	**115.000**	**130.000**	**145.000**	**160.000**
PtL-Preis (Tankstelle) [€/l]	1,00	13.361 €	15.366 €	17.370 €	19.374 €	21.378 €
	1,25	20.353 €	23.406 €	26.459 €	29.512 €	32.565 €
	1,39	24.269 €	27.909 €	31.549 €	35.190 €	38.830 €
	1,50	27.345 €	31.447 €	35.549 €	39.651 €	43.753 €
	1,75	34.337 €	39.488 €	44.639 €	49.789 €	54.940 €
	2,00	41.329 €	47.529 €	53.728 €	59.928 €	66.127 €

BET: Battery electric truck, FCET: Fuel cell electric truck; PtL-ICET: Power-to-Liquid internal combustion engine truck; alle Energiepreise ohne Steuern und Abgaben; alle Kostenangaben in Preisen von 2020

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts auf Basis der Daten im Anhang

Abbildung 2-17: Jährliche TCO-Differenzkosten ggü. batterieelektrischen Pkw mit Referenzstrompreis, 2030

BEV-400			**Jahresfahrleistung [km]**				
			10.000	**15.000**	**20.000**	**25.000**	**30.000**
Strompreis (Ladestrom) [ct/kWh]		**23,6**	**Basis für Kostenvergleich**				
FCEV-400			**Jahresfahrleistung [km]**				
			10.000	**15.000**	**20.000**	**25.000**	**30.000**
H_2-Preis (Tankstelle) [€/kg]		**5,8**	429 €	513 €	604 €	694 €	779 €
PtL-ICEV			**Jahresfahrleistung [km]**				
			10.000	**15.000**	**20.000**	**25.000**	**30.000**
PtL-Preis (Tankstelle) [€/l]		1,00	-203 €	-49 €	101 €	251 €	404 €
		1,25	-28 €	213 €	450 €	688 €	929 €
		1,50	146 €	475 €	800 €	1.125 €	1.453 €
		1,75	321 €	737 €	1.149 €	1.562 €	1.977 €
		1,96	470 €	961 €	1.448 €	1.935 €	2.425 €
		2,00	496 €	999 €	1.499 €	1.999 €	2.501 €
PtL-PHEV			**Jahresfahrleistung [km]**				
			10.000	**15.000**	**20.000**	**25.000**	**30.000**
Strom-/PtL-Preis [ct/kWh - €/l]	20,0	1,00	333 €	459 €	588 €	716 €	843 €
	22,5	1,25	422 €	593 €	766 €	940 €	1.111 €
	23,6	1,50	491 €	695 €	903 €	1.111 €	1.316 €
	25,0	1,75	564 €	805 €	1.050 €	1.294 €	1.536 €
	23,6	**1,96**	588 €	841 €	1.098 €	1.354 €	1.608 €
	30,0	2,00	690 €	995 €	1.303 €	1.610 €	1.915 €

BEV: Battery electric vehicle, FCEV: Fuel cell electric vehicle; PtL: Power-to-Liquid; ICEV: Internal combustion engine vehicle; PHEV: Plug-in hybrid electric vehicle; alle Energiepreise ohne Steuern und Abgaben; alle Kostenangaben in Preisen von 2020

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts auf Basis der Daten im Anhang.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass die Nutzung synthetischer Treibstoffe im Straßenverkehr bis zum Jahr 2040 mit höheren Nutzungskosten verbunden sein würde als mit elektrischen Antriebssystemen. Auch ist das THG-Emissionsminderungspotenzial dieser Kraftstoffe eher gering, da relevante Mengen an Kraftstoffen erst nach 2030 zur Verfügung stehen können und auch andere Verkehrsanwendungen für den Klimaschutz einen Bedarf an synthetischen Treibstoffen besitzen. Anzunehmen ist, dass mit der Fortführung und Verschärfung der CO_2-Emissionsstandards für Pkw, leichte Nutzfahrzeuge und schwere Nutzfahrzeuge der Anteil an neu zugelassenen verbrennungsmotorischen Fahrzeugen spätestens ab 2035-2040 nur noch einen zu vernachlässigenden Anteil ausmacht, so dass im Jahr 2050 annähernd keine verbrennungsmotorischen Fahrzeuge mehr im Bestand sein werden. Dementsprechend ist nicht davon auszugehen, dass synthetische Treibstoffe – anders als im Flug- und Schiffsverkehr – im Straßenverkehr eine relevante Rolle für die Erreichung der Klimaneutralität einnehmen werden.

3. Entwicklung des Aufkommens von klimaneutralem Wasserstoff

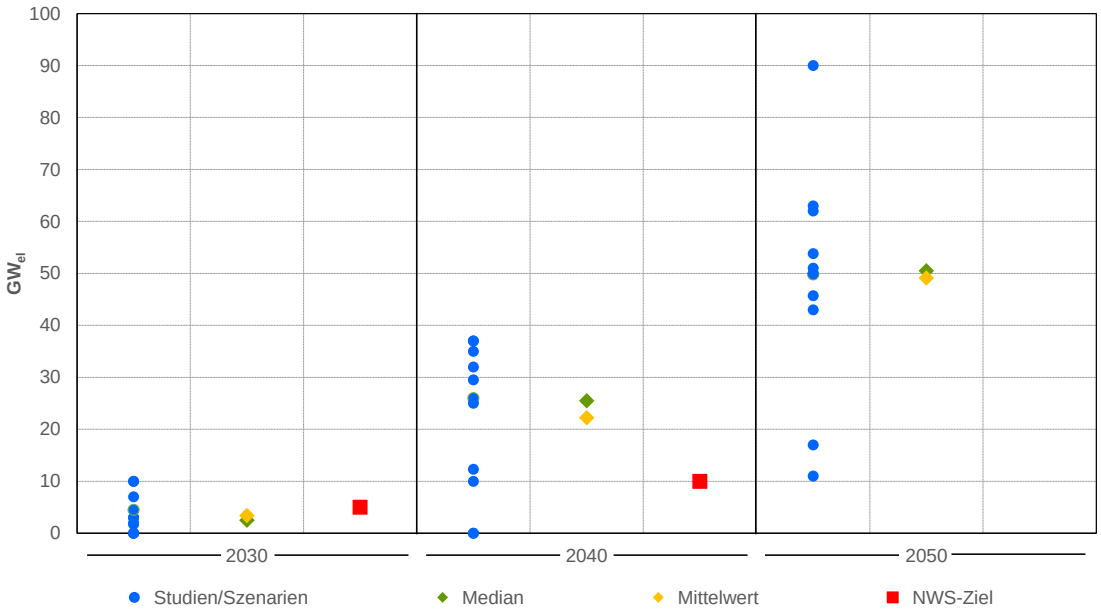
3.1. Erzeugung klimaneutralen Wasserstoffs in Deutschland

Das Niveau der Erzeugung von grünem Wasserstoff in Deutschland wird durch eine ganze Reihe von Umfeldbedingungen bestimmt. Die zentralen Faktoren sind hier:

- die für die Wasserstofferzeugung bereitstellbare Menge von Strom aus erneuerbaren Energien und die diesbezüglichen Restriktionen;
- die Kosten der Wasserstofferzeugung im Vergleich zu den ggf. konkurrierenden Importen (inklusive Antransportkosten);
- den infrastrukturellen Voraussetzungen für konkurrierende Importe;
- den infrastrukturellen Anbindungen der diversen Nachfragestandorte im Inland (bzw. die Notwendigkeit von *Onsite*-Wasserstofferzeugung);
- dem Umfeld des Strommarkts (Erzeugungsstrukturen, Flexibilitätsangebot, grenzüberschreitende Integration) sowie der Entwicklung der Stromnetze.

Die Relevanz und die konkreten Auswirkungen dieser zentralen Determinanten kann sich im Zuge der technologischen bzw. Kostenentwicklung, vor allem aber auch im Zeitverlauf deutlich unterscheiden.

Abbildung 3-1: Projektionen und Ziele der Nationalen Wasserstoffstrategie für den Ausbau von Elektrolysekapazitäten in Deutschland, 2030-2050



Quelle: Studienauswertung des Öko-Instituts

Die Abbildung 3-1 verdeutlich die Bandbreite der aktuellen Projektionen für den Bestand an Elektrolysekapazitäten in Deutschland für die Zeithorizonte 2030, 2040 und 2050:

- Für das Jahr 2030 liegt die Bandbreite zwischen 0 und 10 GW_{el}, wobei der obere Bandbreitenwert aus den beiden bisher einzigen Studien stammt, die die erhöhten Emissionsminderungsziele der EU für das Jahr 2030 und die entsprechenden Implikationen für Deutschland schon berücksichtigt haben (Prognos; Öko-Institut; Wuppertal Institut 2020; 2021). Im Mittel liegen die Projektionen unter dem Zielwert von 5 GW, der mit der Nationalen Wasserstoffstrategie für den Zeithorizont 2030 gesetzt wurde.
- Mit Blick auf den Zeithorizont 2040 wird in der höchsten Projektion ein Niveau von 37 GW_{el} Elektrolysekapazität erreicht, im Mittel werden hier Werte von 21 bis 25 GW erreicht. Das Ziel der Nationalen Wasserstoffstrategie, im Jahr 2035, spätestens aber 2040 in Deutschland eine Elektrolysekapazität von 10 GW_{el} in Betrieb zu haben, wird damit in den meisten Studien deutlich übertroffen.
- In der längerfristigen Perspektive 2050 sind die Freiheitsgrade bei den unterschiedlichen Annahmen naturgemäß sehr groß, hier reichen die Projektionen dann auch bis zu einer Gesamtkapazität der Elektrolyseanlagen von 90 GW_{el}, im Mittel ergeben sich hier Ausbauniveaus von etwa 50 GW_{el}.

Die Größenordnung der Wasserstofferzeugung aus diesen Elektrolyseanlagen hängt einerseits von den Angebotsstrukturen auf Seite des Stromaufkommens aus erneuerbaren Energien und andererseits von der Entwicklung der Investitionskosten für die Elektrolyseanlagen und dem damit verbundenen Druck auf die Erzielung möglichst hoher Auslastungen ab. Das Angebot regenerativen Stroms wird sich mit zunehmendem Anteil der regenerativen Stromerzeugung in Deutschland und ggf. auch mit Blick auf grenzüberschreitende Lieferungen schrittweise erhöhen. Letztlich wird der Einsatz von Elektrolyseanlagen in Deutschland von vor allem in den Zeiträumen erfolgen, in denen das Wind- und Solarangebot groß und damit die Großhandelspreise sehr niedrig sind. In den Stunden mit weniger ausgeprägtem Angebot regenerativer Stromerzeugung werden in näherer Zukunft Erdgaskraftwerke und auf längere Sicht wasserstoffbetriebene Anlagen den Preis setzen, der damit für die Erzeugung von Wasserstoff in Elektrolyseanlagen wenig attraktiv sein dürfte. Mit Blick auf die ökologischen Anforderungen an grünen Wasserstoff wie auch die wirtschaftliche Darstellbarkeit der Wasserstofferzeugung dürfte damit kürzere bis mittlere Sicht eine Auslastung der Elektrolyseanlagen im Bereich von 3.000 bis maximal 4.000 Vollbenutzungsstunden darstellbar sein.

Vor diesem Hintergrund ergibt sich aus den o.g. Bandbreiten der Elektrolyseleistung in Deutschland das folgende Bild für die einheimische Erzeugung aus grünem Wasserstoff:

- Für 2030 liegt das in Deutschland erzeugbare Niveau von grünem Wasserstoff in der Größenordnung von 15 bis 20 TWh, wenn das nationale Elektrolyseziel als unterer und die beiden höchsten Studienwerte zugrunde gelegt werden.
- Mit Blick auf das Jahr 2040 könnten in grober Schätzung zwischen 20 und 100 TWh Wasserstoff auf Basis von Strom aus regenerativen Energiequellen erzeugt werden, wobei sich der untere Wert wieder durch das nationale Elektrolyse-Ziel für 2035/2040 und das obere Niveau aus dem höchsten Projektionswert ergibt. Auf Basis der Mittel- bzw. Medianwerte würden sich hier Produktionsmengen von etwa 40 bis 70 TWh Wasserstoff ergeben.
- Die Bandbreite für die langfristige Perspektive des Jahres 2050 liegt bei etwa 30 bis 250 TWh, auf Basis der Median- bzw. Mittelwerte wäre hier mit einer Spanne von 100 bis 140 TWh zu rechnen. Wird der jeweils höchste bzw.

kleinste Szenarienwert außer Betracht gelassen, so erstreckt sich die Bandbreite der Erzeugung von grünem Wasserstoff auf 50 bis 175 TWh.

Für die Zeithorizonte 2040 und 2050 sind die Bandbreiten bzw. Freiheitsgrade vergleichsweise groß, für das Jahr 2030 zeichnet sich mit Blick auf die inländische Erzeugung von grünem Wasserstoff eine eher angespannte Aufkommenssituation ab.

3.2. Importe von grünem Wasserstoff

3.2.1. Vorbemerkungen

Die erwartbare Entwicklung des Aufkommens von Wasserstoff durch Importe von grünem Wasserstoff wird in den folgenden Abschnitten einer Orientierungsanalyse unterzogen. Dabei werden zunächst grundsätzlich die rein technischen Potenziale den absehbaren einschränkenden Faktoren gegenübergestellt. Anschließend werden Potenziale innerhalb der EU genauer betrachtet. Die für den Import im Zeitverlauf veranschlagten Kostenbenchmarks für die Bereitstellung frei Landesgrenzen werden im Kapitel 5.2.2.6 abgeleitet und bilden als Ziel-Benchmarks für 2030 einen Teil des empfohlenen Handlungsprogramms (vgl. Kapitel bzw. 8.5.2).

3.2.2. Weltweite Wasserstofferzeugungspotenziale und einschränkende Faktoren

Zunächst scheinen die weltweiten Potentiale für erneuerbare Energien keine Restriktion für die Produktion von grünem Wasserstoff darzustellen. Allein an den jeweiligen Beststandorten ergibt sich ein Erzeugungspotential von über 300.000 TWh[31] erneuerbarer Stromerzeugung. Stellt man diesem Potenzial die für eine mit dem Pariser Klimazielen konforme Primärenergieerzeugung aus Erneuerbaren von rund 60.000 TWh[32] in 2050 gegenüber, so erscheint das Potential ausreichend. Dieser Wert beinhaltet bereits die für Herstellung des grünen Wasserstoffs benötigte Strommengen von 7.500 TWh. Somit lässt auch der Vergleich mit der geschätzten globalen Nachfrage nach Wasserstoff das Potential zunächst mehr als ausreichend erscheinen. Im *Sustainable Development Scenario* (SDS) der International Energy Agency (IEA 2020) steigt die globale Nachfrage nach Wasserstoff von heute rund 2.400 TWh (Wert in Jahr 2019) auf 2.950 TWh in 2030 an. Dabei wird hier unterstellt, dass in 2030 weltweit rund 400 TWh aus Elektrolyse und 400 TWh als blauer Wasserstoff erzeugt werden. Die entsprechende Projektion der IRENA (2020a) ist mit einer Nachfrage von über 800 TWh für 2030 deutlich ambitionierter. Für 2040 steigen die Werte im SDS für blauen Wasserstoff auf 2.000 TWh, die Elektrolyse liefert 1.300 TWh, in 2050 liegen die entsprechenden Produktionen bei 4.150 TWh und 4.300 TWh. IRENA (2020a) schätzt das Gesamtaufkommen als ähnlich hoch ein (8.000 TWh), jedoch wird die Nachfrage hier zu zwei Dritteln aus grünem Was-

[31] Eigene Berechnungen basierend auf Datenbasis aus EWI (2020).

[32] Nach IRENA (2020a): Primärenergieerzeugung aus Erneuerbaren: 65% von rund 538 EJ abzüglich der Erzeugung aus Bioenergie (Anteil von 1/3) und aus Wasserkraft (rund 6.300 TWh, bei installierter Leistung von rund 1.800 GW und einem Kapazitätsfaktor von 40%).

serstoff bedient. IRENA (2020a) schätzt für das Gesamtaufkommen ein ähnliches Niveau (8.000 TWh), jedoch wird die Nachfrage hier zu zwei Dritteln aus grünem Wasserstoff bedient.

Allerdings handelt es sich bei den oben beschriebenen Wasserstoff-Potentialen um reine Flächen- und theoretische Ertragspotentiale (für die erneuerbare Stromproduktion), die reale Flächen- und Nutzungsrestriktionen sowie infrastrukturelle Voraussetzungen für den Export und weitere Restriktionen außer Acht lassen. Sowohl das erwartbare absolute als auch das sich im Zeitverlauf entwickelnde Aufkommen von grünem Wasserstoff aus Importen ist unter anderem durch die im Folgenden diskutierten Faktoren begrenzt.

Investitionsbedingungen und gewichtete Kapitalkostensätze (*Weighted Average Cost of Capital* – WACC)

Die *Governance*-Strukturen sowie die politische Stabilität in möglichen Export-Ländern für Wasserstoff wirken sich indirekt auf die Gestehungskosten des Wasserstoffs aus. Durch den erschwerten Zugang zu den notwendigen Ressourcen, schlechte infrastrukturelle Voraussetzungen, Korruptionsanfälligkeit und weitere ungünstige Faktoren können sich die Projektkosten erheblich erhöhen. Hohe wirtschaftlichen Risiken können zu hohen Verzinsungsansprüchen führen und somit die Kosten der Wasserstofferzeugung selbst in Ländern mit großen und kostengünstigen Potenzialen so sehr erhöhen, dass der Effekt der günstigen erneuerbaren Potenziale auf die Wasserstoffgestehungskosten überkompensiert wird. Tabelle 3-1 zeigt dies exemplarisch an der geographische Verteilung von Erzeugungspotentialen für grünen Wasserstoff mit Blick auf das Kreditausfallrisiko des jeweiligen Produktionslandes (und nach infrastrukturellem Zugang für eine Lieferung nach Deutschland, s.u.).Hier wird deutlich, dass im Jahr 2030 66% der weltweiten Wasserstofferzeugungspotentiale mit Produktionskosten von 3,5 €/kg H_2 (Zielmarke für die Wasserstoffbereitstellungskosten frei Landesgrenze, siehe Abschnitt 8.5.2) und darunter in Regionen liegen, bei denen ein mittleres bis hohes Kreditausfallrisiko besteht. Mit Blick auf die Orientierungsmarke von 2,5 €/kg H_2 in 2040 steigt dieser Wert auf über 85% und in 2050 liegt nur 1% der Potenziale mit erwartbaren H_2-Herstellungskosten von unter 1,5 €/kg H_2 in Regionen mit niedrigem Kreditausfallrisiko. Der weitaus überwiegende Teil der Potenziale, die sich zumindest perspektivisch über ein Pipelinenetz erschließen lassen, liegt in Regionen mit mittlerem bis hohen Kreditausfallrisiko. Ob und in wieweit sich solche Risiken realisieren bzw. diese Auswirkungen auf die Kapitalbeschaffung und damit die Wirtschaftlichkeit einzelner Projekte haben, hängt entscheidend davon ab, wie die konkreten Verträge und finanzinstitutionellen Risikoaufteilungen ausgestalten sind. Während sich die oben genannten Risken negativ auf die Wirtschaftlichkeit von Projekten auswirkten, kann ein Teil der Risiken von staatlichen Finanzakteuren der Importländer übernommen werden, wodurch die eines Projekts wieder sinken. Bereits heute investieren deutsche Firmen mit staatlich abgesicherten Krediten im Ausland in Anlagen für die Erzeugung von Grundstoffen und importieren diese auf Basis langfristiger Abnahmeverträge mit Kunden hoher Bonität.

Tabelle 3-1: Verteilung des Erzeugungspotentials für grünen Wasserstoff anhand des infrastrukturellen Zugangs- und des Kreditausfallrisikos

	Prognostizierte Produktion von grünem Wasserstoff (Anteil am globalen Erzeugungspotential)	Kreditausfall-risiko	Anteil des Erzeugungspotentials je Standort der H_2-Produktion*		
			innerhalb des EU-Gasnetzes	Nordwest-Afrika	Sonstige Länder
2030 Zielmarke 3,5 EUR/kg H_2 (H_u)	400-830 TWh (2-3%)	gering	2%	0%	31%
		mittel	1%	3%	42%
		hoch	0%	5%	13%
	Summe: Anteile des Erzeugungspotentials pro Region		3%	8%	86%
2040 Orientierungsmarke 2,5 EUR/kg H_2 (H_u)	-** (-**)	gering	3%	0%	10%
		mittel	1%	4%	55%
		hoch	0%	7%	18%
	Summe: Anteile des Erzeugungspotentials pro Region		5%	11%	84%
2050 Orientierungsmarke 1,5 EUR/kg H_2 (H_u)	4.300-5.300 TWh (90-100%)	gering	0%	0%	1%
		mittel	0%	3%	68%
		hoch	0%	1%	27%
	Summe: Anteile des Erzeugungspotentials pro Region		0%	4%	95%

Anmerkungen: * ausgewiesene Erzeugungspotentiale sind auf Grundlage vorliegender Flächenpotentiale unter Berücksichtigung der für das jeweilige Jahr gesetzten Ziel- bzw. Orientierungsmarke ermittelt, auf Grundlage der heute antizipierbaren Kostendegressionen nehmen die Erzeugungskosten im Zeitverlauf ab, Transportkosten sind hier nicht berücksichtigt.- ** Größenordnung für diesen Zeithorizont nicht robust abschätzbar.
Für die Interpretation der Zahlenwerte sei darauf hingewiesen, dass sich einerseits durch die Änderung der Gestehungskosten im Zeitverlauf und andererseits durch die unterschiedlichen Ziel- bzw. Orientierungsmarken, die Grundgesamtheiten für die verschiedenen Zeithorizonte unterscheiden. Deshalb ist ein direkter Vergleich der Prozentwerte zwischen den Zeithorizonten nicht möglich. Da jedoch die Grundgesamtheit von 2030 bis 2050 abnimmt, lässt sich aus einer Verringerung des Prozentwertes auf eine Verringerung des jeweiligen Erzeugungspotentials schließen.

Quellen: Berechnungen des Öko-Instituts auf Basis von EWI (2020). Für weitere Spezifikationen siehe Fußnote 39. Kreditausfallrisiko auf Basis von des COFACE Default Risk Assessment (2021). Zielkorridore nach IEA (2020) (untere Grenze) sowie IRENA (2020a) (obere Grenze).

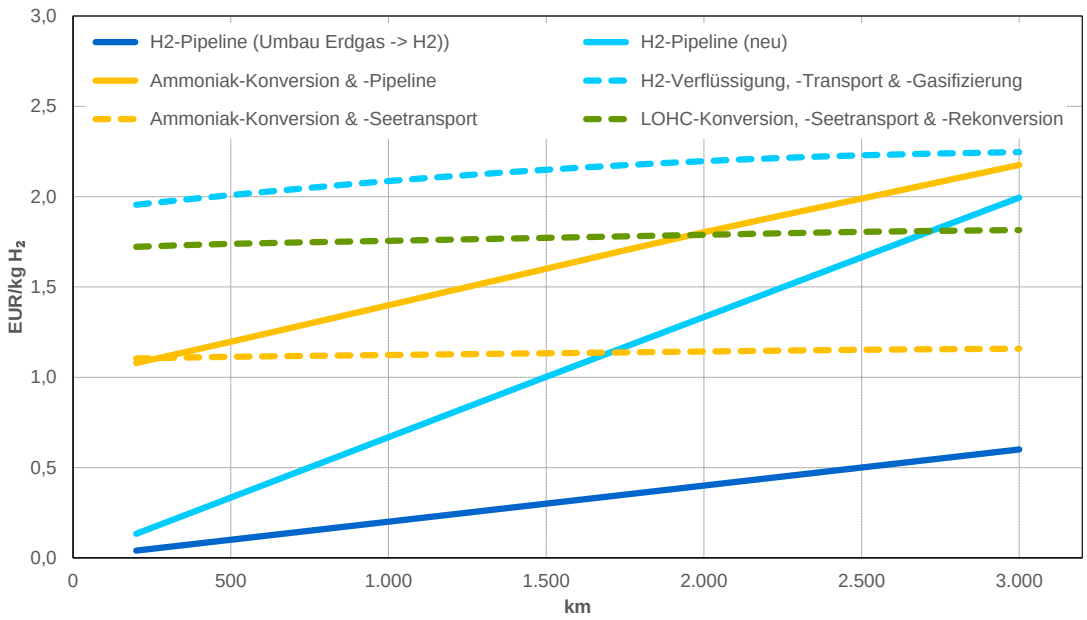
Infrastrukturelle Voraussetzungen für den Import

Unterstellt man die Entwicklung eines globalen Marktes für Wasserstoff, so sind nicht die reinen Produktionskosten, sondern die Grenzeinstandskosten inklusive des Transports und etwaiger notwendiger Umwandlungsschritte für die Bewertung des erwartbaren Aufkommens entscheidend. Grundsätzlich kann der Transport gasförmig per Pipeline, per Schiff als Wasserstoff (inklusive energieintensiver Verflüssigung und Rückvergasung), als weiterverarbeitetes Produkt z.B. in Form von Ammoniak oder Methanol (inklusive des jeweiligen zusätzlichen Ressourcen und Energieeinsatzes für die weitere Umwandlung und gegebenenfalls auch für die Rückumwandlung) oder mit Hilfe von Trägermedien (als LOHC, ebenfalls mit dem entsprechenden Energieaufwand) erfolgen (Öko-Institut 2020). Für den Pipelinetransport können dabei neue Wasserstoffpipelines oder umgewidmete Erdgasleitungen genutzt werden. Für den Schiffstransport von H_2 müssen Spezialschiffe entwickelt werden. Problematisch ist hier insbesondere die Verdampfung des Wasserstoffs bei dessen Lagerung auf dem Schiff und beim Verflüssigungs- und Rückvergasungsprozess (ca. 0,1 bis 0,2% pro Tag) (EWI 2020). Ist der Wasserstoff in Trägerstoffen gebunden (Ammoniak, Methanol, LOHC) können etablierte Tankschiffe verwendet werden. Für den Schiffstransport sind zudem neue Verlade- und Anlandungspunkte in Häfen zu errichten.

Die Eignung der unterschiedlichen Langstrecken-Transportoptionen ergibt sich aus der ökonomischen Perspektive vor allem in Abhängigkeit von den Transportdistanzen. Die Abbildung 3-2 zeigt Abschätzungen für die unterschiedlichen Transportoptionen:

- über Transportdistanzen von bis zu 6.000 Kilometern ist der Umbau von bestehenden Erdgas-Pipeline für die Wasserstoffnutzung die bei weitem kostengünstigste Option;
- bis zu einer Transportentfernung von 1.500 km liegen die Transportkosten von gasförmigem Wasserstoff über neu errichtete Pipelines bei Werten von unter 1 €/kg H_2;
- ab einer Transportdistanz von etwa 1.500 km ist die Umwandlung von Wasserstoff in Ammoniak sowie dessen Verschiffung und direkte Nutzung (ohne Rückumwandlung) mit insgesamt ca. 1 €/kg H_2 günstiger als der Transport über eine neu zu errichtende Pipeline;
- bei Transportdistanzen von über 3.000 km nähern sich die Kosten von (neuen) Wasserstoff- und Ammoniak-Pipelines stark an, erreichen jedoch auch Werte von etwa 2 €/kg H_2;
- in einer ähnlichen Größenordnung der Transportkosten bewegen sich auch die Verflüssigung von Wasserstoff oder die Konversion in LOHCs sowie die entsprechende Rückumwandlung, dabei stellt jedoch der Schiffstransport (inklusive Verflüssigung und Rückverflüssigung) aktuell die die teuerste Transportalternative dar.

Abbildung 3-2: Kosten unterschiedlicher Optionen des Langstreckentransports von Wasserstoff in Abhängigkeit der Transportdistanz



Quelle: Öko-Institut (2020), Hydrogen Council; McKinsey (2021). Die Angaben beinhalten jeweils die reinen Transportkosten, die notwenigen Speicher, die notwendige Umwandlung und für die Verschiffung LOHCs auch die Rückumwandlung.

Mit Blick auf 2030 zeigt Tabelle 3-1, dass nur 3% der Potentiale mit Herstellungskosten unter 3,5 €/kg H_2 innerhalb des Erdgasnetzes des Europäischen Wirtschaftsraumes und Großbritanniens liegen. Sowohl in 2030 als auch in 2040 liegen unter 15% der Potentiale, die die jeweiligen Zielmarken erfüllen, in Regionen, die über das Pipelinenetz erschließbar sind. In 2050 liegen über 95% des Potentials mit Herstellungskosten unter 1,5 €/kg H_2 in Regionen, die nur mit über den Schiffstransport erschließbar sind.

Das Aufkommen von importiertem Wasserstoff in Deutschland ist somit von mehreren Faktoren bezüglich des Transports abhängig:

- Für den Antransport von Wasserstoff aus der Nordsee mit Transportentfernungen von 500 bis 1.000 km werden vor allem Pipelines eine Rolle spielen. Hier ist entscheidend, wie schnell neue Pipelines errichtet bzw. bestehende Erdgaspipelines umgerüstet werden können.
- Für die pipelineseitige Erschließung von Potentialen in Nordwestafrika sowie Osteuropa für den Export nach Deutschland ist neben der Errichtung der Pipelineinfrastruktur im Land selbst ein Wasserstoffnetz innerhalb Europas erforderlich. Dabei ist davon auszugehen, dass ein entsprechendes Netz erst bis 2040 zur Verfügung steht (vgl. Abschnitt 3.2.4).
- Für den Zeitraum bis 2030 erscheint Wasserstoffimport aus Ländern, die nicht über das Pipelinenetz erschlossen werden können, basierend der oben beschriebenen Kostenstruktur eher unplausibel. Auf Grund fehlender Transport- und Anlande-Infrastruktur ist davon auszugehen, dass in den Exportländern nicht Wasserstoff, sondern Ammoniak oder Methanol für den Import angeboten werden wird.
- Globale H_2-Transporte werden erst mit erheblichen Kostensenkungen auf Seiten der Transporttechnologien (u.a. Entwicklung neuer Technologien und Senkung der Verluste und Energiebedarfe bei der Umwandlung) und mit Anpassungen in den Endverbrauchtechnologien möglich sein.
- Für den globalen Transport in Form von Wasserstoff- oder Wasserstoffderivaten sind darüber hinaus weitere infrastrukturelle Voraussetzungen in Deutschland zu schaffen:
  - Für den Antransport von Wasserstoff müssen die entsprechenden Häfen in ein Wasserstoffnetz integriert und an eine Infrastruktur zur Weiterverteilung des Wasserstoffs angeschlossen sein.
  - Für die Nutzung von Wasserstoffderivaten müssen entweder Endverbrauchsprozesse auf die entsprechenden Produkte angepasst werden, oder es müssen entsprechende Infrastrukturen zur Rückumwandlung geschaffen werden. Erste Planungen für Ammoniak-Anlandeanlagen wie z.B. im Rahmen des Projekts *Green Wilhemshaven*[33] bestehen bereits. Ebenso ist eine Verdrängung von heute über die konventionelle Wasserstoffroute produzierten Derivaten und damit eine Direktnutzung z.B. von Ammoniak in der Düngemittel- und chemischen Industrie denk-

[33] Hier werden die ursprünglichen Planungen für ein LNG-Terminal nicht weiter verfolgt und statt dessen eine Machbarkeitsstudie für einen Ammoniak-Cracker mit Anschluss an ein Wasserstoff-Pipelinenetz bis 2030 in Auftrag gegeben (https://www.uniper.energy/news/de/uniper-will-wilhelmshaven-zum-knotenpunkt-fuer-klimafreundlichen-wasserstoff-machen; zuletzt abgerufen: 07.05.2021).

bar. Auch dafür müssten die entsprechenden infrastrukturellen Voraussetzungen (Antransport zu den jeweiligen Produktionsanlagen oder Verlagerung der Produktionsstätten) geschaffen werden. Als Kristallisationspunkte können die bereits heute bestehenden Chemiehäfen (z.B. in Rostock, Brunsbüttel (Ostermoor) und Ludwigshafen) dienen, über die Ammoniak und Methanol nach Deutschland importiert werden.

- Die Transportoptionen sind jeweils mit Pfadabhängigkeiten verbunden, welche nicht ohne Weiteres einen Wechsel zwischen den Produkten zulassen. So ist z.B. eine Umstellung von Ammoniak oder Methanol auf Wasserstoff mit hohen Kosten und teilweise mit einer Entwertung bestehender Anlagen verbunden. Deshalb müssen hier die vorliegenden Optionen in Zusammenarbeit mit den möglichen Exportländern und unter Berücksichtigung der resultierenden Implikationen für die industrieseitige und europäische Anschlussfähigkeit weiter eingehen untersucht werden.

Nachhaltigkeitsstandards für grünen Wasserstoff

Grüner Wasserstoff sollte bezüglich des Strominputs mit Strom aus nachweislich erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen erzeugt werden. Für eine Potenzialabschätzung bilden die Potenziale für die Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien somit den Startpunkt.

Neben dem Strominput sind jedoch noch weitere Nachhaltigkeitskriterien zu erfüllen (vgl. hierzu auch Kapitel 6):

- Die Flächennutzungskonkurrenz für die Erzeugung von erneuerbarem Strom muss bei der Bewertung von Erzeugungsstandorten beachtet werden. Hier ist neben der lokalen Flächenkonkurrenz z.B. mit landwirtschaftlicher Nutzung auch die Nutzungskonkurrenz der Beststandorte für die erneuerbare Stromerzeugung zu berücksichtigen. Beststandorte der regenerativen Stromerzeugung, die zur Erzeugung von Wasserstoff genutzt werden, stehen dem lokalen Energiesystem nicht mehr zur Verfügung und können perspektivisch auch Stromkosten erhöhen.
- Die Versorgung des Wasserbedarfs stellt ein weiteres zentrales Nachhaltigkeitsfeld dar: einerseits als Prozessinput für die Elektrolyse, andererseits für die Kühlung sowie zum Teil für den Betrieb der erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen. Insbesondere CSP und PV-Anlagen benötigen Wasser zur Kühlung bzw. zur Reinigung. Berechnungen auf Basis von Hernandez et al. (2014) weisen einen Wasserbedarf von 0,3 (auf Basis von PV-Strom) bis 4,6 Liter Wasser pro kWh Wasserstoff (unterer Heizwert) aus. Kühlwasser ist dabei nicht berücksichtigt. Wenn für die Wasserbereitstellung kein Oberflächenwasser auf Grund von Knappheiten genutzt werden kann, beschränken sich Standorte an der Küste in der Nähe von Meerwasserentsalzungsanlagen. Die Nutzung fossilen Wassers sollte ausgeschlossen werden.
- Darüber hinaus sind sozialer Aspekte bei den hier vorliegenden industriellen Großprojekten besonders zu berücksichtigen. Hierunter fallen Aspekte wie: Teilhabe der lokalen Bevölkerung an der Wertschöpfung (z.B. durch Schaffung

von langfristigen Arbeitsplätzen), Vermeidung einer Verstärkung von Knappheiten (z.B. bei Wasser, Strom, Fläche) die sich auch stark auf lokale Preise (z.B. Wasserpreise) auswirken können.

Diese Nachhaltigkeitsaspekte begrenzen die möglichen Standorte zur Wasserstofferzeugung und somit auch das Gesamterzeugungspotenzial. Sie lassen sich dabei nicht pauschal quantifizieren und erfordern eine projektspezifische Betrachtung.

(Politische) Wasserstoffstrategien der Wasserstoffexporteure

Die Potenziale zur kostengünstigen Wasserstoffproduktion werden durch die länderinternen Bedarfe nach Wasserstoff und den lokalen Export-Ambitionen eingeschränkt.

Einige Länder mit großen technischen Potenzialen zur Erzeugung von Wasserstoff haben selbst eine direkte Nachfrage nach Wasserstoff z.B. für bestimmte Industrieprozesse. Dieser Effekt kann insbesondere in der Hochlaufphase die Verfügbarkeit von relevanten Wasserstoffmengen reduzieren.

- So kann beispielsweise Marokko perspektivisch zu geringen Kosten Wasserstoff erzeugen, hat jedoch selbst eine wirtschaftlich hochrelevante Düngemittelindustrie (vgl. ISI 2019a). Für die Produktion von Düngemitteln wird derzeit Erdgas aus Drittländern importiert, welches durch einheimisch produzierten Wasserstoff ersetzt werden könnte.
- Für Chile zeigt eine Wasserstoff-Roadmap, dass 5 GW Elektrolyseurkapazitäten im Jahr 2025 und 25 GW im Jahr 2030 anvisiert werden. [34] Die Wasserstoffstrategie von Chile geht jedoch davon aus, dass erst ab dem Jahr 2030 mengenmäßig relevante Exporte stattfinden werden, die sich jedoch auf Ammoniak und nicht Wasserstoff konzentrieren werden. Ein Wasserstoffexport aus Chile ist nach dieser Strategie erst ab dem Jahr 2035 mengenmäßig relevant. Zudem wird davon ausgegangen, dass Europa schätzungsweise nur ein Drittel bis die Hälfte des Exportwasserstoffs erhalten wird. So zeigt die chilenische Wasserstoff-Strategie auf, dass die technischen Potenziale sehr klar von den politischen Strategien begrenzt werden.

Zeitlicher Hochlauf von Wasserstoff-Produktionsanlagen in Exportländern

Derzeit entstehen in ersten Partnerländern im Rahmen von Energiepartnerschaften Pilotprojekte zur Erzeugung von grünem Wasserstoff. Nimmt man alle bis Ende des Jahres 2020 angekündigten Projekte zur grünen Wasserstoffproduktion zusammen, so sollen diese bis zum Jahr 2030 rund 150 TWh erzeugen (Hydrogen Council; McKinsey 2021, einschließlich reiner Presseankündigungen). Der Realisierungszeitraum dieser Projekte wird sich bis weit in die Mitte der 2020er Jahre strecken und einem entsprechenden Hochlauf folgen. Davon wird nur ein kleiner Anteil in den Export gehen und davon wiederum nur ein Anteil in Deutschland anlanden. Zwar ist die Gesamtzahl der angekündigten Projekte von 2019 auf 2020 um fast 300% gestiegen. Der weitere Hochlauf, wird

[34] https://energia.gob.cl/sites/default/files/estrategia_nacional_de_hidrogeno_verde_-_chile.pdf

jedoch stark von den politischen Rahmenbedingungen im Exportland als auch im Importland abhängig sein.

Eine regulatorische Hürde für einen sprunghaften Anstieg der Wasserstoff-Projektierung ist die fehlende einheitliche Definition für grünen Wasserstoff. Unter der Annahme, dass eine europäisch abgestimmte Regulierung für grünen Wasserstoff erst im Jahr 2023 zu erwarten ist, ist anzunehmen, dass bis dahin nur vereinzelt Projekte im industriellen Maßstab vorangetrieben werden. Unter Berücksichtigung von Planungs- und Bauzeiten wird vor 2026 kein massiver Zubau an Produktionsanlagen in Drittländern für den europäischen Markt zu erwarten sein.

3.2.3. Entwicklung des kurzfristig (bis 2030) verfügbaren Exportpotenzials in EU-Nachbarländern

Aufgrund von geringen Transportdistanzen und bestehender Erdgasleitungen, die möglicherweise umgewidmet werden können, ist davon auszugehen, dass der zeitlich erste Import von Wasserstoff aus den europäischen Nachbarländern kommen wird.

Im Netzentwicklungsplan der Gasfernleitungsbetreiber wird von einem Import von Wasserstoff aus den Niederlanden ausgegangen. Im „National Climate Agreement“ aus dem Jahr 2019 wurde unter anderem verabschiedet, Wasserstoff auch grenzüberschreitend zur Verfügung zu stellen. Hier wird insbesondere auf die Europäischen Pilotprojekte Green Octopus (6 GW Elektrolyseleistung) und Green Flamingo (Import von Wasserstoff aus Portugal) verwiesen.

Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass europäische Nachbarländer mit hohen Ambitionen im Wasserstoffsegment auch für den eigenen Bedarf Wasserstoff verfügbar machen wollen. Aus diesem Grund sind kurz- und mittelfristig die absoluten Importmengen nach Deutschland als sehr eingeschränkt zu bewerten. Der Gasnetzentwicklungsplan geht beispielsweise davon aus, dass im Jahr 2030 eine Kapazität von 1 GW_{th} für den Export nach Deutschland aus den Niederlanden zur Verfügung steht. Ein nicht näher definierter Großteil der im Gasnetzentwicklungsplan angenommenen Wasserstoffimporte basieren auf blauem Wasserstoff. Überschlägig kann in einer Maximalbetrachtung unter Annahme von 8.500 Vollbenutzungsstunden der oben genannten Kapazität von ca. 8,5 TWh_{hu} Wasserstoff Import aus den Niederlanden für das Jahr 2030 ausgegangen werden (Berechnungen auf Basis von FNB Gas 2020). Nur ein kleinerer Anteil davon wird nach derzeitiger Sachlage elektrolytisch erzeugter Wasserstoff sein.

Einen weiteren wichtigen innereuropäischen Standort für die Erzeugung von konkurrenzfähigem Wasserstoff stellen die weiteren Nordsee-Anrainerstaaten mit ihren entsprechenden Hoheitsgebieten dar. Bei einer direkten Wasserstoffproduktion und -lieferung ermöglicht es diese Option zusätzliche erneuerbare Potentiale zu erschließen, die auf Grund der Engpässe bei der Anbindung der küstenfernen Standorte ansonsten nicht zugänglich wären. Die Verfügbarkeit dieser Potenziale für den Import nach Deutschland ist jedoch von der Entwicklung der Wasserstoff-Transportinfrastruktur abhängig. Großprojekte in der Nordsee zur Nutzung von Stromerzeugung aus Offshore-Windanlagen

zur Erzeugung von Wasserstoff wie *Aqua-Ventus*[35] oder *North Sea Wind Power Hub*[36] streben an, in ihren ersten Ausbaustufen bis Mitte der 2030er Jahr in Betrieb zu gehen. Während erstere bis 2035 eine Installation von 10 GW und konkret eine damit verbundene Produktion von rund 33 TWh grünem Wasserstoff vorsieht, sind für zweitere die konkreten Ausgestaltungen und Gesamtkonzeptionen in der Abwägung zwischen verschiedene Produktions- und Lieferkonzepten (Strombelieferung, Wasserstoffherstellung und mögliche weitere Integration) noch nicht abgeschlossen. Zwar sind diese Projekte jeweils auf erhebliche Erzeugungskapazitäten ausgelegt (der *North Sea Wind Power Hub* z.B. auf bis zu 180 GW bis 2045) und sehen teilweise auch eine direkte Wasserstofferzeugung auf See vor, der erzeugte Windstrom wird jedoch angesichts des in den nordwesteuropäischen Staaten auch jenseits der Wasserstofferzeugung massiv steigenden Strombedarfs einerseits nur zu kleineren Teilen für den Betrieb von Elektrolyseanlagen in Anspruch genommen werden können und wird andererseits zur Deckung des (beträchtlichen) Wasserstoffbedarfs in allen Nordsee-Anrainer-Staaten beitragen müssen.

Weitere europäische Regionen mit günstigen und mengenmäßig relevanten Potenzialen zur erneuerbaren Stromerzeugung sind insbesondere: PV-Erzeugung in Portugal, Spanien sowie zum Teil Wind- und PV-Erzeugung in Ost-Europa. Die Bewertung dieser Potenziale kann nicht im Rahmen dieser Studie erfolgen, sollte jedoch die folgenden Faktoren berücksichtigen:

- Eigenbedarf an erneuerbarem Strom (z.B. in Ländern mit noch hohen Anteilen fossiler Stromerzeugung) bzw. Wasserstoff (z.B. für die baskischen Industriezentren in Spanien);
- *Governance*-Strukturen, d.h. Zugang zu den notwendigen Ressourcen, infrastrukturelle Voraussetzungen, Korruptionsanfälligkeit sowie das weitere Geschäftsklima mit direktem Einfluss auf Projektkosten und damit die Erzeugungskosten sowie Finanzierungskosten (die teilweise durch staatliche Garantien abgefangen werden können);
- kurz- bis mittelfristige günstige (und damit höchstwahrscheinlich pipelinegebundene) Transportoptionen des Wasserstoffs nach Deutschland, hier stellt sich die Frage, ob eine Anbindung dieser potenziellen Erzeugungsregionen mittels neuer oder umgewidmeter Pipelines mittelfristig möglich und absehbar ist.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass zwar sowohl in unmittelbarer geographischer Nähe (Nordsee) also auch innerhalb des europäischen Storm- und Erdgasnetzes erhebliche Potentiale für die Erzeugung von grünem Wasserstoff vorhanden sind. Ob und in welchem Umfang sich diese Potentiale heben lassen, hängt jedoch in erheblichem Umfang vom Aufbau der entsprechenden Infrastrukturen sowie den Dekarbonisierungsstrategien der jeweiligen Produktionsländer ab.

[35] https://www.aquaventus.org/

[36] https://northseawindpowerhub.eu/

3.2.4. Abschätzung mittelfristiger Erzeugungspotenziale für Wasserstoff im Europäischen Wirtschaftsraum und Großbritannien (Zeithorizont 2030)

Auch auf Ebene der über das europäische Gas-Pipelinenetz verbundenen EU-Länder sowie Norwegen und Großbritannien suggerieren die reinen Flächenpotentiale für 2030 die Möglichkeit rund 45.000 TWh H_2 zu Kosten unter 3,5 €/kg erzeugen zu können (Abbildung 3-3).

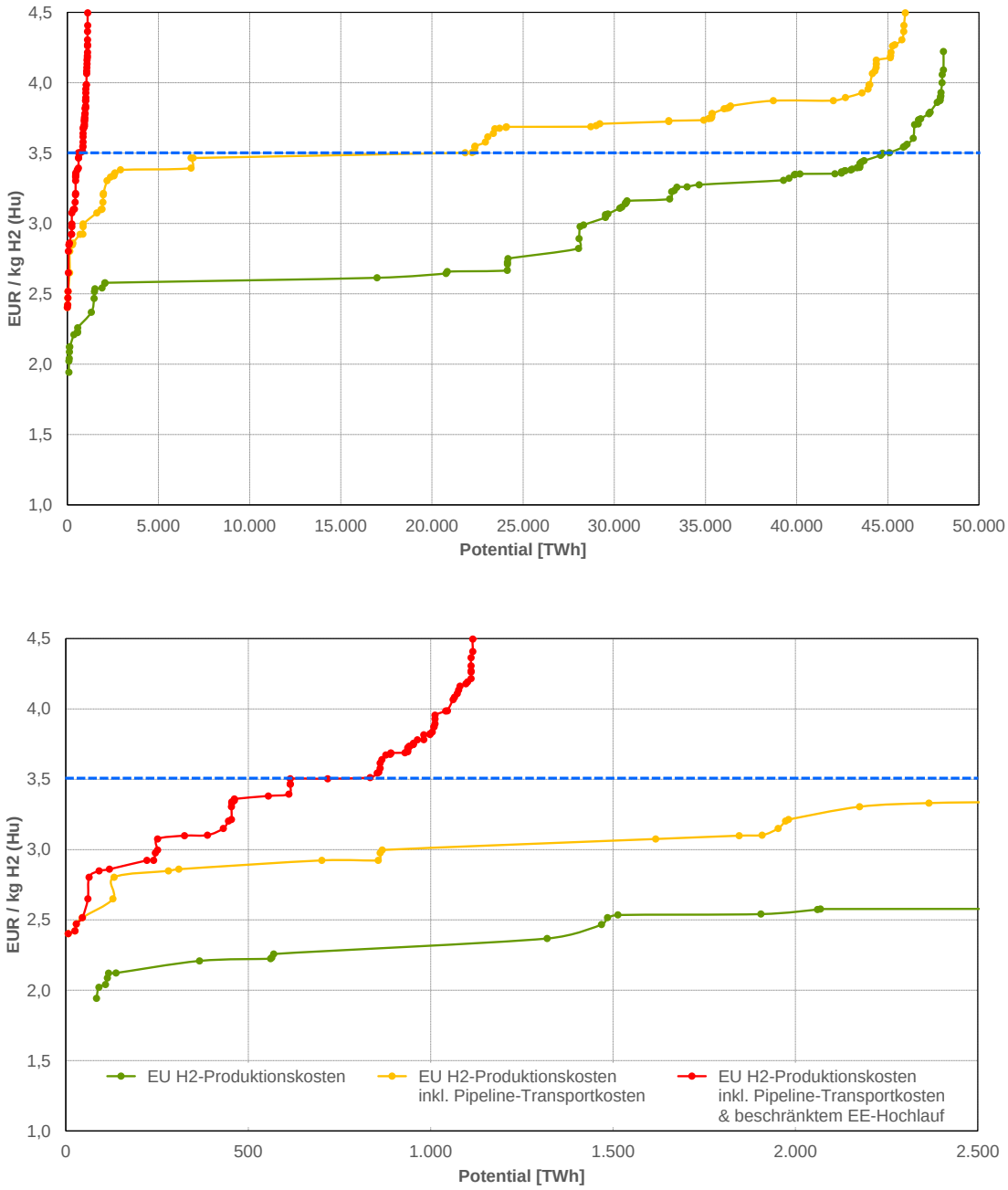
Berücksichtigt man die Kosten des notwendigen Pipelinetransports[37] sinkt das Potential auf rund 22.000 TWh ab. Auf Grund der oben erläuterten zahlreichen sozio-ökonomischen, Flächen- und weiteren Restriktionen ist es zumindest für die Bestimmung der Potentiale auf EU-Ebene sinnvoller, sich eher von Seiten der in der Vergangenheit installierten Leistungen erneuerbarer Stromerzeugungsanlagen, sowie der für die nächsten Jahre bestehenden Planungen zu orientieren und daraus erwartbare Ausbaupfade zuleiten. Dieser eigene Abschätzungsansatz auf Basis von EWI (2020) und einer Fortschreibung der von der IEA (2020) bis 2025 geschätzten Zubauraten für PV- und Windanlagen, ergibt ein Potential von rund 600 bis 850 TWh H_2 zu Preisen von unter 3,5 €/kg. Dabei schlägt sich der Pipelinetransport in den Anlandekosten für Importe (EWI 2020) nach Deutschland mengengewichtet mit rund 0,4 €/kg H_2 nieder. Jedoch werden hier noch weitere zentrale Aspekte außer Acht gelassen, die einen deutlichen Einfluss auf erschließbare Potentiale haben dürften:

- Die reine Potentialbetrachtung lässt sowohl die bereits bestehenden als auch die zur Dekarbonisierung der Stromsystems geplanten Anlagen zur erneuerbaren Stromerzeugung außer Acht. Wird unterstellt, dass der Zubau an Wind- und PV-Anlagen vorranging zur Versorgung der direktelektrischen Anwendungen dient, die zum Erreichen der für 2030 gesteckten Klimaziele im Rahmen des EU-Green Deals notwendig sind, so sinkt das Potential zur Wasserstofferzeugung erheblich auf rund 110 bis 140 TWh Wasserstoff[38]. Diese Menge wäre aber die Gesamtmenge für die EU, von der Deutschland, abgeschätzt entsprechend seiner Energienachfrage, rund ein Fünftel also rund 20 bis 30 TWh beanspruchen könnte.
- Die mengenmäßig möglichen Importe von Wasserstoff aus Europäischen Ländern sind darüber hinaus maßgeblich vom Aufbau eines Wasserstoffnetzes und dessen Durchsatzkapazitäten auf den Hauptrouten abhängig. Für das Jahr 2030 weisen Creos et al. (2021) in einem ambitionierten Szenario ein Grundgerüst eines Wasserstoffnetzes aus. Dieses Startnetz beruht auf einer Vernetzung bestehender (Chemie-)Industriezentren. Transeuropäische Korridore für Wasserstoffpipelines werden in diesem Szenario erst im Jahr 2040 erwartet. Um Potenziale z.B. auf der Iberischen Halbinsel erschließen zu können, müsste die paneuropäische Vernetzung deutlich schneller vorangetrieben werden.

[37] Kostenannahmen nach EWI (2020): Variante Pipelineneubau mit hohen Kostenannahmen.

[38] Hier wird angenommen, dass EU-weit bis 2030 rund 370 GW PV und 440 GW an Windenergieanlagen für die Dekarbonisierung des Stromsystems eingesetzt werden und damit nicht für die Produktion von Wasserstoff zur Verfügung stehen.

Abbildung 3-3: Potentiale und Kosten der Produktion von grünem Wasserstoff in der EU, dem Vereinigten Königreich und Norwegen, ohne und mit Infrastruktur- bzw. Erzeugungsrestriktionen, 2030



Quellen: Eigene Darstellung basierend auf Daten auf Potentialanalysen aus EWI (2020) und Zubauraten aus IEA (2020) und IRENA (2020a).[39]

[39] Für die Berechnungen wurde das Potenzial-Tool von EWI (2020) verwendet. Es wurden die Kosten für den „Baseline"-Fall und die Niedertemperatur-Elektrolyse ausgewählt. Die Technologie- und Kostenbasis für Elektrolyseanalagen wurde wie folgt angepasst: OPEX: 3% der jährlichen CAPEX; lineare Kostendegression: 700 €/kW$_{el}$ in 2020, 440 €/kW$_{el}$ in 2030, 200 €/kW$_{el}$ in 2050; Wirkungsgrad der Elektrolyseanlage: 65% in 2020, 70% in 2030 75% in 2050.

Die Umstellung von einer von der Dekarbonisierung des Stromsystems getriebenen Entwicklung, zu einer Entwicklung, die von der Nachfrage aus Industriesektoren mit hohem Einsatzdruck für Wasserstoff getrieben ist, kann im begrenzten Rahmen zu einer Veränderung der Ausbau-Dynamik führen und zusätzlichen Potentiale erschließbar machen. Dieser Effekt kann hier jedoch quantitativ nicht eingeschätzt werden. Eine zentrale Rolle spielt dabei jedoch die Entwicklung liquider Märkte, die auf klaren regulatorischen Rahmen aufsetzen.

3.2.5. Erwartbares Importaufkommen in Phasen

Mit Blick auf die oben genannten Restriktionen der Potenzialhebung für die Erzeugung und dem Import von grünem Wasserstoff sind im zeitlichen Verlauf die folgenden Importströme anzunehmen:

- Phase I (vor 2030): Zunächst werden nur geringe Mengen an grünem Wasserstoff aus den direkten Nachbarländern Deutschlands zu erwarten sein. Hier spielen die europäischen IPCEI Projekte eine zentrale Rolle. Auf Basis der bestehenden Projekte und Projektideen ist ein Import von Wasserstoff zunächst aus den Niederlanden zu erwarten. Hierbei handelt es sich jedoch bis 2025 um eher geringe Mengen (im Gigawattstunden-Bereich) im Rahmen von Pilotprojekten. Diese können in Richtung 2030 sukzessive ausgebaut werden. Zwar ist in Richtung 2030 ein Pipelineanschluss mit den Niederlanden anvisiert, es ist jedoch unklar welchen Anteil grüner Wasserstoff am Aufkommen spielen wird. In dieser Phase ist nicht mit der Anlieferung von nennenswerten Mengen über den Schiffstransport zu rechnen, da hier sowohl die entsprechende Anlandungsinfrastruktur als auch die Produktionsinfrastruktur errichtet werden muss.
- Phase II (ab 2030 bis 2035): Die zweite Phase der Wasserstoffimporte wird absehbar über erste lang-strecken Pipelineverbindungen auf dem europäischen Kontinent eingeleitet. Auf Basis der nationalen und europäischen Netzentwicklungspläne sowie einschlägigen Studien (Wang et al. 2020), ist erst nach dem Jahr 2030 mit solchen Langstrecken-Pipelines zu rechnen. Es kann angenommen werden, dass insbesondere eine Anbindung europäischer Beststandorte (iberische Halbinsel, Nordsee) die Importmengen maßgeblich und auch sprunghaft erhöhen kann. Die wirtschaftliche Darstellbarkeit sowie die politischen Strategien in wichtigen Drittländern mit weiteren Antransport-Entfernungen zeigen, dass hier zunächst mit der Anlandung von H_2-Derivaten und bei entsprechendem Infrastrukturausbau (z.B. Ammoniak-Weiterverteilung in Deutschland) der direkten Vermarktung dieser Derivate gerechnet werden muss.
- Phase III (ab 2035): Mittelfristig werden auch außereuropäische Länder in Pipeline-Distanz Wasserstoff nach Europa und Deutschland exportieren können (Marokko, Ukraine etc.). Dieses Importpotenzial ist jedoch derzeit nur mit sehr hohen Unsicherheiten bewertbar. Marokko besitzt beispielsweise derzeit keine eigene Erdgasinfrastruktur, die umgewidmet oder deren Trassen genutzt werden könnten. In dieser dritten Phase werden mit hohen Unsicherheiten bezüglich der Transportkosten erste transkontinentale Importströme auf Basis von neuen Schiffstransportoptionen (Trägerstoffe oder verflüssigter Wasserstoff) und entsprechender Anlandungs- und Verteilungsinfrastruktur in Deutschland

erwartet. Der transkontinentale Import von Derivaten (insbesondere Ammoniak und Methanol) könnte in dieser dritten Phase bereits etabliert sein, da hier infrastrukturelle Anpassungen in geringerem Umfang notwendig sind.

Tabelle 3-2: Phasen des Hochlaufs für den Import von grünem Wasserstoff

	Phase I (vor 2030)	Phase II (ab 2030)	Phase III (ab 2035)
Potenzielle Importmengen Wasserstoff	im GWh-Bereich aus Pilotprojekten; sukzessiver Ausbau	20-30 TWh	Aus dem EWR* zzgl. UK: zunächst 30-40 TWh** Außereuropäisch: geringe erste, aber im Zeitverlauf zunehmende Mengen
Herkunftsländer	Niederlande	Mit hohen Unsicherheiten bzgl. des zeitlichen Rahmens: Erste Pipeline-Verbindungen und indirekter Import über erste Anlandungsinfrastruktur in den Niederlanden	Aus EWR: Günstigste Potenziale in Norwegen, Niederlande, Frankreich (Offshore-Windkraft), Spanien (PV) und UK (Offshore-Windkraft) Nachbarländer des EWR: Über ausgebautes Pipeline-Netz auch außereuropäisch (Marokko, Ukraine, etc.) Transkontinental: erste Importe mit hohen Unsicherheiten bzgl. Transportkosten und Hafeninfrastruktur
Import von Derivaten (Ammoniak, Methanol) über Schiffstransport	Aktuell schwer absehbar bzw. in sehr begrenzten Mengen	Wachsende, aber immer noch begrenzte Mengen	Ausgebauter transkontinentaler Import

Anmerkungen: * Europäischer Wirtschaftsraum.- ** zu Anlandungskosten von 3-3,2 EUR/H_2 (H_u).

Quellen: Öko-Institut

Es zeigt sich somit, dass die zukünftigen Entwicklungen des Aufkommens von grünem Wasserstoff aus Importen von hohen Unsicherheiten geprägt sind.

- Derzeit können bezüglich einer europäischen Wasserstoffpipeline-Infrastruktur nur bedingt Aussagen getroffen werden. Transkontinentale Wasserstoff-Importe per Schiff sind (jenseits der Derivate) mit potenziell hohen Kosten verbunden und damit allenfalls eher langfristig zu erwarten.
- Zudem ist derzeit eine Quantifizierung der Rolle von Russland sowie der Ukraine für den Import von grünem Wasserstoff kaum möglich.
- Politische Anstrengungen mit Bezug auf Investitionssicherheit, EE-Ausbaustrategien und Förderung sowie bezüglich der Infrastrukturentwicklung können einen großen Einfluss auf das Importpotenzial von grünem Wasserstoff haben.

Es besteht somit weiterhin hoher Analyse- und Forschungsbedarf zum Niveau der im Zeitverlauf real erwartbaren Importpotenziale.

3.3. Weitgehend klimaneutraler Wasserstoff aus Erdgas

Neben der inländischen Erzeugung und den zumindest kurz- bis mittelfristig deutlich beschränkten Importpotenzialen für grünen Wasserstoff kann auch die Erzeugung von Wasserstoff auf Erdgasbasis zur Bereitstellung von weitgehend klimaneutralem Wasserstoff beitragen, wenn das bei der Erzeugung über die Dampfreformierung anfallende CO_2 erfasst, abtransportiert und einer sicheren Speicherung zugeführt werden kann. Die Abscheideraten für den solcherart erzeugten blauen Wasserstoff liegen heute bei 60 bis über 90%, einen maßgeblichen Klimaschutzbeitrag wird aber blauer Wasserstoff nur dann leisten können, wenn das anfallende CO_2 zu mindestens 90% der sicheren Speicherung in geologischen Formationen zugeführt werden kann (Öko-Institut 2020). Eine solche sichere Speichermöglichkeit von CO_2 ist zumindest für saline Aquifere im Bereich der Nordsee über ausreichend lange Zeiträume (d.h. mehrere Dekaden) bzw. im praktischen Betrieb nachgewiesen worden (Furre et al. 2017; ECO2 Project 2015). Darüber hinaus und auch nur in begrenztem Umfang auch die Speicherung bzw. Kalzinierung von CO_2 in geologischen Basaltformationen (z.B. auf Island) eine zusätzliche Option bilden.

Die verbleibenden Emissionen bzw. auch die Emissionen in der Vorkette der Erdgasbereitstellung für die Herstellung von blauem Wasserstoff liegen bei realweltlicher Betrachtung immer dann unter den entsprechenden Emissionen aus der elektrolytischen Wasserstofferzeugung, wenn die Wasserstoffproduktion auf Strombasis nicht zu mindestens 95% auch aus real zusätzlicher regenerativer Stromerzeugung stammt bzw. dass jenseits bilanzieller Betrachtungen in den Portfolien für die Versorgung von Elektrolyseanlagen auch entsprechende Anteile fossiler Stromerzeugung (im besten Falle auf Erdgasbasis) zum Tragen kommen. Auch muss darauf hingewiesen werden, dass an Produktionsstandorten in der EU sowohl die Dampfreformierung von Erdgas wie auch die fossile Stromerzeugung bzw. deren Anteil an der Versorgung von Elektrolyseanlagen dem Emissionshandelssystem der EU unterliegen.

Die Herstellung von blauem Wasserstoff kann mit großtechnisch erprobten bzw. in industrieller Skalierung verfügbaren Anlagen erfolgen. Die zentralen Restriktionen für das Aufkommen von blauem Wasserstoff sind hier einerseits politischer Natur und andererseits mit Blick auf die verfügbaren Speicheroptionen für das abgeschiedene CO_2 relevant. Bezüglich des letztgenannten Aspektes kommt es dabei nicht auf die grundsätzlich verfügbaren (und prinzipiell großen) CO_2-Speicherpotenziale an, sondern auf die Kapazität der für die Speicherung notwendigen Infrastrukturen und dies vor allem mit Blick auf den kurz- bis mittelfristigen Zeithorizont, für den blauer Wasserstoff aus der Aufkommensperspektive vor allem relevant werden könnte:

- Ein diesbezüglich wichtiges Projekt ist das norwegische *Northern Lights*-Projekt, für das die erste Ausbaustufe mit einer jährlichen Speicherkapazität von etwa 1. Mio. t CO_2 ansteht.[40] In einer zweiten Ausbaustufe können 5 Mio. t CO_2 angeliefert und gespeichert werden, eine weitere Ausweitung auf 15 Mio. t CO_2 wird diskutiert und wäre für die Perspektive 2030 auch umsetzbar.
- Im Rahmen des niederländischen Porthos- (*Port of Rotterdam CO_2 Transport Hub and Offshore Storage*-) Projekt sollen ab 2023 in der ersten Ausbaustufe

[40] Für Details des Projekts vgl. Equinor (2019; 2020), zu weiteren Informationen bzw. der aktuellen Entwicklung des Projekts siehe https://northernlightsccs.com/.

etwa 2 bis 2,5 Mio. t CO_2 jährlich in ausgeförderten Gasfeldern gespeichert werden.[41] Ein Ausbau der Speicherkapazität auf bis zu 5 Mio. t CO_2 jährlich ist möglich.

- Das ebenfalls niederländische Athos- (*Amsterdam-Ijmuiden CO_2 Transport Hub & Offshore Storage*-) Projekt soll ab 2026 den Betrieb mit einer Kapazität von 1 Mio. t CO_2 jährlich aufnehmen und in den nächsten Ausbaustufen bis zu 7,5 Mio. t CO_2 jährlich einspeichern können.[42]
- Das *Greensand*-Projekt in Dänemark soll im Jahr 2025 mit einer Kapazität von zunächst ca. 1 Mio. t CO_2 jährlich in Betrieb gehen, bis zum Jahr 2030 ist eine Ausweitung der Kapazität auf 3,5 Mio. t CO_2 jährlich vorgesehen.[43]

Auch wenn einige der CCS-Projekte (v.a. in den Niederlanden) zumindest teilweise sehr stark auf küstennahe CO_2-Quellen (z.B. das Athos-Projekt auf das Tata-Stahlwerk bzw. das Porthos-Projekt auf die Industrie im Raum Rotterdam) ausgerichtet sind, bieten alle Projekte auch die Abnahme von CO_2 zur Einspeicherung auf kommerzieller Basis an. Die Anlieferung von CO_2 wird für die Projekte teilweise per Pipeline, teilweise aber auch per Schiff und teilweise als Teil der CO_2-Speicherdienstleistung (z.B. ab deutscher Nordseeküste) angeboten.

Selbst wenn sich bei einigen der genannten Projekte Verzögerungen bzw. ein langsamerer Aufwuchs der Ausbaustufen einstellen (was ganz wesentlich vom Umfang der längerfristigen Abnahmeverträge abhängen dürfte) und die CO_2-Entsorgung der an den Küsten gelegenen Industrien in den jeweiligen Länder als prioritär eingestuft wird, so kann für das deutsche Aufkommen an blauem Wasserstoff eine Kapazität für den Abtransport und die sichere Speicherung von CO_2 in der Größenordnung von 5 Mio. t CO_2 als robuste bzw. verlässliche Annahme gelten.

Wenn bei einer CO_2-Abscheidungsrate von 90% etwa 257 kg CO_2 je MWh H_2 (auf Basis des unteren Heizwerts) abtransportiert und sicher gespeichert werden müssen (Öko-Institut 2020), dann würde mit einem Anteil von 5 Mio. t CO_2 an der jährlichen Einspeicherkapazität in der Nordsee ein Aufkommen von fast 20 TWh blauem Wasserstoff für den Zeithorizont 2030 möglich. Dieser Betrag könnte einen deutlichen Beitrag dazu leisten, den um das Jahr 2030 erwarteten Bedarf an (weitgehend) klimaneutralem Wasserstoff von etwa 60 TWh zu decken. Dies gilt auch und speziell unter Maßgabe einer Verdoppelung des deutschen Elektrolyseziels für 2030 (mit einer Jahreserzeugung von 15 bis 20 TWh, vgl. Kapitel 3.1) und unter der Annahme, dass bereits im Jahr 2030 ein Teil der von 2030 bis 2035 auf Jahresbasis erwartbaren Importe an grünem Wasserstoff (20 bis 30 TWh, vgl. Kapitel 3.2.5) möglich wird. Mit Blick auf den bis 2035/2040 bzw. 2045/2050 erwartbaren Aufwuchs des Wasserstoffbedarfs (in einer Größenordnung von 60 TWh oder mehr in einem Zeitraum von jeweils 5 Jahren) können über die Nutzung von blauem Wasserstoff in der genannten Größenordnung keinerlei Verdrängungs- (Lock-in-) Effekte erwartetet werden.

Vor dem Hintergrund der größeren Transportaufwendungen für Wasserstoff, des Zeitbedarfs für die Umrüstung bzw. Errichtung der entsprechenden Infrastrukturen ist davon

[41] Zu den Details dieses Projektes vgl. PoR; EBN; Gasunie (2020), zum jeweils aktuellen Projektstatus siehe https://www.porthosco2.nl/en/.

[42] Zum jeweils aktuellen Projektstatus siehe https://athosccus.nl/en/.

[43] Zum jeweils aktuellen Projektstatus siehe https://wintershalldea.com/en/newsroom/milestone-ccs-project-greensand-reached.

auszugehen, das für eine relativ schnelle Verfügbarmachung von blauem Wasserstoff die entsprechenden Produktionsanlagen eher an der Nordseeküste errichtet und von dort das leichter zu transportierende CO_2 per Schiff zu den Speicherstätten abtransportiert wird. Ob diese Anlagen dann in Deutschland oder in den Niederlanden oder Belgien entstehen, ist letztlich eine standortpolitische Frage. Je weniger Infrastrukturvorleistungen für einen längeren Transport aus dem Ausland erbracht werden müssen, umso sicherer ist jedoch, dass der weitgehend klimaneutrale Wasserstoff auch rechtzeitig für die Erreichung der Emissionsminderungsziele für 2030 verfügbar gemacht werden kann.

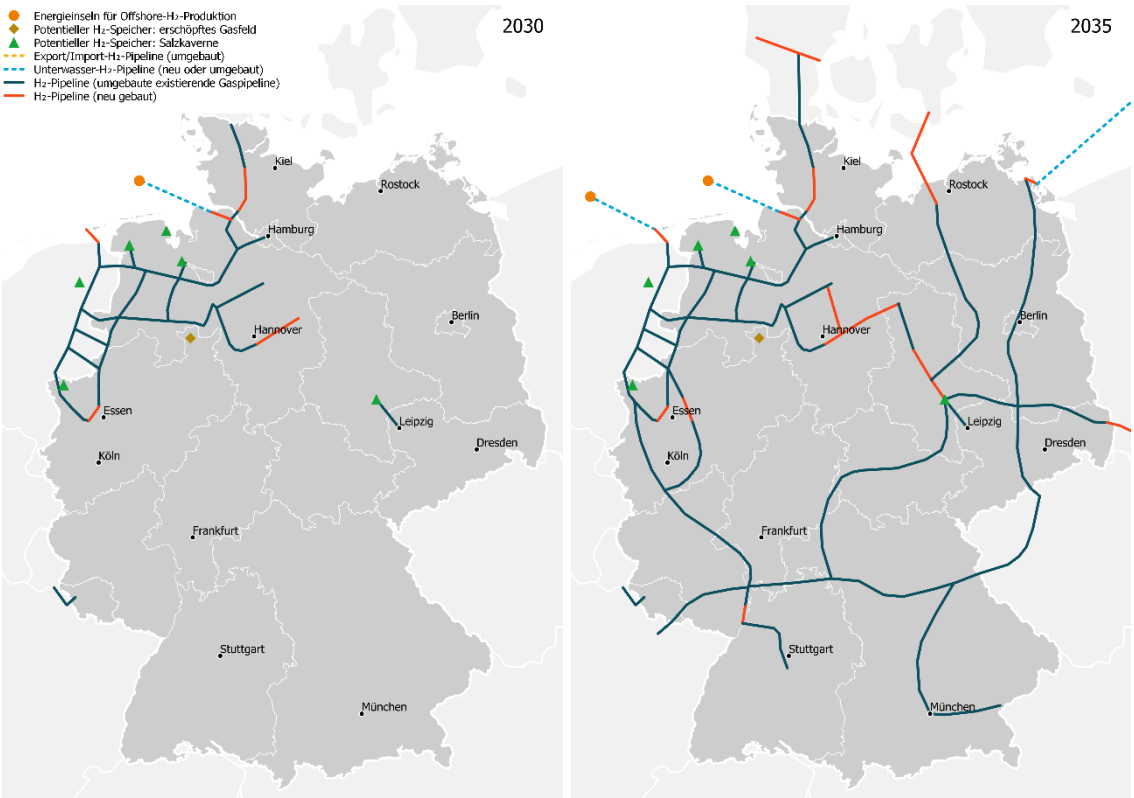
Neben blauem Wasserstoff könnte auch aus Erdgas mittels Pyrolyse hergestellter („türkiser") Wasserstoff einen Beitrag zur Abdeckung des im Zulauf auf 2030, aber auch in den 2030er Jahren schnell wachsenden Bedarfs an klimaneutralem Wasserstoff leisten. Bei der Herstellung von türkisem Wasserstoff fällt neben dem Zielprodukt Kohlenstoff in fester Form an, der entweder stofflich verwertet werden kann oder deponiert werden müsste. Die entsprechenden Technologieansätze befinden sich jedoch noch in einem relativ frühen Entwicklungsstadium, so dass bis 2030 nicht mit großvolumiger industrieller Produktion zu rechnen ist (Öko-Institut 2020). Ob und in welchem Umfang türkiser Wasserstoff ein Teil des Portfolios für die deutsche Wasserstoffwirtschaft werden kann, wird sich erst im Verlaufe der 2020er Jahre entscheiden lassen und muss zu gegebenen Zeitpunkt entschieden werden. Auch bei türkisem Wasserstoff wird aus den o.g. Gründen zumindest in einer ersten Nutzungsphase die Erzeugung des Wasserstoffs in Deutschland sowie die Vermarktung bzw. Deponierung des anfallenden festen Kohlenstoffs von hier erfolgen.

4. Entwicklung der Wasserstoff-Infrastrukturen

4.1. Fernleitungs-Startnetz

Der Hochlauf eines Wasserstoff-Segments in der deutschen Volkswirtschaft wird zwar an einigen Stellen mit Elektrolyseanlagen in unmittelbarer Nähe der Verbrauchsstandorte beginnen müssen, gleichwohl wird zur Verfügbarmachung der notwendigen Mengen an Wasserstoff und auch aus Gründen der Versorgungssicherheit relativ schnell ein leistungsfähiges Fernleitungsnetz für Wasserstoff entwickelt werden müssen, das auch die entsprechend umgebauten Speicherkapazitäten anbindet. Dies gilt mit nochmals verstärkter Dringlichkeit für den Fall, dass erhebliche Teile des Wasserstoffaufkommens für Deutschland aus dem Ausland, und hier insbesondere in einer ersten Phase aus Richtung der Niederlande importiert werden soll.

Abbildung 4-1: Startnetz für das Wasserstoff-Fernleitungsnetz und die folgende Ausbaustufe, 2030 und 2035



Quellen: Creos et al. (2021), grafische Aufarbeitung durch Öko-Institut

Die Abbildung 4-1 zeigt den Entwurf der Ferngasleitungs-Betreiber für ein Wasserstoff-Startnetz in Deutschland, das durch folgende Spezifika gekennzeichnet ist:

- es verbindet Regionen mit hohem regenerativem Stromangebot in Nordwest-Deutschland mit großen industriellen Verbrauchsschwerpunkten in Nord-Deutschland, im Ruhrgebiet und in Salzgitter sowie einer Reihe norddeutscher Kavernenspeicher;

- es schafft an verschiedenen Stellen Verbindungen in die Niederlande und damit zu dem von dort erwartetem Angebot;
- es erreicht keine Anbindung der Chemie- und Stahl- bzw. großen KWK-Standorte in Süd-Deutschland;
- es beschränkt sich in Ost-Deutschland auf die Anbindung des Kavernenspeichers in Bad Lauchstädt an die Chemieregion Leipzig/Halle;
- es basiert in kleinerem Umfang auf einer Umnutzung des H-Erdgas-Bestandsnetzen und einigen Neubauten, zu erheblichen Teilen aber auf einer Umnutzung des L-Gasnetzes, das im Zuge der Umstellung von (niederkalorischem) L-Erdgas aus deutscher und niederländischer Produktion auf (hochkalorisches) H-Erdgas aus Norwegen und Russland nicht mehr benötigt wird;
- es reflektiert in seiner Struktur eine Momentaufnahme der zur Erstellung bekannten bzw. angekündigten Wasserstoffnachfragen bzw. Erzeugungsprojekte, die sich jedoch mit steigendem klimapolitischen Ambitionsniveau schnell ändern können und sich deshalb bei der Weiterentwicklung des Startnetzes auch deutliche Vorziehungen von Einzelprojekten ergeben können.

Tabelle 4-1: Eckdaten des Wasserstoff-Startnetzes, 2025-2030

	Bis Ende 2025	Bis Ende 2030
	km	
Netzdaten		
Leitungslänge des H_2-Netzes	452	1.236
dav. umgestellte Erdgas-Leitungen	389	1.142
dav. neu gebaute H_2-Leitungen	63	94
Neu erforderlich werdende H-Erdgas-Leitungen	19	57
Zusätzliche Investitionen	Mio. €	
Umstellung von Erdgas-Leitungen	82	310
Neubau von H_2-Leitungen	128	220
Neubau und Anpassungsmaßnahmen bei H-Erdgas-Leitungen	84	132
Summe	294	662

Quelle: FNB Gas (2020), Berechnungen des Öko-Instituts

Die technischen und investitionsseitigen Eckdaten dieses Wasserstoff-Startnetzes (Tabelle 4-1) machen deutlich, dass

- etwa ein Drittel des Startnetzes bis zum Jahr 2025 errichtet sein soll;
- das Wasserstoff-Startnetz im Jahr 2025 einen Anteil von etwa 1,3% und im Jahr 2030 einen Anteil von 3,7% des deutschen Gas-Fernleitungsnetzes repräsentieren würde;
- etwa 86% der Netzlänge des Wasserstoff-Startnetzes im Jahr 2025 und ca. 92% des im Jahr 2030 erreichten Ausbaustandes aus umgestellten Erdgas-Leitungen besteht;
- aus Entflechtungsgründen in geringem Umfang auch der Neubau von H-Erdgas-Leitungen erforderlich wird;

- für den Zeithorizont 2025 ein Anteil von 43,5% und für bis 2030 etwa 33% der erwarteten Gesamtinvestitionen auf die Investitionen im Bereich der Wasserstoffleitungen entfällt;
- die Umstellungskosten im Bereich des bestehenden Erdgasnetzes bis 2025 mit knapp 3% (2025) nur einen sehr geringen, bis 2030 mit fast 47% dann aber nahezu die Hälfte des notwendigen Investitionsvolumens ausmachen.

Die Umsetzung des Wasserstoff-Startnetzes steht jedoch vor einer Reihe von Herausforderungen:

- die Bundesnetzagentur hat in ihrer Änderungsverlangen zum Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030 (BNetzA 2021) das Wasserstoff-Startnetz aus rechtlichen Gründen von der Erdgas-Netzentwicklungsplanung abgetrennt, dies kann zumindest potenziell zu Verzögerungen führen;
- aus EU-rechtlichen Gründen (vgl. ACER; CEER 2021) soll die regulatorische Behandlung von Investitionen in Wasserstoffnetze im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) strikt von der entsprechenden Regulierung im Erdgas-Bereich getrennt werden, damit entstehen für die ersten Wasserstoffprojekte nicht unerhebliche Klumpenrisiken sowie die Notwendigkeit zur Allokation erheblicher Fördermittel, die wiederum der Beihilfekontrolle und den entsprechenden Prozeduren unterliegen;
- das Wasserstoff-Startnetz erzeugt noch keine Perspektive für große Wasserstoffverbraucher südlich des Ruhrgebiets oder in Ost-Deutschland.

Mit der im Zeichen der neuen Klimaschutzziele für Deutschland und die EU erforderlichen Beschleunigung des Aufwuchses einer Wasserstoffversorgung wird es in der sehr kurzen Frist zu pragmatischen Zwischenregelungen für die genannten Herausforderungen kommen müssen und kommen können.

Als größere und weitreichender Aufgaben bleiben jedoch, und dies durchaus auch in der kurzen Frist zwei wesentliche Themen:

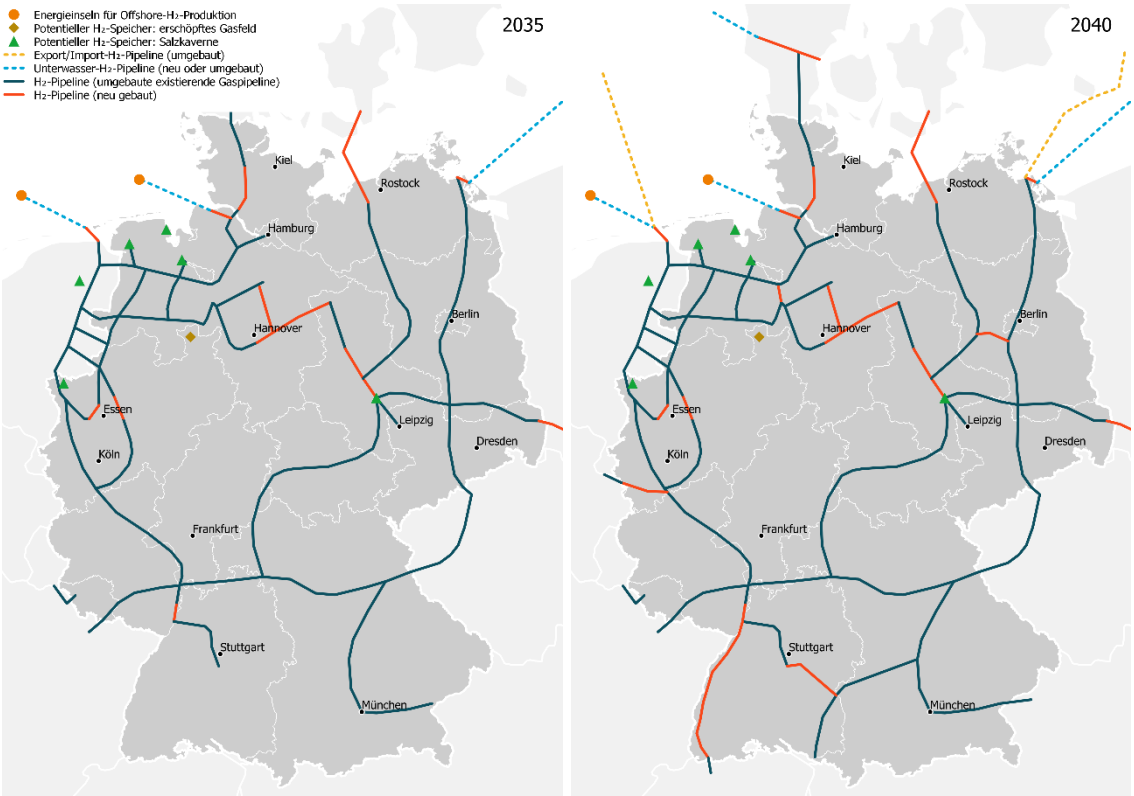
- Es sollte relativ kurzfristig geklärt werden, ob für die Konzeption des Startnetzes auch einige der bisher für den Zeithorizont 2035 vorgesehenen Anbindungen Süd- und Ost-Deutschlands vorgezogen und in die Umsetzung gebracht werden können.
- Vor allem mit Blick auf die in der EU anstehenden Strukturierungsprozesse zur Regulierung der Wasserstoffnetze sollte darauf hingearbeitet werden, den ordnungspolitischen Ansatz einer konsequent getrennten Erdgas- und Wasserstoffnetzregulierung zu verlassen. Denn einerseits dürften vor allem jenseits des Startnetzes die Investitionen in die Wasserstoff-Umnutzung und die ggf. komplementären Maßnahmen im Bereich der Erdgasnetze nur noch wenig trennscharf zu unterscheiden sein. Zweitens sollte eine Konsistenz zu anderen Regulierungsbereichen hergestellt werden, in denen die Zuordnung der Umbaukosten für die Energieversorgung aus guten Gründen auch nicht mehr strikt am Verursacherprinzip im engeren Sinne ausgerichtet wird (Angleichung der Übertragungsnetze, zukünftig ggf. auch eine Umfinanzierung der Verteilnetzkosten weg von den Regionen mit hohen Einspeisungen regenerativen Stroms in die Verteilnetze etc.).

Viele der im Aufbauprozess für das Wasserstoff-Startnetz aufkommenden Herausforderungen werden damit eine erhebliche Ausstrahlungswirkung für den weiteren Aufbau eines umfassenden Wasserstoff-Fernleitungsnetzes haben und sollten neben der Etablierung pragmatischer Kurzfrist-Lösungen früh und konsequent auch auf der grundsätzlichen Ebene adressiert werden.

4.2. Voll entwickeltes Fernleitungsnetz

Für den Zeithorizont nach 2030 mit seiner massiven Aufwuchsdynamik wird aus dem Wasserstoff-Startnetz ein der steigenden Nachfrage angemessenes übergreifendes und vermaschtes Fernleitungsnetz für Wasserstoff entwickelt werden müssen (Abbildung 4-2).

Abbildung 4-2: Entwicklung des erweiterten Wasserstoff-Fernleitungsnetzes, 2035 und 2040



Quellen: Creos et al. (2021), grafische Aufarbeitung durch Öko-Institut

Für Deutschland erfährt das Wasserstoff-Startnetz nach dem Konzept der *European Hydrogen Backbone Initiative* bis 2035 eine massive Ausweitung (Creos et al. 2021):

- die Weiterführung des Wasserstoffnetzes vom Ruhrgebiet nach Süden bis in den Raum Mannheim/Ludwigshafen;
- die Schaffung von Nord-Süd-Verbindungen in Ost-Deutschland mit Anschlüssen nach Skandinavien und die Tschechische Republik;

- die Verbindung Niedersachsens mit den mitteldeutschen Zentren der Chemieindustrie;
- die Schaffung von Ost-West-Verbindungen in Richtung Frankreich sowie nach Polen;
- die Anbindung Bayerns über Ost-Deutschland und die Tschechische Republik;
- ggf. die Anbindung der ersten *Offshore*-Wasserstofferzeugungs-Projekte.

Mit dieser Ausweitung des Fernleitungsnetzes für Wasserstoff wären die wichtigsten Erzeugungszentren für grünen und ggf. blauem Wasserstoff mit den großen industriellen Wasserstoffsenken verbunden und auch der grenzüberschreitende Transport von Wasserstoff in zunehmendem Maße möglich.

Mit Blick auf das Jahr 2040 ergeben sich im Konzept der *European Hydrogen Backbone Initiative* für das europäische Wasserstoffnetz nochmals erhebliche Veränderungen, für das Wasserstoffnetz in Deutschland stehen jedoch qualitativ nur noch wenige, jedoch gleichwohl wichtige Erweiterungen an (Creos et al. 2021):

- die Umnutzung der Erdgas-Pipeline-Verbindungen nach Norwegen für Wasserstoff;
- die Weiterführung des Wasserstoffnetzes durch das Rheintal nach Süden und die Herstellung einer Verbindung in die Schweiz;
- die Vermaschung der Wasserstoff-Fernleitungsinfrastruktur zwischen Hessen, Baden-Württemberg und Bayern;
- die Schaffung einer Verbindung zwischen Bayern und Österreich;
- ggf. die Anbindung von *Offshore*-Wasserstofferzeugungsanlagen in der Nord- und Ostsee;
- in dieser Phase soll es sowohl in Europa als auch in Deutschland zu einer großskaligeren Neuerrichtung von Wasserstoffnetzen kommen, die auch Nord-Süd- sowie Ost-West-Transporte von Wasserstoff in signifikantem Umfang ermöglichen.

Ob und in welchen Etappen die schrittweise Schaffung eines solchen übergreifenden Wasserstoffnetzes gelingen kann, bedarf sehr detaillierter Untersuchungen und auch einer Validierung der zukünftigen Aufkommensstrukturen für klimaneutralen Wasserstoff. Spätestens diese Phase der Entwicklung eines umfassend ausgebauten Ferngasnetzes zur Versorgung der großen Industrie- und Energiezentren bedarf einer umfassenden europäischen Integration. Die skizzierte Entwicklung des deutsche Wasserstoffnetzes verdeutlicht aber auch, dass der weiträumige Transport über das Wasserstoffnetzes allenfalls am Anfang des Wasserstoffhochlaufs und auch nur teilweise durch die verbrauchsnahe Wasserstofferzeugung ersetzt werden könnte. Ohne die großräumigen Wasserstoff-Transportstrukturen würden gerade auf den Stromnetzausbau und die regionalen Erzeugungsstrukturen bei regenerativen Strom Herausforderungen in qualitativ neuem Ausmaß zukommen.

Klar ist aber auch, dass die zeitlichen und strukturellen Flexibilitäten für die Entwicklung eines solchen Pipeline-Netzes mit Blick auf die deutschen und europäischen Klimaziele sehr begrenzt sein wird und letztlich spätestens gegen Ende der 2020er Jahre wichtige strategische Weichenstellungen zur Importstrategie für klimaneutralen Wasserstoff und

auch mit Blick auf die Sektorallokation des klimaneutralen Wasserstoffs und deren räumliche Folgen Grundsatzentscheidungen erfolgen müssen, die ein klares Bild der zukünftigen Fernleitungsstrukturen und die mit ausreichendem Vorlauf initiierten Um- und Ausbaumaßnahmen ermöglichen.

4.3. Wasserstoff-Verteilnetze

Deutschland verfügt über ein weit in die Fläche entwickeltes Erdgas-Verteilnetz. Insgesamt betreiben die 665 Verteilnetzbetreiber (VNB) ein Pipeline-Netz von über 522.000 Kilometern (km). Der weitaus größte Teil dieses Netzes entfällt jedoch auf die Nieder- und Mitteldruckstufe, gleichzeitig betreiben die VNB jedoch einen erheblichen Teil des deutschen Hochdrucknetzes. So werden etwa 40% der Hochdruck-Gaspipelines mit einem Druck von mehr als 16 bar von den VNB betrieben (BNetzA; BKartA 2021), auch wenn sich Hochdruck-Transportleitungen mit sehr hohen Betriebsdrücken ausschließlich im Bereich Ferngasnetzbetreiber (FNB) finden.

Die Ausspeisedaten von FNB und VNB zeigen aber, dass die Differenzierung zwischen Verteilnetz- und Transportnetzbetreibern im Erdgasbereich v.a. im Verbrauch der Großverbraucher nicht sehr stark ausgeprägt ist (Tabelle 4-2):

- die Absatzmenge der FNB an Großkunden mit einer jährlichen Abnahmemenge von mehr als 100 GWh liegt nur leicht über dem Vergleichswert der VNB;
- beim Erdgasabsatz an größere Erdgaskraftwerke liegen die Lieferungen der VNB sogar über denen der FNB;
- naturgemäß entfallen die Lieferungen an kleinere Kunden ganz überwiegend in den Bereich der VNB.

Ein Vergleich mit den sektoralen Verbrauchsmengen bei Erdgas zeigt darüber hinaus, dass private Haushalte und der Dienstleistungssektor durchweg über Pipelines der VNB versorgt wird, aber auch ein deutlicher Teil der Industrie und auch der Stromerzeugung über die Netze der VNB mit Erdgas versorgt wird.

Damit wird deutlich, dass die Nutzung des existierenden und ggf. umzurüstenden Erdgasnetzes der VNB auch für die Bereiche der Wasserstoffwirtschaft relevant wird, die anwendungsseitig in der strategischen Diskussion weithin unstrittig sind (Stromerzeugung, Industrie). Eine ähnliche Situation ergibt sich für ein Kernnetz von Erdgas-Tankstellen für den Nutzfahrzeuge, vor allem im Schwerlastverkehr auf der Langstrecke.

Tabelle 4-2: Erdgas-Ausspeisemengen der unterschiedlichen Gas-Netzebenen und sektoral Erdgasverbräuche, 2019

	Erdgas-Ausspeisemengen			
	Fernleitungsnetze	Verteilnetze	Fernleitungsnetze	Verteilnetze
	TWh (H_u)		Anteile	
≤ 300 MWh/Jahr	<0,1	304	<0,01%	35,4%
300 bis 10.000 MWh/Jahr	0	116	0,1%	13,5%
10.000 bis 100.000 MWh	5	100	0,6%	11,7%
> 100.000 MWh/Jahr	124	119	14,5%	13,9%
Gaskraftwerke ≥ 10 MW Nettonennleistung	38	51	4,5%	6,0%
Gesamtsumme	169	690	19,6%	80,4%
	Sektorale Erdgas-Verbrauchsmengen			
Private Haushalte	-	257	Anteil Gebäudewärme*	>99%
Gewerbe/Handel/Dienstleistungen	-	106	Anteil Gebäudewärme*	88%
Industrie (Energieeinsatz)**	---------- 249 ----------		Anteil Prozesswärme	87%
Industrie (stofflicher Einsatz)	---------- 40 ----------			
Verstromung (inkl. KWK)	---------- 165 ----------			
Fernwärmeerzeugung	-	26		

Anmerkungen: Abweichungen zwischen Ausspeisemengen und sektoralen Verbrauchsmengen bedingt durch unterschiedliche statistische Erfassungsansätze.- * Gebäudewärme erfasst Raumwärme- und Warmwasserbereitung.- ** beinhaltet ca. 25 TWh Verbrauch der Raffinerien und anderen Energieerzeugern

Quelle: BNetzA; BKartA (2021), AG Energiebilanzen, Berechnungen des Öko-Instituts

Klar ist aber auch, dass die zukünftige Rolle der Gasverteilnetze für die Wasserstoffversorgung vor allem im Bereich der Mittel- und Niederdrucknetze zentral davon abhängen wird, welche Rolle dezentrale Wasserstoffanwendungen zukünftig spielen können bzw. werden. Diese Rolle ist in den bisher vorliegenden bzw. öffentlich verfügbaren Untersuchungen umstritten und wird vor allem durch die Entwicklung der Verfügbarkeit sowie der Bereitstellungskosten von klimaneutralem Wasserstoff bestimmt. Gerade für Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen auf der Anwenderseite spielt jedoch auch die Frage der Verteilnetze eine nicht zu unterschätzende Rolle. Wenn sich im Zuge des Übergangs zu klimaneutralen Wärmeversorgungslösungen die Auslastung von Gasnetzen durch ggf. attraktivere Optionen (Fernwärme, Nahwärme, Wärmepumpen etc.) signifikant verringert, steigen auch die Verbraucherpreise und werden dezentrale Wasserstoffanwendungen wirtschaftlich (noch) weniger attraktiv (vgl. Kapitel 2.2.2.3). Die bestehenden Gasnetze sind so aus der Systemkostenperspektive möglicherweise ein Asset, auf der Anwenderseite materialisiert sich dies jedoch nicht notwendigerweise als Vorteil, sondern ggf. sogar als zusätzliche wirtschaftliche Bürde. Ohne sorgfältige planerische und regulatorische Ansätze sind in einer solchen Situation mit hoher Wahrscheinlichkeit Kipppunkte für die Gasinfrastrukturen zu erwarten.

Gerade die Frage dezentraler Wasserstoffanwendungen ist so jenseits der Herausforderung einer ausreichenden Verfügbarkeit von klimaneutralem Wasserstoff sowie der entsprechenden Alternativoptionen auch sehr eng und gerade in der längerfristigen Perspektive mit der Zukunft der Gasverteilnetze bzw. deren eventueller Transformation zu Wasserstoff-Verteilnetzen verbunden. Eine strategische Bewertung bzw. Einordnung der dezentralen Wasserstoffanwendungen ist ohne eine vertiefte Analyse und (Robustheits-) Bewertung der zukünftigen Rolle von Wasserstoff-Verteilnetzstrukturen in ihren unterschiedlichen Facetten letztlich kaum möglich.

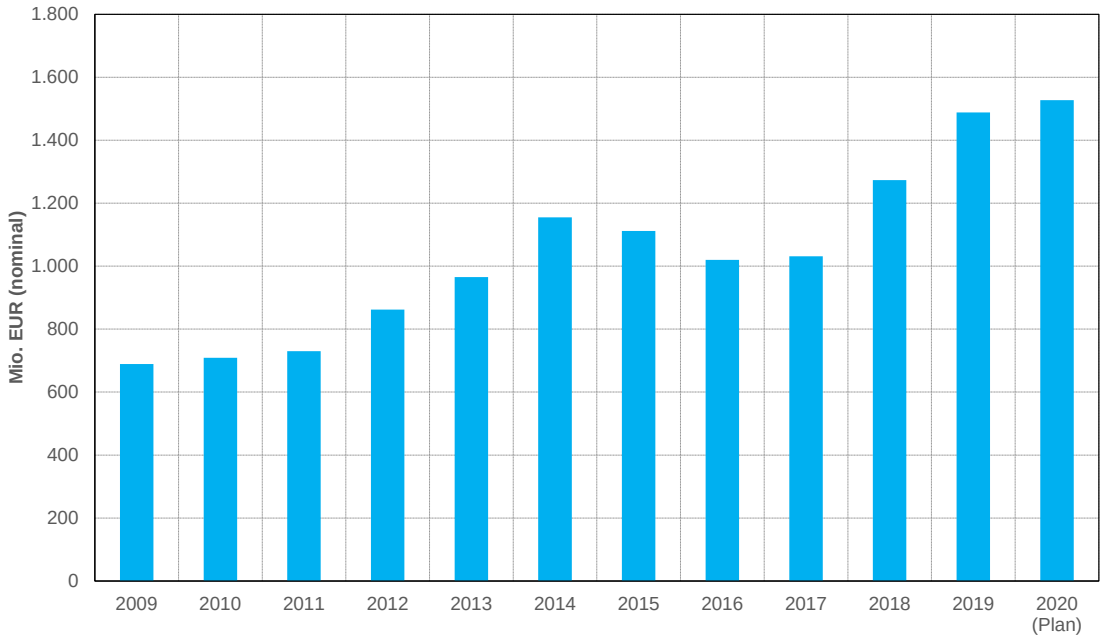
Eine besondere und im Vergleich zu anderen Infrastrukturen besonders komplexe Facette der Diskussion um die Zukunft der Gas-Verteilnetze besteht in der relativ großen Vielfalt der Versorgungskonstellationen oder Netzausprägungen, die nur schwer mit der Situation einer vergleichsweise großen Homogenität von Stromanwendungen und deren Konsequenzen für die Stromnetzgestaltung zu vergleichen ist, wobei die Stromnetzinfrastrukturen auch noch im Zeichen stark steigender Verbräuche einzuordnen sind. Mit Blick auf diesbezüglich umfassende sowie hinsichtlich der Eingangsannahmen und der Bewertungsmethoden transparente bzw. hinreichend robuste Analysen bleibt ein erhebliches Defizit zu konstatieren. Die vorliegenden Studien zu diesem Thema (Frontier 2021; IEE 2020, E.ON 2021; IWES; IBP 2017) sind deutlich von sehr spezifischen Grundannahmen getrieben bzw. entsprechend voraussetzungsreich und bilden keine ausreichende Grundlage für hinreichend robuste Entscheidungen auf der strategischen Ebene.

Die wirtschaftlichen, planerischen, regulatorischen und politischen Dimensionen einer zukünftigen Wasserstoff-Infrastruktur im Verteilnetzbereich bedarf zweifelsohne auf der einen Seite zentraler Weichenstellungen. Die Informationsbasis wie auch die entsprechenden Unsicherheitsabschätzungen haben jedoch eine signifikante regionale Komponente. Auf der dezentralen Ebene werden vor diesem Hintergrund planerische Instrumente für die kommunale Wärmeplanung erheblich an Bedeutung gewinnen müssen, gleichzeitig ist jedoch die Aggregation und die Verfügbarmachung entsprechender Daten und Zusammenhängen auf der Basis von typisierten Konstellationen für die Ausgestaltung der Rahmenbedingungen von zentraler Bedeutung.

Die Notwendigkeit von Richtungsentscheidungen (Anwendungsförderung, Gasnetzregulierung) bildet jedoch nicht nur eine langfristige Herausforderung:

- aktuell werden jedes Jahr erhebliche Summen in die Verteilnetze investiert, über längere Zeiträume ergeben sich hier im Mittel Werte von ca. 1 Mrd. € (Abbildung 4-3);
- wenn für diese Investitionen nicht rechtzeitig Richtungssignale erfolgen, vergrößern sich mit jedem Jahr fortgesetzter und ungerichteter Investitionen in die Verteilnetze die Herausforderungen durch eine zukünftige Entwertung der mit diesen Investitionen aufgebauten Kapitalstöcke (Gasnetzinvestitionen werden typischerweise über 55 Jahre abgeschrieben und reichen damit schon heute weit über den Zeitraum hinaus, in dem Deutschland den Zustand der Klimaneutralität erreicht haben soll);
- neben dieser Situation einer perspektivisch überdimensionierten Gas-Verteilnetzstruktur besteht aber auch die Herausforderung, dass die verbleibenden Gas-Verteilnetze mit ausreichendem Vorlauf auf Wasserstoff-Readiness ausgerichtet werden müssen;
- nicht zuletzt ist natürlich auch in den Dekaden der Übergangsprozesse die Sicherheit und die Qualität der Erdgasversorgung zu sichern.

Abbildung 4-3: Investitionen in das deutsche Gasverteilnetz, 2009-2020



Quelle:BNetzA; BKartA (2021), Berechnungen des Öko-Instituts

Auch wenn bis auf weiteres viele Fragen zur Rolle der heute existierenden Gasverteilnetze in einer zukünftigen Wasserstoffwirtschaft noch offen sind, lässt sich doch eine Reihe von besonders relevanten Themen bereits heute identifizieren:

- die heutige Abdeckung und die derzeitige Kapillarität der Gasverteilnetze werden auch im Kontext eines signifikanten Wasserstoffsegments in der deutschen Volkswirtschaft mit hoher Wahrscheinlichkeit nicht unverändert weiter bestehen, damit entstehen die Fragen eines regulatorischen Konzepts mit den entsprechenden Wertberichtigungen, der Vermeidung bzw. Begrenzung von *Stranded Assets* bis hin zu Kompensationsansprüchen und deren Bedingungen;
- es bedarf indikatorbasierter Orientierungskriterien mit einer starken räumlichen Komponente, um die spezifische Zukunftsfähigkeit von heute bestehenden Gasverteilnetzen strategisch und regulatorisch handhabbar zu machen;
- die aus vielerlei Gründen wichtige und notwendige Rolle einer deutlich stärkeren kommunalen und regionalen Wärmeplanung bildet auch aus der Sicht einer bessern Fundierung von Richtungsentscheidungen auf Bundesebene ein wichtiges Element und sollte entsprechend anknüpfungsfähig gemacht werden;
- die in vielen Diskussionen um die zukünftige Rolle der Gas-Verteilnetze wichtige Frage einer Wasserstoffbeimischung muss mit Blick auf die aktuellen real adressierbaren Potenziale (mit einem präzisen Fokus auf die gravierenden Unterschiede zwischen Volumen- und Energieanteilen bzw. den entsprechenden

Emissionsminderungspotenzialen[44]) sowie die aus der Gesamtheit aller angeschlossenen Verbraucher resultierenden technischen Restriktionen[45], die entsprechenden Barrieren, Kipp-Punkte, Anpassungszeiträume und -Kosten im Zuge einer Umstellung auf die vollständige Wasserstoffversorgung genauer analysiert und eingeordnet werden;

- höher aufgelöste regionale Analysen für die Verteilernetze müssen dringend mit den Konsequenzen für die vorgelagerten Netzstufen verbunden werden, die vertikale Integration der Gasnetzanalysen ist ebenso wichtig wie die sektorale Integration der Strom- und Gasnetz-Analyse bzw. -Planung;
- angesichts der relevanten Rolle kommunaler und regionaler Verteilernetze im Gasbereich auch für die Finanzierung der kommunalen Daseinsvorsorge ergeben sich Herausforderungen auch jenseits des engeren Bereichs der Energiepolitik, die aber mit Blick auf die anstehenden Transformationsprozesse explizit in den Fokus genommen werden sollten.

Schließlich bilden zwei Spezifika der deutschen Gaswirtschaft interessante Anschauungsbeispiele für Umstellungs- bzw. Transformationsprozesse in der Gaswirtschaft, die auch für die Einordnung der Verteilnetzdimension einer Wasserstoffwirtschaft relevant sind.

- die wegen auslaufender Fördermengen des weniger energiereichen Erdgases der Qualität L anstehende Transformation von Gasnetzen und vor allem von Erdgasanwendungen zur energiereicheren Qualität H (die sog. Marktraumumstellung) wird sich für die etwa 5 Mio. betroffenen Geräte auf der dezentralen Endanwenderseite über eine Zeitraum von etwa 15 Jahren erstrecken;
- die Umstellung der Gasversorgung vom (wasserstoffreichen) Stadtgas auf Erdgas in den neuen Bundesländern sowie in West-Berlin erstreckte sich, bei allerdings deutlich weniger Flächenabdeckung als heute bei Erdgas, über einen Prozess von etwa 5 Jahren.

Die Frage dezentraler Wasserstoffanwendungen ist damit nur in der Zusammenschau mit einer robusten Umbau-, aber eben auch Abbaustrategie für die Gasverteilnetze sinnvoll adressierbar, wobei die zeitlichen Aspekte etwaiger Umstellungen auf Wasserstoff wahrscheinlich eine weniger gravierende Restriktion darstellen als die Herausforderung von *Stranded Assets* im Bereich der Gasverteilnetze in wahrscheinlich signifikanter Größenordnung und deren Implikationen für Unternehmensstrategien, Regulierungsansätze bis hin zu Gemeindefinanzen.

---

44 Die Beimischungspotenziale werden oft auf der Basis von Volumenanteilen angegeben. Diesbezüglich ist aber darauf hinzuweisen, dass sich bei einer Beimischung von 10 Volumen-Prozent (Vol.-%) Wasserstoff nur ein Energieanteil von gut 3% (auf Basis des unteren Heizwertes) ergibt. Eine Erhöhung auf 20 Vol.-% führt zu einem Energieanteil des Wasserstoffs am Gasgemisch von 7%, eine Ausweitung auf Vol.-50% führt zu einem Energieanteil von 23%.

45 In vielen Verteilernetzen sind auch Verbraucher angeschlossen, die nur sehr geringe Wasserstoffbeimischungen tolerieren können (Tankstellen, spezielle Prozesswärmeanwendungen, KWK-Anlagen etc.). Der diesbezüglich restriktivste Anwender bestimmt damit letztlich die Beimischungspotenziale im jeweiligen Verteilnetz bzw. macht anwendernahe Sonderlösungen (Membranfilter etc.) erforderlich.

4.4. Wasserstoff-Tankstellen-Infrastruktur für den Straßengüterfernverkehr

Der Aufbau eines Wasserstoff-Tankstellen-Netzes wird in Deutschland im Wesentlichen durch das Unternehmen H_2 Mobility vorangetrieben[46]. Aktuell stellt sich der Ausbau im April 2021 wie folgt dar[47]:

- Für Pkw sind insgesamt 91 Tankstellen mit einem Tank-Druckniveau von 700 bar im Betrieb; die durchschnittliche Tankmenge beträgt etwa 4 kg je Tankvorgang.
- Nutzfahrzeuge können bisher an 5 Standorten mit einem Tank-Druckniveau von 350 bar tanken; diese werden bisher von Bussen und kommunalen Nutzfahrzeugen bei Tankmengen von 8-16 kg je Tankvorgang genutzt.

Die gesamte Wasserstoffnachfrage beläuft sich laut H_2 Mobility derzeit im Bereich von unter 0,5 t H_2/Tag und die maximale Kapazität der Tankstellen liegt typischerweise im Bereich von ca. 0,2 bis 1 t H_2/Tag (CAM 2020).

Für einen Einsatz von Wasserstoff im Schwerlastfernverkehr müssen deutlich höhere Tankmengen zur Verfügung gestellt werden. Tankkapazitäten schwerer Brennstoffzellen-Nutzfahrzeuge liegen heute bei ca. 32 kg; für Reichweitenbedarfe jenseits von 400 km werden für jeden Betankungsvorgang größere Betankungsmengen erforderlich werden. In Tabelle 4-3 werden Wasserstoffbedarfe aus zwei unterschiedlichen Markthochlaufszenarien für schwere Brennstoffzellen-Nutzfahrzeuge abgeleitet:

- im Referenzszenario aus der Studie „Klimaneutrales Deutschland 2050“[48] (Prognos; Öko-Institut; Wuppertal Institut 2020) wird der Schwerlastverkehr perspektivisch zu etwa einem Drittel von Brennstoffzellen-Fahrzeugen erbracht. Dies entspricht in etwa einer Wasserstoffnachfrage von ca. 0,13 Mio. t im Jahr 2030 und ca. 1,07 Mio. t im voll transformiertem Stadium.
- In einem optimistischen Ausbauszenario, welches auf Erwartungen der Industrie beruht, basiert bereits zu 2035 ein größerer Anteil des Schwerlastverkehrs auf Wasserstoff; der Bedarf liegt in diesem Zeitraum entsprechend hoch bei ca. 1,26 Mio. t jährlich und bleibt nach einer eigenen Fortschreibung ab 2040 bei einem Niveau von ca. 2,52 Mio. t pro Jahr.

[46] Das Unternehmen H_2 Mobility Deutschland GmbH & Co. KG wurde 2015 von Air Liquide, Daimler, Linde, OMV, Shell und Total gegründet. Öffentliche Förderungen erhält das Unternehmen beispielsweise durch das BMVI im Rahmen des „Nationalen Innovationsprogramms Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NIP)“ und von verschiedenen Förderrahmen der Europäischen Kommission.

[47] Vgl. https://h2.live/ (zuletzt aufgerufen am 06.05.2021).

[48] Bei einem schnelleren Pfad zur Klimaneutralität bis beispielsweise zum Jahr 2045 müsste das Transformationstempo der genannten Studie beschleunigt werden.

Tabelle 4-3: Mögliche Ausbaupfade eines H_2-Tankstellennetzes abgeleitet aus Markthochlaufszenarien für den Straßengüterfernverkehr

Bezugsjahre		bis 2030	2030-2035	2035-2040	2040-2050
Referenzszenario (KNDE 2050)					
H_2-Nachfrage	Mio. t/Jahr	0,13	0,60	0,84	1,07
Investitionen Ausbau	Mrd. EUR	2,30	6,30	2,78	1,48
Optimistisches Ausbauszenario					
H_2-Nachfrage	Mio. t/Jahr	0,29	1,26	2,52	2,52
Investitionen Ausbau	Mrd. EUR	4,60	11,70	10,10	2,30

Quelle: Eigene Szenarien und Berechnungen

Für die räumliche Verteilung der Wasserstoff-Tankstellen bietet sich zunächst ein Ausbau entlang der verkehrsreichen Langstreckenkorridore an, die in Deutschland in etwa ein Kernnetz von 4.000 km der insgesamt 13.000 Autobahn-Kilometer ausmachen (Öko-Institut; HHN; IAO; ITP 2020). Ein weiterer Ausbau sollte sich zunehmend an die internationalen Verbindungen des Trans-European Transport Network (TEN-T) orientieren, um die wesentlichen für den Straßengüterfernverkehr benötigten Transportrelationen abzudecken. Für einen hypothetischen Korridor von Italien bis Skandinavien, auf dem 50 % der Prozent der Güterverkehrstransportleistung über Brennstoffzellen-Lkw erbracht wird, werden nach Einschätzung von Hydrogen Europe insgesamt rund 220 Wasserstoff-Tankstellen benötigt; ca. 145 dieser Tankstellen sieht diese Studie in Deutschland (Hydrogen Europe 2021). Eine Studie des Fraunhofer ISI kommt zu dem Ergebnis, dass langfristig ein Netz von etwa 140 H_2-Tankstellen, die zum Teil eine größere Kapazität aufweisen als in der zuvor genannten Studie, ausreicht, um den gesamten deutschen Schwerlastverkehr auf Basis von Wasserstoff zu bewältigen (ISI 2020b); die Tankstellenkapazitäten variieren dabei von 0,9 bis 30 t H_2 /Tag. Es zeigt sich demnach trotz eines relativ überschaubaren Bedarfs an Tankstellen, ein erheblicher Skalierungsbedarf heutiger Tankstellenkapazitäten, um signifikante Anteile des Schwerlastverkehrs abdecken zu können und die Kosten der Betankung zu reduzieren. Eine Studie des Hydrogen Council nennt Kosten für Umwandlung, Verteilung und Tankstellenbetrieb von insgesamt 6 €/kg[49] H_2 im Jahr 2020 und sieht Kostendegressionen bis 2030 um 60 % für möglich (Hydrogen Council 2020, Hydrogen Council; McKinsey 2021). Die dafür nötigen Skaleneffekte werden wesentlich von einem möglichen Hochlauf schwerer Brennstoffzellen-Lkw in der zweiten Hälfte der Dekade abhängen, der die Auslastung sowie die Kapazitätssteigerung der Tankstellen sicherstellt und somit die Kostendegression ermöglicht. Zudem können durch Synergien mit den Wasserstoffinfrastrukturen für andere Anwendungen weitere Kostensenkungen erreicht werden.

Die wesentlichen Komponenten einer Tankstellenanlage für gasförmigen Wasserstoff bestehen in verschiedenen Speicherstufen des Wasserstoffs, die über Gaskompressoren mit komprimiertem Wasserstoff befüllt werden. Zudem werden für die Betankung Vorkühlsysteme (-40 °C) benötigt, da die Erwärmung während der Entspannung[50] vom Vor- zum Tankdruck zu kritischen Temperaturen im Fahrzeugtank führen kann. Flüssigwasserstoff-Tankstellen sind bisher nicht im Einsatz.

[49] In der Studie sind die Kosten mit 7,1 USD/kg angegeben.

[50] Während Erdgas bei der Entspannung kühler wird, weist Wasserstoff einen negativen Joule-Thomson-Koeffizienten auf, die Temperaturänderung ist bei Druckminderung daher negativ.

Für eine Skalierung der gasförmigen Tankstellenanlagen besteht insbesondere bei den Gaskompressoren Entwicklungsbedarf. Die Reinheitsanforderungen der Brennstoffzellen erfordern eine von Schmierstoffen kontaktfreie Verdichtung, die gegenüber einfachen Kolbenkompressoren komplexer ist. Höhere Leistungsbereiche der Kompressoren als die im Pkw-Bereich realisierten 60 kg/h sind erforderlich, um praktikable Betankungszeiten und -takte zu ermöglichen (ISI 2020b). Hyundai gibt die Betankungszeit für den XCient in der Schweiz verfügbaren H_2-Tankstellen für Nutzfahrzeuge mit 8-20 min an (Hyundai 2020). Darüber hinaus bestehen technische Herausforderungen in einer verbesserten Zuverlässigkeit der Tankstellenanlagen insgesamt, die derzeit noch relativ wartungsanfällig sind (CAM 2020). Standardisierungen für die Betankung schwerer Nutzfahrzeuge mit gasförmigem Wasserstoff werden u.a. im EU gefördertem Projekt PRHYDE[51] entwickelt. Für die Nutzung von flüssigem Wasserstoff in Lkw existieren bisher ebenfalls keine verbindlichen Standards, die für den Aufbau einer ausreichend verfügbaren Betankungsinfrastruktur benötigt werden.

Die voraussichtlich größere Herausforderung ist die Versorgung der Tankstellen mit ausreichenden Mengen an Wasserstoff. Die Wirtschaftlichkeit einer on-site Produktion hängt dabei wesentlich von den Stromgestehungskosten vor Ort und den erzielbaren Auslaststunden der Elektrolyseanalage ab (Öko-Institut 2020), die durch den Bedarf an die Zuverlässigkeit der Wasserstoffproduktion mit zusätzlichen Redundanzen ausgelegt werden muss. Wird der Wasserstoff an für die Produktion günstigen Standorten zentral produziert, fällt ein Transport zu den Tankstellen an, der derzeit zumeist straßengebunden über Gas-Trailer erfolgt. Für mittelgroße Lkw-H_2-Tankstellen würden also bei Transportmengen von ca. 1 t für Gas-Container-Trailer und ca. 4 t für Flüssig-H_2-Trailer ein- bis mehrmalige tägliche Anlieferungen nötig werden (CAM 2020), solange keine Anbindung an leitungsgebundene Transportsysteme existiert. Um die Kostensenkungspotenziale bei der Wasserstoffversorgung des Straßengüterfernverkehr möglichst gut auszuschöpfen, ist die möglichst weitgehende Integration an leitungsgebundene Transportsysteme eine zentrale Stellschraube. Ein Übergang von on-site-Produktion und der Versorgung über Trailer-Verkehre zum leitungsgebundenen Antransport sollte daher möglichst frühzeitig angestrebt und geplant werden.

Die Investitionskosten der Tankstellenanlagen werden derzeit mit etwa 1-1,5 Mio. Euro für eine Tankstellenkapazität von 0,2 t H_2/Tag angegeben (CAM 2020); in der zuvor genannten Studie des Fraunhofer ISI werden die Investitionskosten im Jahr 2050 auf ca. 2 Mio. Euro für kleine Lkw-H_2-Tankstellen der Kapazität 1 t H_2/Tag und auf ca. 55 Mio. Euro für Tankstellen mit einer Kapazität von 30 t H_2/Tag abgeschätzt (ISI 2020b). Die Abschätzung der Investitionskosten eines Ausbaus des Wasserstoff-Tankstellennetzes in Tabelle 4-3 orientiert sich an diesen Werten und nimmt zwischen den Zeitmarken unterschiedlich zügige Degressionen an. Für das optimistische Ausbauszenario werden steilere Lernkurven und entsprechend frühere Kostendegressionen angenommen.[52] Die höchsten Investitionen fallen in beiden Szenarien im Zeitraum von 2030-2035 (ca. 6 – 12 Mrd. Euro) an, in welchem der substanzielle Ausbau der Infrastruktur erfolgen muss, um signifikante Marktpotenziale der Brennstoffzellen-Lkw zu heben. Für das optimistische Ausbauszenario wird für den Zeitraum von 2035-2040 durch die Verdoppelung des

[51] Vgl. https://prhyde.eu/overview/.

[52] Für die Abschätzung der Investitionskosten für die Tankstelleninfrastruktur wird angenommen, dass in diesem Szenario die Investitionskosten aus ISI 2020b im Jahr 2035 erreicht werden. In dem langsameren Ausbauszenario werden diese Kostenniveaus erst im Jahr 2040 erzielt.

Brennstoffzellen-Lkw-Bestands eine weitere Investitionssumme von rund 10 Mrd. Euro benötigt.

Augenscheinlich ist, dass diese Investitionen gerade zu Beginn mit niedrigen Fahrzeugzahlen an Brennstoffzellen-Lkw, in der die Kapazitäten der Wasserstoff-Tankstellen von heute typischen Kapazitäten auf genügend große Kapazitäten für den Lkw-Verkehr skaliert werden müssen, nicht ohne Fördermaßnahmen betrieben werden können. Für die erste Marktphase bis zur Mitte der 2020er Jahre erscheint ähnlich wie bei den Nullemissions-Lkw eine Investitionsförderung mit hoher Beihilfeintensität (z. B. ähnlich wie bei der Lkw-Förderung 80 % der Investitionskosten) für die Inbetriebnahme der Tankstellenanlagen plausibel (z.B. über IPCEI geförderte Entwicklungsvorhaben). Ab Mitte bis Ende der 2020er Jahre sollten durch die Anforderungen aus den CO_2-Emissionsstandards für schwere Nutzfahrzeuge und die Markteinführung erster Serienfahrzeuge ein Fahrzeugbestand an Brennstoffzellen-Lkw erreicht sein, der niedrigere Fördersätze (z. B. 50%) erlaubt. Mit dem Anstieg der Fahrzeugzahlen nach 2030 sollte der Übergang zu einem Aufbau der Betankungsinfrastruktur ohne staatliche Förderung angestrebt werden und möglich sein. Je nach Ausbau-Szenario ergibt sich mit den genannten Fördersätzen daraus ein Fördervolumen 1,25 – 2,5 Mrd. Euro bis zum Jahr 2030.

4.5. Wasserstoff-Importinfrastrukturen

Für den Import von Wasserstoff ergeben sich im Vergleich zur Einfuhr von Wasserstoffderivaten spezifische Herausforderungen. Während die meisten Wasserstoffderivate zumindest teilweise über bestehende Infrastrukturen, in jedem Fall aber wegen der hohen Energiedichten vieler Derivate zu relativ geringen Kosten auch über große Entfernungen transportiert werden können, ergibt sich für den Transport von Wasserstoff ein deutlich differenzierteres Bild.

Die erheblichen und im Zeitverlauf deutlich steigenden Mengen importierten Wasserstoffs werden vor allem in der ersten Phase vor allem über umgenutzte oder auch neu errichtete Pipelines nach Deutschland gelangen. Ob und in welcher Größenordnung der Antransport auf dem Seewege erfolgt und damit Europa und Deutschland aus einem sehr weitgehend integrierten globalen Wasserstoffmarkt versorgt werden können, hängt im Wesentlichen von der Entwicklung der entsprechenden Transportkosten ab.

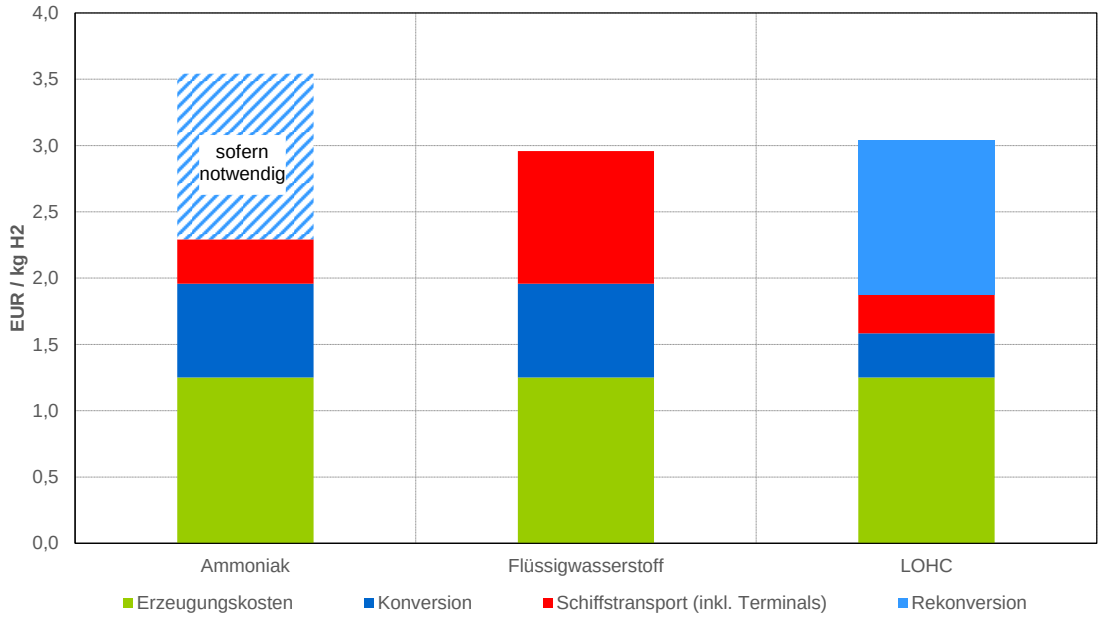
Die Abbildung 4-4 verdeutlicht die diesbezüglich relevanten Kostenpositionen bzw. Kostenstrukturen am Beispiel einer Modellrechnung für den Transport von Wasserstoff von Saudi-Arabien nach Europa auf dem Seeweg für den Zeithorizont 2030 (Hydrogen Council; McKinsey 2021):

- zugrunde liegen Erzeugungskosten in Saudi-Arabien von 1,50 US-$/kg bzw. 1,25 €/kg H_2;
- die Konversionskosten liegen für die Umwandlung in Ammoniak oder die Verflüssigung bei Werten um 0,7 €/kg H_2, für die allerdings noch in einem deutlich früheren Entwicklungsstadium befindliche Bindung in LOHC fallen deutlich geringere Umwandlungskosten (ca. 0,3 €/kg H_2) an;
- der Schifftransport für Ammoniak und LOHC macht mit ca. 0,3 ct/kg H_2 nur einen geringen Teil der Transportkosten, für die Kosten des Seetransports von

tiefgekühltem Flüssigwasserstoff (ca. 1 €/kg H_2) spielen die *Boil-off*-Verluste die zentrale Rolle;

- einen wichtigen Vorteil von Ammoniak und Flüssigwasserstoff bilden die entfallenden Rekonversionskosten, sofern die beiden Produkte direkt vermarktet werden können (was anfänglich eine große Rolle spielen kann, im Zeitverlauf jedoch auch anwendungsseitig an Grenzen stößt), die Rekonversion von LOHC bildet mit Kosten von etwa 1,2 €/kg H_2 noch einmal eine signifikante Kostenposition.

Abbildung 4-4: Kosten für den Seetransport von Wasserstoff von Saudi-Arabien nach Rotterdam in verschiedenen Varianten, 2030



Anmerkungen: Route von Saudi-Arabien nach Europa über den Suez-Kanal, 8.700 km, von US-Dollar auf Euro umgerechnet mit einem Wechselkurs von 1,20 US-Dollar/Euro

Quelle: Hydrogen Council; McKinsey (2021), Berechnungen des Öko-Instituts

Dieser exemplarische Vergleich zeigt, dass für den Seetransport in der Projektion für den Zeithorizont 2030 erhebliche Kosten zu veranschlagen sind, die die Vorteile bei den Erzeugungskosten in erheblichem Ausmaß kompensieren. Für den Antransport zur Direktnutzung von Wasserstoff über den Transport von Flüssigwasserstoff oder LOHC dürften sich Kosten von 1,7 bis 1,8 €/kg H_2 ergeben. Sofern Ammoniak nicht wieder in Wasserstoff umgewandelt, sondern direkt vermarktet wird, liegen die Umwandlungs- und Transportkosten bei nur noch 1 €/kg H_2 (-Äquivalent) sind damit relativ attraktiv. Wenn allerdings der Markt für den Absatz von Ammoniak gesättigt ist (mit den entsprechenden Folgen für die entsprechenden Industriestandorte in Europa bzw. Deutschland) und für die Vermarktung von Wasserstoff auch eine Rekonversion des Ammoniaks notwendig wird, steigen die Transportkosten auf etwa 2,3 €/kg H_2 liegen damit weit oberhalb der Anlandekosten von Wasserstoff über die beiden anderen technologischen Routen.

Der Antransport von Wasserstoff auf dem Seewege ist damit jenseits der Versorgung mit Ammoniak allenfalls eine eher langfristige Option. Gleichwohl werden bei den heute noch in einer relativ frühen Entwicklungsstufe befindlichen Flüssigwasserstoff- und LOHC-Transportmöglichkeiten noch Innovations- und Kostensenkungspotenziale erschlossen werden können, dies aber wiederum eher in der langfristigen Perspektive.

Für den Zeithorizont 2030/2035 wird vor diesem Hintergrund der pipelinegestützte Transport von Wasserstoff nach Deutschland die wichtigste Rolle spielen. Die Zukunft der seegestützten Wasserstofflieferungen wird schließlich auch von der Frage abhängen, wann und in welchem Umfang Importpotenziale aus Staaten mit Pipeline-Anbindung jenseits der Europäischen Union, Norwegens und des Vereinigten Königreichs, also aus Russland, der Ukraine etc. zum Tragen kommen können. Sowohl für die Lieferregion Russland als auch für den Nahen Osten werden neben Kosten- und Potenzialaspekten auch geopolitische Fragen mit Blick auf die internationale Zusammenarbeit in der post-fossilen Welt eine keineswegs zu unterschätzende Rolle spielen müssen.

5. Erwartbare Kostenentwicklungen und Schließung der Kostendeckungslücke

5.1. Einführung

Neben den Mengenverfügbarkeiten bzw. den verschiedenen Aufkommenspotenzialen spielen die Kosten für den Wasserstoff, aber auch die Wasserstoffanwendungen eine zentrale Rolle für die Perspektiven eines Wasserstoffsegments in der deutschen Volkswirtschaft bzw. dessen Rolle in einer Klimaschutzstrategie mit dem Ziel der Klimaneutralität.

Die Kosten für klimaneutralen Wasserstoff bzw. Wasserstoffderivate sind dabei nicht statisch. Sie unterliegen einer großen Vielfalt von Einflussfaktoren und werden sich über die Zeit verändern. Die Treiber hinter diesen Veränderungen sind erstens Innovationsprozesse, zweitens sich verändernde Marktstrukturen z.B. im Bereich der Stromerzeugung, aber auch eine Vielzahl regulatorischer Faktoren, wiederum vor allem mit Blick auf die Kosten des für die Herstellung von grünem Wasserstoff verwendeten Stroms.

Gerade die regulatorischen Determinanten der Wasserstoffkosten sind jedoch nicht nur zu bilanzierende Sachverhalte, sondern bilden auch Ansatzpunkte, um die wirtschaftliche Attraktivität bzw. Marktgängigkeit von Wasserstoff bzw. Wasserstoffderivaten zu verbessern. Im Folgenden werden daher zunächst die für die Kosteneinordnung zentralen Aspekte diskutiert, überwiegend mit einem spezifischen Fokus auf die Bedingungen in Deutschland, strukturell aber auch darüber hinaus:

- die Investitionskosten für Elektrolyseanlagen sowie deren Entwicklung und ihre Bedeutung für die verschiedenen Einsatzstrategien bzw. -möglichkeiten;
- die Stromkosten bilden für grünen Wasserstoff eine zentrale Kostendeterminante; gerade in Deutschland werden sie nicht nur durch die Preise am Großhandelsmarkt, sondern auch durch eine Vielzahl regulatorischer Be- und Entlastungstatbestände bestimmt;
- für blauen Wasserstoff haben neben den Investitionskosten auch andere Rahmenbedingungen wie Erdgaspreise oder die Abtransport- und Speicherkosten für das anfallende CO_2 einen entscheidenden Einfluss auf die Einordnung der Gestehungskosten;
- für synthetische Kraftstoffe sind neben den Kosten für den Wasserstoff und den Investitionskosten für die zusätzliche Umwandlungsstufe auch noch die Beschaffungskosten für die klimaneutralen Kohlenstoffquellen relevante Bestimmungsgrößen für die Erzeugungskosten;
- weil der Einsatz von Wasserstoff in vielen Fällen auch mit einem Technologiewechsel bei den Anwendungen verknüpft ist, kommt der Frage nach den Differenzkosten für diese neue Technologien eine wichtige Rolle zu.

In der Gesamtschau dieser unterschiedlichen Faktoren können nicht nur einzelne Kostenbestandteile gesichtet, sondern auf der Grundlage eines prototypischen Entwicklungspfades in Richtung Klimaneutralität auch die erforderlichen Finanzierungs- bzw. Transferbedarfe eingeordnet werden. Denn der Wasserstoffmarkt wird auf lange Zeit, wenn nicht für immer, ein Markt sein, der von der Internalisierung der Kosten weitgehend ungebremster Klimaveränderungen abhängig ist. Somit ist neben der Kostensenkung von Wasserstoff und Wasserstoffanwendungen ein klarer Fokus auf die CO_2-Bepreisung

bzw. die ganze Breite möglicher Internalisierungsinstrumente (von Standards bis zu Nutzungsverpflichtungen) notwendig. Für die Markthochlaufphase werden darüber hinaus zumindest übergangsweise noch weitere Flankierungsmechanismen zum Tragen kommen müssen.

5.2. Kostenentwicklungen für Wasserstoff und Wasserstoffderivate

5.2.1. Kosten von Elektrolyseanlagen und deren Einfluss auf die Wasserstoffkosten

Eine für die nächsten zwei Dekaden wesentliche Einflussgröße auf die Kosten der Wasserstoffbereitstellung ist die Entwicklung der Investitionskosten für Elektrolyseanlagen. Diese Kosten unterscheiden sich einerseits mit Blick auf die technologischen Ansätze (Niedertemperatur- oder Hochtemperaturelektrolyse) bzw. Umwandlungseffizienzen und die Anlagengrößen. Andererseits ist die zukünftige Kostenentwicklung maßgeblich durch die Entwicklung des (globalen) Marktvolumens und von Leitmärkten (also Märkten mit einem signifikanten Nachfragevolumen und einer gleichzeitig hohen Nachfragedichte) geprägt.

- Niedertemperatur-Elektrolyseanlagen (alkalische Elektrolyse – AEL, Polymer-Elektrolyt-Membran-/*Polymer-Electrolyte Membrane Elektrolyse* – PEM) sind charakterisiert durch vergleichsweise niedrige Kosten, aber ebenfalls relativ niedrige Umwandlungseffizienzen. Hochtemperatur-Elektrolyseanlagen (z.B. die Hochtemperatur-Feststoff-/*Solid Oxide*-Elektrolyse SOEL) zeichnen sich durch deutlich höhere Umwandlungseffizienzen aus, weisen aber auch höhere Kosten auf (vgl. dazu die Übersicht in Öko-Institut 2020).
- Mit zunehmender Anlagengröße sinken die Kosten von Elektrolyseanlagen deutlich. Bei einer Verfünffachung der Erzeugungskapazität kann derzeit etwa eine Halbierung der Investitionskosten erwartet werden (IRENA 2019).
- Der Einfluss der Marktentwicklung wird typischerweise über die sog. Lernraten ausgedrückt, also die Reduktion der spezifischen Kosten bei Verdopplung der installierten Kapazitäten. Die entsprechenden Beobachtungen und Annahmen für die Lernraten im Bereich der Elektrolyseanlagen liegen derzeit typischerweise bei 12% (Hydrogen Council; McKinsey 2021).

Neben den spezifischen Investitionskosten spielt die Auslastung der Elektrolyseanlagen eine herausragende Rolle für Deckung des Fixkostenanteils der Wasserstofferzeugung. Abbildung 5-1 verdeutlicht diesen Zusammenhang für die Bandbreite der spezifischen Investitionskosten von 100 bis 800 Euro je Kilowatt elektrischer Anschlussleistung (€/kW_{el}), wobei der obere Bandbreitenwert für derzeitige Anlageninvestitionen und der untere für eine langfristig erwartbare Größenordnung steht.[53]

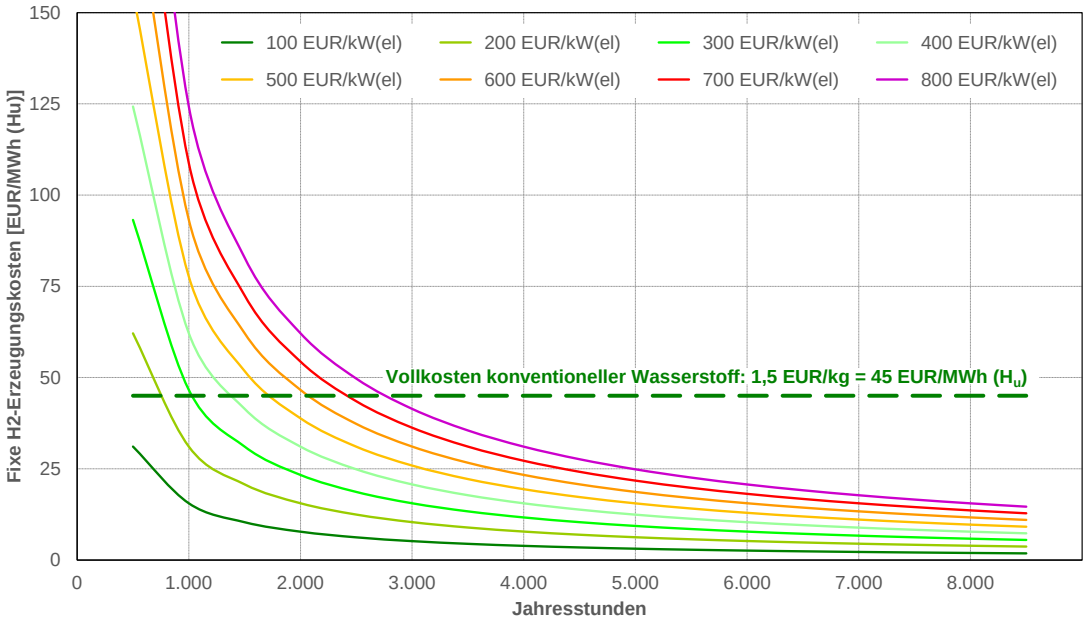
- Für den oberen Bandbreitenwert ergibt sich bei einer Auslastung von 3.000 Vollaststunden (d.h. an sehr guten internationalen Solarstandorten wie z.B. der Atacama-Wüste in Chile) ein Fixkostenanteil von ca. 40 €/MWh bzw. 1,4 €/kg

[53] Die Parameter für die Berechnungen der Fixkosten jenseits der Investitionskosten (Diskontrate, Lebensdauer, fixe Betriebskosten etc.) entsprechen den in Öko-Institut (2020) dokumentierten Werten.

H_2. An guten Standorten mit einer höheren Jahresauslastung von 4.500 h/a (z.B. mit Blick auf gute Windstromversorgung v.a. im *Offshore*-Bereich oder gute *Onshore*-Standorte wie z.B. in Nordafrika oder Patagonien) betragen die Fixkosten knapp 30 €/MWh bzw. etwa 1 €/kg H_2. Im Vergleich zu den Gesamtkosten für konventionellen Wasserstoff von derzeit etwa 1,5 €/kg repräsentieren allein die Fixkosten für grünen Wasserstoff einen Anteil von über 90% bzw. knapp 70% der anlegbaren Kosten.

- Für das Jahr 2030 können bei erheblichen Anstrengungen für die Marktausweitung mit einem starken Fokus auf Kostensenkungen spezifische Investitionskosten von im Mittel 350 €/kW für große Niedertemperatur-Elektrolyseanlagen erwartet werden (Hydrogen Council; McKinsey 2021). Damit könnten die Fixkosten auf 18 €/MWh bzw. 0,6 €/kg bei 3.000 Vollbenutzungsstunden sowie 12 €/MWh bzw. 0,4 €/kg H_2 bei 4.500 Vollbenutzungsstunden sinken. Dies entspricht Anteilen von etwa 40% bzw. 25% der anlegbaren Kosten.
- Für den sehr langfristigen Zeithorizont könnten bei spezifischen Investitionskosten von signifikant unter 200 €/kW die Fixkosten auf deutlich unter 10 €/MWh bzw. 0,35 €/kg bei einer Jahresauslastung von 3.000 h sowie 7 €/MWh bzw. 0,23 €/kg H_2 bei einer Jahresauslastung von 4.500 h gesenkt werden. Bei anlegbaren Kosten von weiterhin 1,5 €/kg H_2 lägen die Fixkostenanteile damit bei sehr deutlich unter 25% bzw. 15%.

Abbildung 5-1: Investitionskosten für Elektrolyseanlagen und fixe Wasserstoff-Erzeugungskosten



Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Auf dem heutigen Kostenniveau repräsentieren die Fixkosten für Elektrolyseanlagen je nach Standort und Auslastung der Anlage einen signifikanten Kostenanteil an den Ge-

samtkosten der Wasserstoffherstellung in Elektrolyseanlagen. Deshalb bildet die zielgerichtete Senkung der spezifischen Investitionskosten eines der prioritären Handlungserfordernisse für eine erfolgreiche Wasserstoffstrategie.

5.2.2. Stromkosten für die Wasserstofferzeugung und deren Einfluss auf die Wasserstoffkosten

5.2.2.1. Vorbemerkungen

Die Stromkosten bilden derzeit und bei sinkenden Investitionskosten für die Elektrolyseanlagen in noch deutlich zunehmendem Maße den wichtigsten Kostenbestandteil der Erzeugungskosten für Wasserstoff über die Elektrolyse-Route. Bei einer differenzierteren Betrachtung ergeben sich jedoch bei der Einordnung der Stromkosten sehr unterschiedliche Facetten:

1. Für grünen Wasserstoff spielen die Erzeugungskosten der Stromerzeugung auf Basis regenerativer Energiequellen die zentrale Rolle. Dies gilt zweifelsohne auf der Ebene der System- bzw. Vollkosten und für alle Versorgungskonzepte, die auf Direktlieferungen von regenerativen Erzeugungsanlagen an Elektrolyseanlagen beruhen, oder integrierte Erzeugungs- und Elektrolyse-Konzepte, wie sie beispielsweise im Bereich der Offshore-Windkraft diskutiert werden.
2. Wenn als regenerativ eingestufter Strom aus dem Netz bezogen wird, dann sind aus der einzelwirtschaftlichen Perspektive nicht die Stromerzeugungskosten, sondern der Marktpreis für den gelieferten Strom auf der Großhandelsebene relevant. Die Vollkostendeckung der regenerativen Erzeugungsanlagen wird dann möglicherweise durch andere Mechanismen abgesichert, die nicht notwendigerweise durch die Elektrolyseanlage finanziert werden.
3. Darüber hinaus sind die entsprechenden Netznutzungsentgelte eine weitere Einflussgröße für die variablen Produktionskosten der Elektrolyseanlage.
4. Jenseits der Großhandelspreise und der Netznutzungsentgelte spielen möglicherweise diverse Steuern, Abgaben und Umlagen (Stromsteuer, Konzessionsabgabe, EEG-, KWKG- und andere Umlagen etc.) bzw. die entsprechenden Ausnahme- oder Rückerstattungstatbestände eine Rolle für die effektiv entstehenden Stromkosten der Elektrolyseanlagen.
5. Darüber hinaus sind möglicherweise direkte Beihilfemechanismen zu berücksichtigen, die einen erheblichen Einfluss auf die effektiven Stromkosten haben können. Ein Beispiel dafür ist die im Kontext des EU ETS ermöglichte Kompensation indirekter CO_2-Kosten.

Alle fünf Bereiche bedürfen einer differenzierten Bewertung bzw. eine Abschichtung der jeweils relevanten bzw. absehbaren Rahmenbedingungen und Trends.

5.2.2.2. Stromgestehungskosten

Mit Blick auf die Erzeugungskosten im Bereich der regenerativen Stromerzeugung sind Differenzierungen nach Technologien, Zeithorizonten und Regionen notwendig:

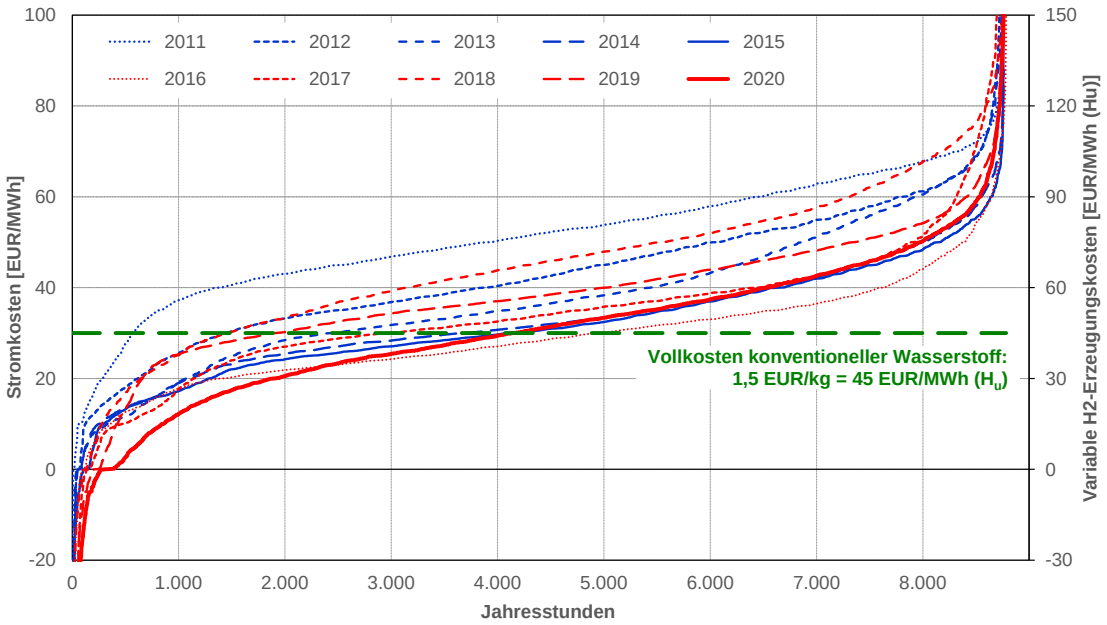
- Für die inländische Stromerzeugung aus Windkraftanlagen an Land haben die Auktionen in den Jahren seit 2017 eine Vergütungsbandbreite von 22,0 bis 62,0 €/MWh für die erfolgreichen Gebote gezeigt.[54] Die Bandbreite der mengengewichteten Zuschlagswerte je Auktion lag bei 38,2 bis 57,2 €/MWh. Hinzuweisen ist allerdings auf die Tatsache, dass diese Referenzwerte mit dem sog. Referenzertragsmodell noch skaliert werden und effektiv typischerweise etwas über den genannten Werten liegen. Für die 2020er Jahre wird nach einer Überwindung der Genehmigungskrise wieder mit einem stärkeren Wettbewerb und einem Zuschlagstrend in Richtung von 48 €/MWh gerechnet.
- Für Freiflächen-Solaranlagen lagen die erfolgreichen Gebote im Zeitraum seit 2017 in der Bandbreite von 35,5 bis 74,9 €/MWh,[55] wobei der geringste mengengewichtete Zuschlagswert der verschiedenen Auktionsrunden bei 43,3 €/MWh lag und sich am aktuellen Rand Werte von ca. 52,0 €/MWh ergaben. Die zahlen- und kapazitätsmäßig zunehmenden Freiflächen-Solarprojekte ohne Inanspruchnahme der EEG-Finanzierung weisen auf Kosten in der Größenordnung von 40 €/MWh oder weniger hin.
- Da auch ein großer Teil der Windparks auf See in Deutschland faktisch ohne EEG-Finanzierung auskommt (bzw. in den entsprechenden Auktionen Gebote von Null dominieren) ist auch hier anzunehmen, dass für die in den nächsten Jahren gebauten Technologien Erzeugungskosten von ca. 40 €/MWh einen guten Orientierungswert bilden, wobei hier die Netzanschlusskosten noch nicht berücksichtigt sind.
- An internationalen Standorten mit besonders günstigen Standortbedingungen werden aktuell Stromerzeugungskosten von 25 bis 35 €/MWh (IRENA 2020c) und bei besonders günstigen Rahmenbedingungen (Finanzierungsbedingungen, Kosten der Flächennutzung) auch bis zu 10 €/MWh realisiert. Zukünftig können sich Kosten an günstigen Standorten auch ohne diese Sonderbedingungen und damit in deutlich größerem Umfang auf Werte von 10 €/MWh reduzieren. Solche günstigen Standortbedingungen, vor allem für die PV-Stromerzeugung, aber teilweise auch für die Windstromproduktion, ergeben sich für Regionen wie Australien, Chile, den Mittleren Osten und Nordafrika, aber auch die iberische Halbinsel.
- Aber auch für die europäische Windkrafterzeugung auf See, z.B. in der Nordsee, können trotz komplexerer Standorte zukünftig deutliche Kostenreduktionen erwartet werden, so dass für den Zeitraum ab 2030 Erzeugungskosten von unter 40 €/MWh erwartet werden.

[54] Vgl. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Wind_Onshore/BeendeteAusschreibungen/BeendeteAusschreibungen_node.html.

[55] Vgl. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Solaranlagen1/BeendeteAusschreibungen/BeendeteAusschreibungen_node.html.

Für den Zeithorizont in Richtung 2030 können damit für die einheimische bzw. die europäische Erzeugung regenerativen Stroms Bandbreiten von 10 bis 40 €/MWh erwartet werden. Für international hoch attraktive Standorte werden längerfristig Erzeugungskosten zwischen 10 und 20 €/MWh erzielt werden können. Die entsprechenden Erzeugungskostenanteile für die Wasserstofferzeugung aus erneuerbarem Strom liegen damit für Deutschland bei Stromerzeugungskosten von 30 bis 40 €/MWh in der Größenordnung von 45 bis 60 €/MWh H_2 bzw. 1,5 bis 2 €/kg H_2. Für international besonders attraktive Standorte entstehen bei Erzeugungskosten von regenerativem Strom in Höhe von 10 bis 20 €/MWh variable Wasserstofferzeugungskosten von 15 bis 30 €/MWh H_2 bzw. 0,5 bis 1,0 €/kg H_2.

Abbildung 5-2: Großhandelspreise für Strom und korrespondierende variable Wasserstoff-Erzeugungskosten, 2011-2020



Quelle: EEX, Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung 5-2 zeigt die geordneten Preisdauerlinien für den deutschen Spotmarkt (*Day-Ahead*) für Strom in den Jahren 2011 bis 2020. Es wird deutlich, dass die variablen Erzeugungskosten für die Wasserstofferzeugung (also die Strombezugskosten) dann besonders gering sind, wenn die Anlagen mit möglichst wenigen Volllaststunden bzw. vor allem in Stunden betrieben werden, in denen der Anteil regenerativer Stromerzeugung sehr hoch ist. Die Strukturen für das Jahr 2019 verdeutlichen dies exemplarisch:

- wenn Elektrolyse-Anlagen nur 1.000 Stunden pro Jahr betrieben werden, betragen die mittleren Strombezugskosten vor allem wegen des hohen Anteils der Stunden mit negativen Großhandelspreisen nur etwa 9 €/MWh. Werden die Stunden mit negativen Strompreisen mit Blick auf den Marktaustritt inflexibler Kraftwerke und die zunehmend flexible Nachfrage mit einem Preis von 0 €/MWh bewertet, so ergibt sich hier ein Mittelwert von 16 €/MWh. Der höchste Stundenpreis für den bezogenen Strom liegt in diesem Fall bei gut 25 €/MWh;

- ein Betrieb in 2.000 Stunden pro Jahr führt bereits zu einer Erhöhung der durchschnittlichen Strombezugskosten auf etwa 18,5 €/MWh (ohne Stunden mit negativen Preisen 23 €/MWh), der höchste Stundenpreis liegt hier bei etwa 30 €/MWh;
- ein Betrieb in 3.000 Stunden pro Jahr resultiert in durchschnittlichen Strombezugskosten von ca. 23 €/MWh (ohne Stunden mit negativen Preisen 26 €/MWh), der höchste Stundenpreis liegt hier bei etwa 34 €/MWh;
- ein Betrieb mit einer Jahresauslastung von 4.000 Stunden hat mittlere Strombezugskosten von 26 €/MWh zur Folge (ohne Stunden mit negativen Preisen 29 €/MWh), der höchste Stundenpreis liegt dabei bei etwa 37 €/MWh.

Auch wenn diese orientierenden Betrachtungen eine perfekte Flexibilität des Elektrolyseureinsatzes unterstellen und damit letztlich einen Orientierungswert für die Untergrenze der erzielbaren Preise beschreiben,[56] bildet die Situation für das Jahr 2019 und ggf. auch für das Jahr 2020 eine starke Indikation für die Preisstrukturen, die sich im Zuge des weiteren Ausbaus der regenerativen Stromerzeugung für den Zeithorizont bis 2030 einstellen werden. Ein Vergleich mit den für Deutschland erwartbaren Vollkosten der regenerativen Stromerzeugung (s.o.) zeigt, dass ein Strombezug aus dem Großhandelsmarkt in den für die regenerative Stromerzeugung relevanten Stunden immer – und wohl auch in zunehmendem Maße – zu Kostenvorteilen gegenüber der Versorgung der Wasserstofferzeugungsanlagen zu Vollkosten der regenerativen Stromerzeugung, z.B. über einen Direktliefervertrag (*Power Purchase Agreement* – PPA), führen wird. Zurückzuführen ist dies vor allem auf die Tatsache, dass derzeit die Vollkostendeckung der über den Großhandel vermarkteten Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien über das EEG erfolgt und die Differenz zum Strommarkterlös mit Blick auf die unten beschriebenen EEG-Umlagemechanismen zu Gunsten der Wasserstofferzeugung umverteilt wird.

Gleichzeitig steigen natürlich bei sinkenden Vollbenutzungsstunden die mit jeder Einheit des produzierten Wasserstoffs zu erwirtschaftenden Fixkosten. Damit wird eine Optimierung bzw. Abwägung zwischen den beiden Kostenkategorien notwendig. An der grundsätzlichen Attraktivität des Netzbezugs für die Wasserstoffherstellung ändert sich damit jedoch nichts.

5.2.2.3. Netznutzungsentgelte

Neben den Erzeugungskosten bzw. den Preisen auf dem Großhandelsmarkt sind für die Einsatzkosten frei Elektrolyseanlage als weiterer Preisbestandteil zunächst die Netznutzungsentgelte relevant.

- Seit der Novelle des Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) im Jahr 2019 sind Wasser-Elektrolyseanlagen zur Herstellung von Wasserstoff nach § 118 Abs. 6 Satz 8 EnWG für 20 Jahre ab Inbetriebnahme von den Netznutzungsentgelten befreit. Die zwischenzeitlich vorgesehene Kopplung der Befreiung von den Netznutzungsentgelten an die Rückverstromung des erzeugten

[56] Vor allem in der längeren Frist können Arbitrage-Geschäfte zwischen dem *Day-ahead*- und dem *Intraday*-Strommarkt die Erlössituation für sehr flexibel betriebene Elektrolyseanlagen verbessern. Die Abschätzung der entsprechenden Beiträge für den Fall eines großflächigen Einsatzes von Elektrolyseanlagen bleibt weiteren Untersuchungen vorbehalten.

Wasserstoffs ist entfallen. Damit sind alle Anlagen zur Wasserstoffherstellung über die Wasserelektrolyse komplett von den Netznutzungsentgelten befreit, auch wenn sie im Kontext des Stromsystems keine Speicherfunktion erfüllen (obwohl die anderen Regelungen des § 118 Ab. 6 EnWG sich auf diverse Optionen zur Speicherung elektrischer Energie beziehen).

- Außerdem sind Elektrolyseure, die dem Eigenerzeugerprivileg unterliegen und über eine Direktleitung Strom beziehen (ohne das öffentliche Stromnetz zu nutzen), von den Netznutzungsentgelten befreit.
- Wenn große Elektrolyseanlagen (größer 10 MW) ohne die vorstehend genannten Befreiungen, oder ohne über einen optimierten Anlagenbetrieb erzielbaren Reduzierungen, Netznutzungsentgelte entrichten müssten, dann würden aktuell Netznutzungsentgelte im Bereich von 10 bis 20 €/MWh anfallen.[57] Dabei weisen die Netznutzungsentgelte ein erhebliches Nord-Süd- wie auch ein deutliches Ost-West-Gefälle auf (BNetzA; BKartA 2021).
- Für kleinere Elektrolyseanlagen der Megawattklasse mit einer Kapazität von unter 5 MW würden die Netznutzungsentgelte bei Werten um die 30 €/MWh liegen.[58]

Bis auf weiteres fallen damit Netznutzungsentgelte für Wasser-Elektrolyseanlagen nicht an. Wenn sich jedoch Änderungen dieser Privilegierungen ergeben bzw. nicht durch einen optimierten Anlagenbetrieb und die damit erzielbare Reduzierung der Netznutzungsentgelte kompensiert werden können, würden die Wasserstofferzeugungskosten für große Anlagen im Bereich von 15 bis 30 €/MWh und für kleinere Anlage der Megawatt-Klasse um etwa 45 €/MWh zunehmen.

5.2.2.4. Steuern, Umlagen und Abgaben

Neben Großhandelspreisen, und Netznutzungsentgelten bilden die Stromsteuer sowie die verschiedenen Umlagen und Abgaben einen potenziell signifikanten Anteil der Stromkosten für die Wasserstofferzeugung.

Stromsteuer

Der Einsatz von Strom unterliegt der Besteuerung durch das Stromsteuergesetz. Für den Bereich der Wasserstofferzeugung kann nach § 9a Abs. 1 StromStG die Stromsteuer erlassen, erstattet oder vergütet werden, wenn die entsprechende Elektrolyseanlage von einem Unternehmen des Verarbeitenden Gewerbes betrieben wird. Jenseits

[57] Im Zeitraum 2017 bis 2020 lagen die mittleren Netznutzungsentgelte für Großverbraucher mit einer Jahresabnahme von 70 bis 150 GWh (bei einer Jahresauslastung um die 4.000 Stunden entspräche dies einer Abnahmeleistung von etwa 15 bis 30 MW) auf Basis der entsprechenden Eurostat-Erfassungen in der Bandbreite von 14 bis 22 €/MWh. Für höhere Abnahmefälle werden Werte von ca. 10 €/MWh berichtet.

[58] Nach den entsprechenden Eurostat-Daten für die Verbrauchsgruppe von 2 bis 20 GWh (d.h. 0,5 bis 5 MW) lagen die Netznutzungsentgelte im Zeitraum 2017 bis 2020 in der Bandbreite von 29 bis 34 €/MWh.

dessen fällt die Stromsteuer von 20,5 €/MWh an. Durch die Stromsteuer würde die Erzeugung von Wasserstoff über die Elektrolyse um knapp 31 €/MWh verteuert.

EEG-Umlage

Der Regelsatz für die EEG-Umlage liegt hier aktuell bei 65 €/MWh. Nach aktuellen Projektionen könnte sie bei Beibehaltung des aktuellen Systems bis zum Jahr 2025 etwa auf diesem Niveau verbleiben, danach aber trotz eines deutlichen Ausbaus der regenerativen Stromerzeugung (v.a. durch die Beendigung der Förderung für die relativ teuren Anlagen mit Inbetriebnahmen vor dem Jahr 2010) bis zum Jahr 2030 auf etwa 40 €/MWh und bis 2035 auf etwa 18 €/MWh zurückgehen. Eine Beaufschlagung der elektrochemischen Wasserstoffproduktion mit der EEG-Umlage würde den Wasserstoff um derzeit fast 100 €/MWh sowie längerfristig um 30 bis 60 €/MWh verteuern, hätte also prohibitive Wirkungen.

Mit der Novelle des EEG von 2021 wurden daher zwei Tatbestände für die Reduzierung der EEG-Umlage geschaffen.

- Im Rahmen der Besonderen Ausgleichsregelung (BesAR) kann die EEG-Umlage für die elektrochemische Herstellung von Wasserstoff nach § 64a Abs. 2 EEG auf 15% des Regelsatzes reduziert werden. Darüber hinaus kann eine weitere Reduktion für Unternehmen sowie selbständige oder nichtselbständige Unternehmensteile auf einen Gesamtwert von maximal 0,5% der Bruttowertschöpfung begrenzt werden, sofern diese eine Stromkostenintensität von 20% oder mehr aufweisen. Eine EEG-Umlage in Höhe von 1 €/MWh ist jedoch in jedem Fall zu entrichten. Diese erste Variante der EEG-Umlagesenkung gilt für jeglichen Strombezug, sofern nicht eine weitergehende Beschränkung auf die Herstellung von grünem Wasserstoff auf dem Verordnungswege erfolgt (§ 93 EEG). Ein 15%-Anteil der EEG-Umlage würde im Zeitraum bis 2030 die Herstellungskosten von Wasserstoff um 9 bis 15 €/MWh erhöhen.
- Eine Reduktion der EEG-Umlage um bis zu 100% kann nach § 69a EEG für die Herstellung von grünem Wasserstoff erfolgen. Eine Voraussetzung dafür bildet die Verabschiedung einer Verordnung, in der die Anforderungen an die Herstellung von grünem Wasserstoff definiert werden. Mit dieser Verordnung können nach § 93 EEG inhaltliche, räumliche oder zeitliche Anforderungen definiert werden, die sicherstellen, dass zur Produktion grünen Wasserstoffs glaubhaft nur Strom aus erneuerbaren Energien verwendet wird. Mit Bezug auf diese Anforderungen kann die Verordnung auch eine Abstufung der EEG-Umlagesenkung auf weniger als 100% vorsehen. Die Verordnungsermächtigung nach § 93 EEG gibt aber auch vor, dass die Reduktion der EEG-Umlagebefreiung im Rahmen des § 69a sowie ggf. auch des § 64a nur für Strom erfolgen darf, der nicht über das EEG finanziert wird. Damit dürften die entsprechenden Stromlieferung aus Anlagen erfolgen, die keine Förderung durch das EEG mehr erhalten bzw. diese nicht in Anspruch nehmen, also im Rahmen von PPAs erfolgen. Diese zweite Variante der EEG-Umlagesenkung kann erst zur Anwendung kommen, wenn die entsprechende Verordnung verabschiedet ist und gilt nur für Anlagen, die vor dem 1. Januar 2030 in Betrieb genommen worden sind.

Diese relativ komplexen Regelungen, deren Konsistenz mit den entsprechenden Regelungen zur Spezifikation von grünem Wasserstoff auf EU-Ebene (im Kontext der RED II) bisher auch keineswegs garantiert werden kann, zeigen eindrücklich, wie hoch die Dringlichkeit einer grundsätzlichen Umfinanzierung der EEG-Umlage ist. Sie unterstreichen aber auch, dass die Schließung der Lücke zwischen Strommarkterträgen und Vollkosten der regenerativen Stromerzeugung über das EEG letztlich die Attraktivität von Direktlieferverträgen (PPA) zur Wasserstofferzeugung in erheblichem Maße begrenzt.

KWKG-Umlage

Neben der EEG-Umlage bildet die Umlage im Rahmen des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes (KWKG-Umlage) eine zweite wesentliche Umlage, wenn auch in einer anderen Größenordnung als die EEG-Umlage. Sie lag historisch in der Bandbreite von 2,5 bis knapp 5 €/MWh und wird sich auch in den nächsten Jahren in dieser Größenordnung bewegen. Ohne eine Befreiung würden sich die Herstellungskosten für Wasserstoff durch die KWKG-Umlage um 4 bis 7,5 €/MWh erhöhen. Mit der Regelung des § 27d KWKG wird die Regelung des § 69a EEG zur Befreiung des Stromeinsatzes für die Herstellung von grünem Wasserstoff übernommen, kann also die KWKG-Umlage bei Erfüllung der entsprechenden Anforderungen für den Stromeinsatz (bzgl. Kriterien und ausschließlicher Geltung für regenerativen Strom ohne EEG-Förderung) bis auf null reduziert werden.

Offshore-Netzumlage

In einer ähnlichen Größenordnung wie die EEG-Umlage liegt die Offshore-Netzumlage nach § 17e EnWG, mit der Entschädigungen für verspätete oder gestörte Netzanbindungen von Offshore-Windkraftanlagen refinanziert werden. Sie lag in den vergangenen Jahren bei bis zu 4 €/MWh und kann auch in den kommenden Jahren mindestens in dieser Größenordnung erwartet werden. Bei Beaufschlagung mit der Offshore-Netzumlage würde die Herstellung von Wasserstoff um etwa 6 €/MWh verteuert. Die Regelungen zur Ermittlung der Offshore-Netzumlage entsprechen denen des KWKG, § 27a KWKG kommt also auch hier zur Anwendung.

§19-Umlage

Ebenfalls in einer Größenordnung von etwa 4 €/MWh liegt die Umlage zur Refinanzierung von Mindereinnahmen, die bei den Betreibern von Übertragungs- und Verteilnetzen auf Basis der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) durch die Möglichkeit von individuellen Netzentgelten für Letztverbraucher mit spezifischen Nutzungsstrukturen entstehen (§ 19 Abs. 2 Satz 1 bzw. Satz 2 StromNEV). Auch hier wird in den kommenden Jahren von etwa unveränderten Niveaus auszugehen sein. Ohne eine Reduzierung dieser sog. §19-Umlage würden sich die Herstellungskosten von Wasserstoff ebenfalls um etwa 6 €/MWh erhöhen. Die §19-Umlage wird grundsätzlich nach den Regelungen des KWKG auf die Letztverbraucher umgelegt, die spezifischen Mechanismen zur Umlagereduktion des § 27a KWKG für die Herstellung grünen Wasserstoffs wurden jedoch bisher nicht auf die StromNEV übertragen.

Konzessionsabgabe

Neben der Stromsteuer und den diversen Umlagen bildet schließlich die Konzessionsabgabe einen Bestandteil der Strombezugskosten für Elektrolyseanlagen. Für die Wasserstofferzeugung ist dabei der Abgabensatz für Sondervertragskunden relevant, der bei 1,1 €/MWh und damit im Vergleich zu den genannten Steuern und Umlagen auf einem relativ geringen Niveau liegt. Die Konzessionsabgabe erhöht die Kosten der Wasserstoffherstellung um gut 1,5 €/MWh.

Umlage für Abschaltbare Lasten

Im Rahmen ihrer Rolle als Verantwortliche für die Systemsicherheit können die Übertragungsnetzbetreiber auf der Grundlage von § 13i EnWG sowie der entsprechenden Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV) die Abschaltung von Lasten kontrahieren. Die aus einem Leistungs- und einem Arbeitspreis bestehenden Vergütungen werden ausgeschrieben, die entstehenden Kosten werden auf alle Letztverbraucher umgelegt. Diese Umlage lag in den Jahren seit 2014 in der Bandbreite von 0 bis 0,11 €/MWh und beträgt für das Jahr 2021 0,09 €/MWh. Die AbLaV wird regelmäßig auf ihre Eignung und Erforderlichkeit überprüft. Die derzeitige Regelung läuft zum 1. Juli 2022 aus.

5.2.2.5. Kompensation indirekter CO_2-Kosten

Neben den Bezugspreisen, Netzentgelten, Stromsteuer, Umlagen und Konzessionsabgaben bzw. den entsprechenden Ausnahme- oder Reduktionsregelungen sind mit Blick auf die stromseitigen Kosten der elektrochemischen Herstellung von Wasserstoff auch die potenziellen Kompensationszahlungen für die indirekten Kosten des Emissionshandelssystems der Europäischen Union (*European Union Emissions Trading System* – EU ETS) zu berücksichtigen. Auf Grundlage der entsprechenden Beihilfeleitlinie (EC 2020b) sowie der entsprechenden Förderrichtlinie für Deutschland[59] können für bestimmte Sektoren bzw. Produktgruppen die mit der Einpreisung der Emissionsberechtigungen des EU ETS entstehenden Preiserhöhungen am Großhandelsmarkt teilweise erstattet werden. Ab 2021 kann eine solche Kompensation auch für die Herstellung von Wasserstoff im Bereich der Industriegaserzeugung erfolgen. Eine entsprechende Umsetzung in eine deutsche Förderrichtlinie ist bisher noch nicht erfolgt, ist aber im Zuge der anstehenden Neuregelungen für den Zeitraum 2021 bis 2030 zu erwarten.

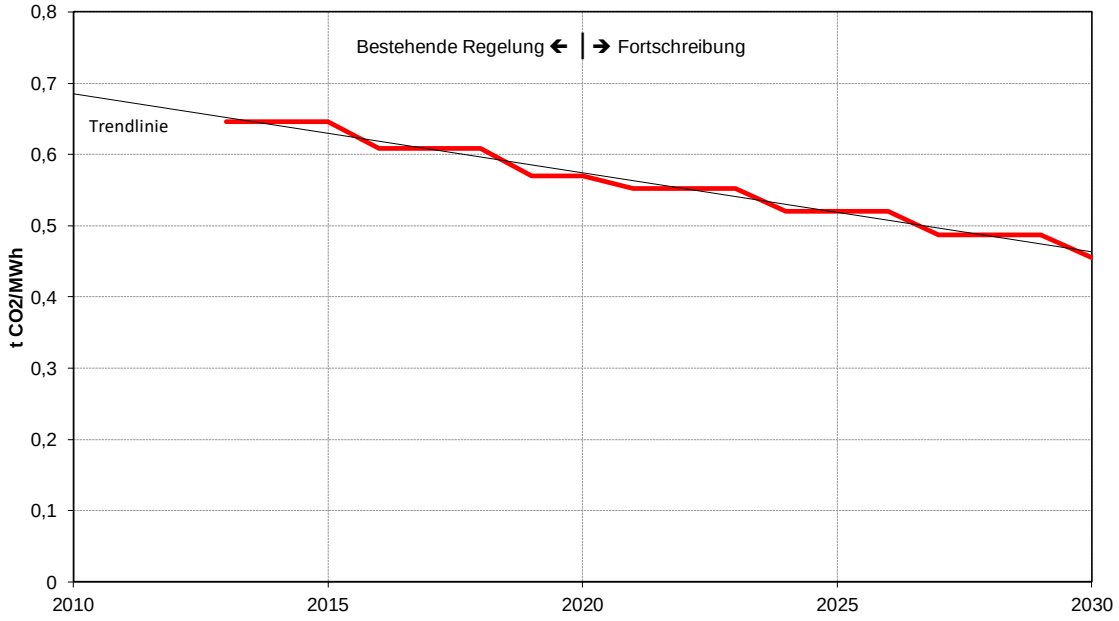
Sofern das Unternehmen Produkte herstellt, die dem Tätigkeitsbereich NACE 20.11.11.50 zuordnen sind, kann es sich auf Basis der entsprechenden EU-Regelung für die Kompensation indirekter CO_2-Kosten qualifizieren. Diese Kompensation erfolgt jedoch aufgrund der bisherigen nationalen Regelungen bisher nur für Stromlieferungen, bei denen die Einpreisung von CO_2-Kosten erfolgt, also vor allem beim Bezug über den Großhandelsmarkt und beispielsweise nicht für Direktlieferverträge von regenerativem Strom.

Die Kompensation der indirekten CO_2-Kosten des EU ETS im Rahmen der genannten Regelungen wird nach folgendem Ansatz umgesetzt:

[59] Zu den entsprechenden Regelungen für den Zeitraum bis 2020 vgl. BMWi (2017) sowie DEHSt (2021).

- Grundlage für die Kompensation bilden Stromverbrauchsbenchmarks. Für die Herstellung von Wasserstoff leiten sich diese aus dem Benchmark für die kostenlose Zuteilung von Emissionsberechtigungen des EU ETS (*European Emission Allowances* – EUA) ab. Dies gilt auch für die Erzeugung von Wasserstoff in Anlagen, die wie Elektrolyseanlage nicht dem EU ETS unterliegen. Da der entsprechenden Zuteilungsbenchmark erkennbar von der Wasserstoffproduktion in Dampfreformeranlagen abgeleitet worden ist, errechnet sich für die elektrochemische Erzeugung von Wasserstoff nur ein relativ niedriger Stromverbrauchsbenchmark von 0,44 MWh Strom je MWh Wasserstoff (bezogen auf den unteren Heizwert).[60]

Abbildung 5-3: Historische Entwicklung und Projektion der kompensationsfähigen CO_2-Einpreisung im Strommarkt, 2010-2030



Quelle: Europäische Kommission, Berechnungen und Schätzungen des Öko-Instituts

- Der Stromverbrauch gemäß Benchmark wird multipliziert mit einem (bisher konstanten) regionalmarktspezifischen CO_2-Emissionsfaktor, einem im Zeitverlauf in Stufen sinkenden Faktor für die Beihilfeintensität sowie den Marktpreisen für die Emissionsberechtigungen im jeweiligen Jahr. Die beiden erstgenannten Parameter sind bisher nur bis zum Jahr 2020 rechtlich definiert. Im Jahr 2013 wurde für den Strombezug effektiv eine CO_2-Einpreisung von 0,646 t CO_2/MWh in Ansatz gebracht, bis zum Jahr 2020 sank dieser Wert auf 0,57 t CO_2/MWh. Dieser Wert liegt etwa in der Größenordnung der CO_2-Einpreisung im westeuropäischen Regionalmarkt für Strom. Bei einer (hypothetischen) Fortschreibung ergibt sich das in Abbildung 5-3 gezeigte Bild: Für das Jahr 2025 könnte eine

[60] Zu den Details des derzeitigen Ermittlungsverfahren vgl. DEHSt 2020 sowie die entsprechende Benchmarkliste der Europäischen Kommission (EC 2021).

Kompensation von 0,52 t CO_2/MWh und für das Jahr 2030 eine von 0,455 t CO_2/MWh) erwartet werden.

Auf Grundlage der beschriebenen Methode und der dargestellten Projektion ergeben sich die folgenden Kompensationsmöglichkeiten:

- Für das Jahr 2025 ergibt sich bei einem Stromverbrauchsbenchmark von 0,44 MWh/MWh H_2, einem CO_2-Einpreisungsfaktor von 0,52 t CO_2/MWh und einem Zertifikatspreis von 40 €/EUA eine Kompensation von etwa 9 €/MWh H_2 bzw. eine Kompensation von etwa 6 €/MWh für den eingesetzten Strom. Bei einem Zertifikatspreis von 45 €/EUA würde die Kompensation auf etwa 10 €/MWh H_2 bzw. stromseitig auf etwa 7 €/MWh steigen, bei einem Preis von 50 €/EUA auf 11,5 €/MWh H_2 bzw. stromseitig auf 7,5 €/MWh.
- Für das Jahr 2030 resultiert bei einem Stromverbrauchsbenchmark von 0,44 MWh/MWh H_2, einem CO_2-Einpreisungsfaktor von 0,455 t CO_2/MWh und einem Zertifikatspreis von 40 €/EUA eine Kompensation von etwa 8 €/MWh H_2 bzw. eine Kompensation von etwa 5 €/MWh für den eingesetzten Strom. Bei einem Zertifikatspreis von 45 €/EUA würde die Kompensation auf etwa 9 €/MWh H_2 bzw. Stromseitig auf etwa 6 €/MWh steigen, bei einem Preis von 50 €/EUA auf 10 €/MWh H_2 bzw. stromseitig auf 6,5 €/MWh.

Die letztlich entstehenden Effekte für die Zeithorizonte 2025 und 2030 werden jedoch erst nach Schaffung aller einschlägigen europäischen Regelungen sowie der Umsetzung in deutsche Förderprogramme genau spezifiziert werden können.

5.2.2.6. Zusammenschau

Die Stromkosten für die Wasserelektrolyse bilden einen entscheidenden Kostenfaktor. Eine zentrale Rolle spielen dabei die an der Elektrolyseanlage realisierbaren Einkaufskosten:

- Mit Blick auf deutsche Produktionsstandorte sind beim Strombezug aus dem Netz der allgemeinen Versorgung und strommarktorientierter Optimierung, mit hoher Einsatzflexibilität und in den Zeiträumen mit überdurchschnittlicher regenerativer Stromerzeugung (d.h. bei maximal bis zu 4.000 Vollbenutzungsstunden) bereits in der kommenden Dekade Durchschnittskosten von weniger als 30 €/MWh vorstellbar. Die variablen Kosten der Wasserstoffherstellungen lägen damit bei etwa 45 €/MWh H_2. Längerfristig können diese Kosten bei zunehmenden Anteilen von Wind- und Solarstromerzeugung nochmals deutlich sinken.
- Im derzeitigen regulatorischen und Marktumfeld sind diese Größenordnungen über Direktlieferverträge (PPA) mit Vollkostendeckung nur sehr schwer vorstellbar. Durch den Ausgleich der Vollkosten für die regenerative Stromerzeugung über das EEG (und die EEG-Umlagebefreiung der Strombezüge von Elektrolyseanlagen) ergeben sich hier Verzerrungen zu Lasten von PPA, die in den nächsten Jahren nur schwer auszugleichen sein dürften. Längerfristig dürften aber auch bei Ansatz von Vollkosten für die Stromerzeugung aus regenerativen Energien Niveaus von unter 40 €/MWh erwartbar sein. Dies entspricht einem Stromkostenanteil von unter 60 €/MWh H_2. Eine Verbesserung der Wirtschaft-

lichkeit von Elektrolyseanlagen auf der Stromkostenseite wird hier nur über einen strikt flexibilitätsorientierten Betrieb und entsprechend ausgerichtete Geschäftsmodelle erreicht werden können.

- An Standorten außerhalb Deutschlands mit deutlich besseren Randbedingungen für die regenerative Stromerzeugung sind bereits heute großvolumige Stromeinstandskosten von 25 bis 35 €/MWh bzw. Stromkostenanteile der Wasserstoffherstellung von 40 bis 50 €/MWh H_2 realisierbar. Mittel- bis langfristig können diese Werte auch in großem Umfang auf 10 €/MWh für die Stromerzeugung bzw. Stromkostenanteile von 15 €/MWh H_2 und damit auf Niveaus sinken, die bereits heute an sehr günstigen Standorten mit sehr günstigen Projektbedingungen erreicht werden. Im Gegenzug sind für diese Standorte natürlich auch die Transportkosten nach Deutschland zu berücksichtigen (vgl. Kapitel 3.2 sowie 4.5).

Für die Herstellung von Wasserstoff im Elektrolyseverfahren sind neben den Einkaufskosten für Strom auch diverse Entgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen zu berücksichtigen:

- Ohne die derzeitige Befreiung von den Netznutzungsentgelten oder eine entsprechende Reduzierung der Netznutzungsentgelte durch stark optimierten Anlagenbetrieb, d.h. bei Zahlung der regulären Netznutzungsentgelte, ist eine Wasserstoffherstellung in Deutschland zu sinnvollen Kosten kaum möglich. Diesbezüglich stellt sich jedoch die Frage, für welche Zeiträume diese vollständige Befreiung vertretbar sein kann. Wenn Netznutzungsentgelte nach der Markthochlaufphase der Wasserstofferzeugung wieder in Ansatz gebracht werden müssen, zeichnet sich sehr klar ab, dass sich die Errichtung großer Elektrolyseanlagen mit Hochspannungsanbindung als zentrale Option mit akzeptablen Netzkosten erweisen wird.
- Die Beaufschlagung des Strombezugs mit der EEG-Umlage macht die Wasserstofferzeugung zu wirtschaftlich sinnvollen Bedingungen unmöglich. Ob und inwieweit die Bindung der EEG-Umlagebefreiung an sehr spezifische Grünstrombedingungen oder gar den Verzicht auf die EEG-Finanzierung der entsprechenden Erzeugungsanlagen sinnvoll und zielführend ist, muss bezweifelt werden. Letztlich muss die Absicherung eines möglichst großen Anteils regenerativer Stromerzeugung auch für die Wasserstofferzeugung auf Systemebene (durch entsprechende Ausbauprozesse) erfolgen und kann anlagenindividuell nicht effektiv adressiert werden. Sinnvoll sind hier nur Absicherungsmaßnahmen gegen die mögliche Anreizung signifikanter und zusätzlicher Stromerzeugung aus CO_2-intensiven Anlagen. Die komplexen und teilweise asymmetrischen Regelungen zur EEG-Umlagebefreiung unterstreichen auch die Notwendigkeit einer fundamentalen Umfinanzierung der EEG-Differenzkosten.
- Von geringerer, jedoch keineswegs unmaßgeblicher Bedeutung sind die KWKG-Umlage, die Offshore-Netzumlage sowie die sog. §19-Umlage mit jeweils ähnlichen Zuschlägen auf die Strompreise, die sich insgesamt auf über 10 €/MWh und damit zusätzlichen Wasserstoffkosten von etwa 15 €/MWh H_2 summieren könnten. Für die KWKG- und die Offshore-Netzumlage kommen derzeit Befreiungstatbestände analog zur EEG-Umlage zur Anwendung. Ob und inwieweit auch zusätzlich eine Befreiung des in Elektrolyseanlagen eingesetzten Stroms von der § 19-Umlage sinnvoll bzw. wegen der Befreiung von der

Netznutzungsentgelten auch konsistent wäre, bleibt zu diskutieren und zu entscheiden.

- Die Konzessionsabgabe wie auch andere Umlagen sind für die Wasserstoffherstellung in größeren Anlagen nur von untergeordneter Bedeutung. Ein dezidierter Handlungsbedarf ergibt sich hier nicht.
- Ob und inwieweit sehr kleine und dezentrale Eigenverbrauchslösungen für regenerative Stromerzeugung und Wasserstoffherstellung trotz der entsprechenden Vorteile bzgl. Netzentgelten, Steuern und Umlagen zu wirtschaftlich tragfähigen Lösungen führen können, ist derzeit noch nicht abzusehen.

Mit Blick auf die Kompensation indirekter CO_2-Kosten stellt sich speziell für die Wasserstoffherstellung eine Reihe von Fragen:

- Erstens ist grundsätzlich zu entscheiden, ob und inwieweit eine solche Kompensation auch für die Wasserstoffherstellung sinnvoll ist. Wenn bereits ausreichend andere Flankierungsinstrumente für die Wasserstoffproduktion implementiert sind (z.B. Befreiung von den Netznutzungsentgelten, Befreiung von der EEG-Umlage), könnte eine Kompensation für die Wasserstoffproduktion zu Verzerrungen bezüglich der direkten Elektrifizierung von Prozessen führen. Außerdem entsteht das Problem einer doppelten Kompensation, wenn der Wasserstoff als Zwischenprodukt für andere Produkte verwendet wird, die im EU ETS eine kostenlose Benchmark-Zuteilung erhalten und die kostenlose Zuteilung der Wasserstoff verwendenden Anlage nicht angepasst werden kann.[61] Hier bestehen im Zuge der Umsetzung der europäischen Regelungen in deutsche Förderprogramme erhebliche Freiheitsgrade, vor allem mit Blick auf die Anforderungen der Beihilfeleitlinie hinsichtlich der Kriterien Objektivität, Nicht-Diskriminierung und Transparenz.
- Wenn die grundsätzliche Frage nach der Kompensation für die Wasserstoffherstellung bejaht wird, muss zweitens geklärt werden, inwieweit sich durch die Unternehmensabgrenzungen im Rahmen der Strompreiskompensation Verzerrungen ergeben können. So ist z.B. zu klären, ob der Schwerpunkt der qualifizierten Unternehmen auf der Herstellung von Industriegasen liegen muss bzw. welche Gestaltungsspielräume sich hier ergeben.
- Des Weiteren muss schließlich darauf hingewiesen werden, dass sich mit der bisherigen Strompreiskompensation wiederum wirtschaftliche Nachteile für Direktlieferverträge von regenerativ erzeugtem Strom ergeben, da diese nach den geltenden Regelungen von der Strompreiskompensation ausgeschlossen sind. Dies erscheint nicht sinnvoll, wenn mit Blick auf die anderen Regelungen sehr spezifische Anforderungen zur (vorgeblichen) Sicherung des Einsatzes regenerativ erzeugten Stroms eingeführt werden. Insofern sollte die ohnehin zu novellierende nationale Förderrichtlinie so gefasst werden, dass ab 2021 sämtlicher

[61] Letztlich entsteht mit dem Hochlauf der Wasserstoffversorgung im Kontext der kostenlosen Zuteilung von Emissionsberechtigungen im EU ETS auf der Basis von Benchmarks eine neue Facette der Austauschbarkeit von Brennstoffen und am Ort der Verwendung emissionsfreien Energieträgern. Bisher werden diese Wechselwirkungen (in den bereits heute relativ komplexen Zuteilungsregelungen) nur mit Blick auf anlagenübergreifende Strom- und Wärmlieferungen adressiert. Grundsätzlich wäre dies nunmehr auch für Wasserstoff geboten, wobei dahingestellt bleiben mag, welche Rolle die kostenlose Zuteilung im EU ETS zu einem Zeitpunkt noch haben kann, an dem Wasserstoff eine hohe Marktdurchdringung in den entsprechenden Industriebereichen erreicht hat.

Stromverbrauch kompensiert wird unabhängig davon, ob für die Stromproduktion CO_2-Emissionen postuliert werden oder nicht.

Die Diskussion der einzelnen Einflussfaktoren für den stromseitigen Teil der Herstellungskosten für Wasserstoff zeigt, dass hier erstens sehr viele Hebel zur Beeinflussung der Stromkosten existieren, aber zweitens auch nicht alle dieser Hebel (z.B. die pauschale Befreiung von Netznutzungsentgelten) für den Zeitraum jenseits der Markthochlaufphase für den Wasserstoff legitimiert werden können. Dies unterstreicht jenseits der wasserstoffspezifischen Fragen die dringende Notwendigkeit einer sehr grundlegenden Reform von Steuern, Abgaben und Umlagen im Energiebereich. Gerade deshalb werden aber drittens die verschiedenen Unterstützungsmechanismen für den Wasserstoffeinsatz so dynamisiert werden müssen, dass mit Blick auf die entsprechenden Reformen einerseits Vertrauensschutz gewährleistet werden kann, aber andererseits auch Mitnahmeeffekte oder neu entstehende Verzerrungen vermieden werden können.

5.2.3. Zwischenfazit: Kosten der elektrochemischen Erzeugung von Wasserstoff mit der Elektrolyse

Die Kosten der Wasserstofferzeugung aus der Elektrolyse werden vor allem durch die Stromeinstandskosten, die Investitionskosten der Elektrolyse sowie die Jahresausnutzung der Elektrolyseanlage bestimmt. Soweit es sich um grünen Wasserstoff handelt, liegt vor allem die Jahresauslastung der Elektrolyseanlagen zumindest für Deutschland in einer relativ begrenzten Bandbreite von nicht mehr als 4.000 Stunden (Offshore-Windkraft bzw. eine Mischung aus Wind- und Solarstromerzeugung). An Standorten außerhalb Deutschlands können sich hier andere Werte einstellen (an guten Windstandorten ggf. mehr, an guten Solarstandorten ggf. weniger).

Auf Basis einer Jahresauslastung von 4.000 Stunden zeigt die Abbildung 5-4 die Wechselwirkungen von Stromeinstands- und Investitionskosten mit Blick auf die Produktionskosten von grünem Wasserstoff[62]:

- Bei Stromeinstandskosten von 50 €/MWh für den Zeithorizont 2025/2030, also unter Berücksichtigung günstiger Strombezüge über PPAs sowie aller Sonderregelungen für grünen Wasserstoff nach aktueller Rechtlage können bei Investitionskosten von 600 bis 700 €/kW Wasserstoffkosten von etwa 90-100 €/MWh (ca. 3,00 bis 3,30 €/kg H_2) erreicht werden. Für eine Kostenparität mit konventionell erzeugtem Wasserstoff aus Erdgas wäre ein CO_2-Preis von über 200 €/t CO_2 notwendig, für die Parität zu Erdgas wären 350 €/t CO_2 notwendig.
- Bei einer Reduktion der Investitionskosten auf 300 bis 400 €/kW für den genannten Zeithorizont können die entsprechenden Wasserstoff-Produktionskosten auf etwa 85 €/MWh (etwa 2,80 €/kg H_2) reduziert werden. Die zur Parität mit konventionellem Wasserstoff bzw. Erdgas notwendigen CO_2-Kosten lägen bei etwa 200 bzw. 325 €/t CO_2.

[62] Zu den verwendeten Berechnungsansätzen jenseits der hier gezeigten Parameter vgl. Öko-Institut (2020).

Abbildung 5-4: Erzeugungskosten für Elektrolyse-Wasserstoff und deren wichtigste Einflussgrößen

#1	10	EUR/MWh (NCV)
#2	20	
#3	30	
#4	40	= 100 EUR/t CO_2
#5	50	

#6	60	= 200 EUR/t CO_2
#7	70	
#8	80	= 300 EUR/t CO_2
#9	90	
#10	> 90	> 350 EUR/t CO_2

Electricity costs [EUR/MWh(el)]	Electrolyzer investmend costs [EUR/kW(el)]														Electricity costs [EUR/MWh(el)]
	50	100	150	200	250	300	350	400	450	500	550	600	650	700	
0	2	4	5	7	9	11	13	14	16	18	20	22	23	25	0
5	9	11	13	14	16	18	20	22	23	25	27	29	31	32	5
10	16	18	20	21	23	25	27	29	31	32	34	36	38	40	10
15	23	25	27	29	30	32	34	36	38	39	41	43	45	47	15
20	30	32	34	36	38	39	41	43	45	47	48	50	52	54	20
25	38	39	41	43	45	47	48	50	52	54	56	57	59	61	25
30	45	46	48	50	52	54	55	57	59	61	63	64	66	68	30
35	52	54	55	57	59	61	63	64	66	68	70	72	73	75	35
40	59	61	63	64	66	68	70	72	73	75	77	79	81	82	40
45	66	68	70	71	73	75	77	79	81	82	84	86	88	90	45
50	73	75	77	79	80	82	84	86	88	89	91	93	95	97	50
55	80	82	84	86	88	89	91	93	95	97	98	100	102	104	55
60	88	89	91	93	95	97	98	100	102	104	106	107	109	111	60
	50	100	150	200	250	300	350	400	450	500	550	600	650	700	
	Electrolyzer investmend costs [EUR/kW(el)]														

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts1

- Bei Stromeinstandskosten von 40 €/MWh für den Zeithorizont 2025/2030, also unter Berücksichtigung günstiger Großhandelsbezüge[63] sowie aller Sonderregelungen für grünen Wasserstoff nach aktueller Rechtlage, können bei Investitionskosten von 600 bis 700 €/kW Wasserstoffkosten von etwa 80 €/MWh (2,70 €/kg H_2) erreicht werden. Die zur Parität mit konventionellem Wasserstoff bzw. Erdgas notwendigen CO_2-Kosten errechnen sich hier zu etwa 175 bzw. 300 €/t CO_2.
- Können für diese Rahmenbedingungen für den entsprechenden Zeitraum auch die Investitionskosten auf 300 bis 400 €/kW reduziert werden, reduzieren sich die entsprechenden Wasserstoff-Produktionskosten auf etwa 70 €/MWh (ca. 2,30 €/kg H_2). Die zur Parität mit konventionellem Wasserstoff bzw. Erdgas notwendigen CO_2-Kosten reduzieren sich dadurch auf etwa 125 bzw. 250 €/t CO_2.
- Zur Erreichung der längerfristigen Kostenparität mit auf Erdgasbasis erzeugtem Wasserstoff (ohne CCS ca. 1,50 €/kg) müssten die effektiven Stromeinstandskosten auf etwa 30 €/MWh begrenzt und die Investitionskosten mindestens auf 100 €/kW begrenzt werden.
- Um bei diesen Wasserstoffproduktionskosten eine Kostenparität auch mit Erdgas zu erreichen, wären CO_2-Preise von etwa 100 bis 150 €/t CO_2 notwendig.
- Für internationale Wasserstoff-Produktionsstandorte sind einerseits niedrigere Stromeinstandskosten möglich, gleichzeitig müssen jedoch auch die ggf. erheblichen Transportkosten nach Deutschland berücksichtigt werden.

63 Hier ist darauf hinzuweisen, dass für die Stromkosten die Grenzkosten der Strombezüge für den entsprechenden Zeitraum relevant sind und nicht die Durchschnittskosten.

Bei den genannten Kostengrößenordnung handelt es sich jeweils um eher optimistische Schätzungen und für Kosten auf der Großhandelsebene, d.h. noch ohne Berücksichtigung der Kosten für die Strukturierung und Verteilung von Wasserstoff in Deutschland.

5.2.4. Kosten der Erzeugung von blauem Wasserstoff und deren Einflussgrößen

Weitgehend klimaneutraler Wasserstoff kann auch auf der Basis von Erdgas mittels Kombination eines Dampfreformers mit der Abscheidung und sicheren Ablagerung des entstehenden CO_2 hergestellt werden. Die Kosten hängen hier vor allem von vier Faktoren ab:

- die Kosten des eingesetzten Erdgases am Produktionsstandort;
- die zusätzlichen Investitionskosten für die CO_2-Abscheidungsanlage;
- die Kosten für den Abtransport und die sichere Speicherung des abgeschiedenen CO_2;
- die im Kontext der CO_2-Bepreisung (z.B. über das EU ETS) entstehenden Kosten für die Freisetzung des nicht abgeschiedenen CO_2.

Aus der Optimierung dieser Faktoren sowie der ggf. entstehenden Kosten für den Wasserstofftransport ergeben sich auch die Standortentscheidungen für Erzeugungsanlagen für blauen Wasserstoff. So steht beispielsweise in den Erdgas-Förderländern Erdgas frei Dampfreformer preiswerter zur Verfügung und so reduzieren sich die Kosten für den Abtransport des abgeschiedenen CO_2, gleichzeitig steigen jedoch die Transportkosten für die Lieferung des erzeugten Wasserstoffs nach Deutschland. Im Folgenden wird davon ausgegangen, dass in einer Gesamtabwägung die Erzeugungsanlagen für blauen Wasserstoff bis auf weiteres an der deutschen Küste errichtet und mit importiertem Erdgas betrieben werden und dass der Abtransport des CO_2 zunächst per Schiff und später per Pipeline zu CO_2-Speicheranlagen zur Befüllung von salinen Aquiferen der Nordsee erfolgt.

Bei den Dampfreformierungs- und CO_2-Abscheideanlagen handelt es sich um etablierte und im industriellen Maßstab breit angewendete Technologien mit relativ gut abschätzbaren Kostenstrukturen.[64] Die Erdgas- und CO_2-Kosten sind volatil, können aber zumindest in Bandbreiten gut einschätzt und müssen entsprechend eingeordnet werden. Für die Kosten des CO_2-Abtransports und der CO_2-Speicherung sind inzwischen kommerziell angebotene Pakete absehbar, auf deren Basis entsprechende Kosten abgeschätzt werden können (40-50 €/t CO_2 für den Abtransport frei deutscher Küste und die sichere Einlagerung).

[64] Zu den verwendeten Berechnungsansätzen jenseits der hier gezeigten Parameter vgl. Öko-Institut (2020). Es wird eine CO_2-Abscheidung von 90% zugrunde gelegt, daraus ergibt sich die Notwendigkeit des Abtransports und der sicheren Speicherung von 257 kg CO_2/MWh H_2 sowie eine Restemission von 29 kg CO_2/MWh H_2 (jeweils bezogen auf den unteren Heizwert). Diese Restemissionen entsprechen denen einer Wasserstofferzeugung über die Elektrolyse mit einem Strommix aus 95% (zusätzlich) regenerativ erzeugtem Strom und 5% Strom aus effizienten Erdgaskraftwerken.

Abbildung 5-5: Erzeugungskosten für blauen Wasserstoff und deren wichtigste Einflussgrößen

#1	10	EUR/MWh (NCV)		#6	60	= 200 EUR/t CO_2	
#2	20			#7	70		
#3	30			#8	80	= 300 EUR/t CO_2	
#4	40	= 100 EUR/t CO_2		#9	90		
#5	50			#10	> 90	> 350 EUR/t CO_2	

Natural gas costs [EUR/MWh(NCV)]	CO_2 price [€/t]														Natural gas costs [EUR/MWh(NCV)]
	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130	
12	46	47	47	47	48	48	48	48	49	49	49	50	50	50	12
14	49	50	50	50	50	51	51	51	52	52	52	53	53	53	14
16	52	52	53	53	53	54	54	54	55	55	55	55	56	56	16
18	55	55	56	56	56	57	57	57	57	58	58	58	59	59	18
20	58	58	59	59	59	59	60	60	60	61	61	61	62	62	20
22	61	61	61	62	62	62	63	63	63	64	64	64	64	65	22
24	64	64	64	65	65	65	66	66	66	66	67	67	67	68	24
26	67	67	67	68	68	68	68	69	69	69	70	70	70	71	26
28	70	70	70	70	71	71	71	72	72	72	73	73	73	73	28
30	72	73	73	73	74	74	74	75	75	75	75	76	76	76	30
32	75	76	76	76	77	77	77	77	78	78	78	79	79	79	32
34	78	79	79	79	79	80	80	80	81	81	81	82	82	82	34
36	81	81	82	82	82	83	83	83	84	84	84	84	85	85	36
	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130	
	CO_2 price [€/t]														

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Die Abbildung 5-5 zeigt die unter diesen Rahmenbedingungen entstehenden Erzeugungskosten für blauen Wasserstoff an deutschen oder niederländischen (Nordsee-) Küstenstandorten:

- unter Maßgabe der derzeit für den Zeithorizont 2030 absehbaren Erdgaspreise von etwa 20 €/MWh (bezogen auf den unteren Heizwert) sowie CO_2-Preise von 50-80 €/EUA ergeben sich Erzeugungskosten von etwa 60 €/MWh H_2;
- werden die in den letzten Jahren notierten Jahreshöchstwerte für Erdgas auf der Großhandelsebene in Ansatz gebracht (ca. 35 €/MWh im Jahr 2008) sowie die derzeitigen Marktpreise für CO_2 (ca. 45 €/EUA), so liegen die Wasserstofferzeugungskosten bei ca. 80 €/MWh H_2;
- für die Kombination der in den Jahren 2017 und 2020 aufgetretenen Niedrigpreisniveaus für Erdgas in der Größenordnung von etwa 17 €/MWh (bezogen auf den unteren Heizwert) und der aktuellen CO_2-Preisniveaus des EU ETS (45 €/EUA) errechnen sich für die Herstellung von blauem Wasserstoff Kosten von etwa 55 €/MWh H_2.

Die mit Blick auf die historischen Bandbreiten der Determinanten für die Erzeugung von blauem Wasserstoff entstehenden Herstellungskosten liegen also im Bereich von 1,80 bis 2,70 €/kg H_2. Mit Blick auf das aktuelle Preisumfeld wären etwa 2 €/kg H_2 zu erwarten.

Für die Kostenparität mit konventionell erzeugtem Wasserstoff wäre also aktuell eine Kostenlücke von etwa 0,5 €/kg H_2 bzw. 15 €/MWh zu schließen. Der dafür notwendige CO_2-Preis läge bei etwa 75 €/t CO_2. Bei einem CO_2-Preis von 200 €/t CO_2 könnte die Kostenlücke auch zum direkten Einsatz von Erdgas (40 €/MWh) geschlossen werden.

Die Kosten für blauen Wasserstoff dürften damit kurz- bis mittelfristig (2030/2035) unter denen für grünen Wasserstoff liegen, längerfristig (2040/2050) können sich für grünen Wasserstoff ähnliche oder niedrigere Kosten ergeben. Mit Blick auf das Ziel der Klimaneutralität dürften zu diesem Zeitpunkt auch keine Restemissionen aus der Herstellung von blauem Wasserstoff mehr entstehen. Die Frage der Nutzung von blauem Wasserstoff dürfte damit weniger aus der Kostenperspektive, sondern eher aus der kurz- bis mittelfristigen Verfügbarkeit ausreichender Mengen von (weitgehend) klimaneutralem Wasserstoff relevant werden (vgl. Kapitel 3.3).

5.2.5. Kosten der Erzeugung von synthetischen Kraftstoffen und deren Einflussgrößen

Die wesentlichen Bestimmungsgrößen für die Erzeugungskosten von synthetischen Kraftstoffen auf der Basis von Wasserstoff sind die Kosten des eingesetzten Wasserstoffs, die Kosten der notwendigen klimaneutralen Kohlenstoffquelle sowie die Kapitalkosten und Umwandlungsverluste für die zusätzliche Verarbeitungsstufe. Die größten Unsicherheiten verbleiben diesbezüglich mit Blick auf die Kosten des eingesetzten Wasserstoffs sowie der Beschaffung von klimaneutralem CO_2.

Abbildung 5-6: Erzeugungskosten von synthetischen Kraftstoffen und deren wichtigste Einflussgrößen

#1	60	EUR/MWh (NCV)	#6	110	= 200 EUR/t CO_2
#2	70		#7	120	
#3	80	= 100 EUR/t CO_2	#8	130	
#4	90		#9	140	= 300 EUR/t CO_2
#5	100		#10	> 140	> 300 EUR/t CO_2

Hydrogen costs [EUR/MWh(NCV)]	CO_2 supply costs [€/t]														
	0	25	50	75	100	125	150	175	200	225	250	275	300	325	
20	35	42	48	55	62	68	75	82	88	95	102	108	115	122	20
25	41	48	55	61	68	75	81	88	95	101	108	115	121	128	25
30	48	54	61	68	74	81	88	94	101	107	114	121	127	134	30
35	54	60	67	74	80	87	94	100	107	114	120	127	134	140	35
40	60	67	73	80	87	93	100	107	113	120	127	133	140	147	40
45	66	73	80	86	93	100	106	113	120	126	133	140	146	153	45
50	73	79	86	93	99	106	113	119	126	132	139	146	152	159	50
55	79	85	92	99	105	112	119	125	132	139	145	152	159	165	55
60	85	92	98	105	112	118	125	132	138	145	152	158	165	172	60
65	91	98	105	111	118	125	131	138	145	151	158	165	171	178	65
70	98	104	111	118	124	131	138	144	151	157	164	171	177	184	70
75	104	110	117	124	130	137	144	150	157	164	170	177	184	190	75
80	110	117	123	130	137	143	150	157	163	170	177	183	190	197	80
	0	25	50	75	100	125	150	175	200	225	250	275	300	325	
	CO_2 supply costs [€/t]														

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Die Abbildung 5-6 zeigt die wesentlichen Zusammenhänge zwischen den genannten Parametern und den Erzeugungskosten von synthetischem Diesel bzw. vergleichbaren Derivaten[65]:

- bei Wasserstoff-Bereitstellungskosten von 80 €/MWh und Beschaffungskosten für klimaneutrales CO_2 deutlich über 300 €/t[66] ergeben sich für die Perspektive 2030 Produktionskosten für Diesel von weit über 200 €/MWh. Dies entspricht Literpreisen von weit über 2,00 € je Liter;
- eine längerfristige Senkung der Kosten für die (inländische) Wasserstofferzeugung auf 70 €/MWh sowie die längerfristige Senkung der Bezugskosten für klimaneutrales CO_2 auf etwa 150 €/t würde die Erzeugungskosten von synthetischem Diesel auf etwa 140 €/MWh bzw. 1,40 €/l reduzieren;
- an sehr günstigen (internationalen) Produktionsstandorten für grünen Wasserstoff und unter Maßgabe einer deutlichen Senkung der Elektrolysekosten (vgl. Kapitel 5.2.3) sowie unter Maßgabe einer Senkung der Bereitstellungskosten für klimaneutrales CO_2 auf eine Größenordnung von 300 €/t können Erzeugungskosten von etwas über 150 €/MWh bzw. etwa 1,50 €/l erzielt werden.
- Erst eine weitere Senkung der Bezugskosten für klimaneutrales CO_2 auf Werte von ca. 100 €/t bzw. eine weitere Senkung der Bereitstellungskosten für grünen Wasserstoff würde Erzeugungskosten für grünen Wasserstoff von unter 100 €/MWh bzw. 1,00 €/l ermöglichen;
- im Gegensatz zur Bereitstellung von Wasserstoff über lange Distanzen ist der Langstreckentransport von flüssigen Brennstoffen nur mit geringen Kosten verbunden (ca. 3 €/MWh), so dass mit Blick auf die Erzeugungsbedingungen für grünen Wasserstoff die Produktion von synthetischen Kraftstoffen mit hoher Wahrscheinlichkeit primär außerhalb Deutschlands erfolgen wird.

Mit Blick auf die Großhandels- bzw. Grenzübergangspreise für konventionellen Diesel in der letzten Dekade (zwischen 40 und 60 €/MWh) sowie für die nächsten Jahre (nicht über 60 €/MWh) wird deutlich, dass synthetische Kraftstoffe nur mit massiven Flankierungsmaßnahmen im Markt bestehen können. Die Kostenparität zwischen auf fossiler Grundlage erzeugtem und synthetischem Diesel würde bei Erzeugungskosten von etwa 150 €/MWh und Referenzkosten von 60 €/MWh bei CO_2-Preisen von 350 €/t CO_2 erreicht. Eine längerfristige Herstellung an günstigen (internationalen Standorten) zu Kosten von 100 €/MWh würde zur Erreichung der Kostenparität immer noch CO_2-Preise von etwa 150 €/t CO_2 erforderlich machen.

---

65 Zu den verwendeten Berechnungsansätzen jenseits der hier gezeigten Parameter vgl. Öko-Institut (2020).

66 Aktuell werden für die Beschaffungskosten für klimaneutrales CO_2 aus der Luft Bandbreiten von 350 bis 600 US-$/t CO_2 angegeben. Die optimistischen Schätzungen sehen hier für den mittel- bis langfristigen Zeithorizont Kostenniveaus von etwa 100 US-$/t CO_2 (McQueen et al. 2021; IRENA 2020b; Viebahn et al. 2019; Fasihi et al. 2019). Die Nutzung von ggf. kostengünstiger bereitstellbarem CO_2 aus biogenen Quellen sowie von abgeschiedenem CO_2 aus fossilen Umwandlungsprozessen sind mit Blick auf Mengen und klimapolitische Integrität allenfalls Nischen- bzw. sehr befristete Übergangslösungen. Vor allem mit der Nutzung von fossilem CO_2 entstehen bei großvolumiger Erzeugung bzw. Nutzung erhebliche Doppelzählungsprobleme. Langfristig schließt sich für eine klimaneutrale Nutzung von synthetischen Treibstoffen die Nutzung von fossilem CO_2 vollständig aus, da sonst kein klimaneutraler Kohlenstoffkreislauf mit der Verbrennung der synthetischen Treibstoffe möglich wird.

Hinsichtlich der genannten CO_2-Preise ist jedoch auch darauf hinzuweisen, dass die über das explizite Bepreisungsinstrument des nationalen Brennstoff-Emissionshandelssystems (bzw. eines entsprechenden Anschlussinstruments auf EU-Ebene) erzeugten CO_2-Preise zur Erzielung der Kostenparität zweifelsohne zum Tragen kommen. Hinsichtlich der impliziten CO_2-Bepreisung über die Energiebesteuerung muss zumindest für die längerfristige Perspektive berücksichtigt werden, dass ein Teil der Kraftstoffbesteuerung nicht der impliziten CO_2-Bepreisung, sondern auch der Infrastrukturfinanzierung zugerechnet werden muss und damit zumindest mittel- und langfristig nicht als Hebel zur Schließung der Kostenlücke zu fossilen Kraftstoffen herangezogen werden kann.

Unter Berücksichtigung dieser Kostensituation wird deutlich, dass synthetische Kraftstoffe jenseits der Anwendungen, für die keine Alternative existiert (Mittel- und Langstrecken-Flugverkehr, internationale Seeschifffahrt), oder von Nischenanwendungen in einem zukünftigen Energiesystem kaum eine Rolle spielen können. Denn gerade in der Übergangsphase, in der die Kosten für direkte Wasserstoffanwendungen noch hoch sind, sind auch synthetische Kraftstoffe nur zu sehr hohen Kosten verfügbar. Die Kostenreduktion für Wasserstoff kommt für die Herstellung von synthetischen Treibstoffen nur unterproportional zum Tragen, da auch die Bereitstellung von klimaneutralem CO_2 als zentrale Voraussetzung für die Produktion synthetischer Kraftstoffe einen kostenintensiven Produktionsfaktor bildet. Letztlich stehen also dem Vorteil der preiswerten internationalen Transportierbarkeit von synthetischen Kraftstoffen die Kapitalkosten für eine zusätzliche Umwandlungsstufe und die Bezugskosten für den zusätzlichen Produktionsfaktor CO_2 gegenüber.

5.2.6. Exkurs: Kosten neuer Anwendungstechnologien und deren Förderung

Der Einsatz von weitgehend klimaneutralem Wasserstoff kann in einigen Bereichen mit nur geringfügigen Anpassungen der jeweiligen Anwendungstechnologien erfolgen, erfordert aber in anderen Anwendungsfällen einen mehr oder weniger grundlegenden Technologiewechsel:

- Die beiden herausragenden Fälle für einen solchen Technologiewechsel sind einerseits die Umstellung der koksbasierten Hochofen-Oxygenstahl-Route auf die wasserstoff- und strombasierte Direktreduktions-Elektrostahl-Route sowie andererseits die Umstellung von Lkw-Antrieben vom Verbrennungsmotor auf die wasserstoffgespeiste Brennstoffzelle. In beiden Fällen müssen nicht nur die notwendigen Wasserstoff- und Strommengen bereitgestellt und in der Markthochlaufzeit ggf. auf der Betriebskostenseite auch der Wasserstoffeinsatz flankiert werden. Es müssen auch die entsprechenden Investitionen in neue Technologieansätze gesichert werden, die sich zumindest teilweise auch noch in einer Markthochlauf- und/oder Kostensenkungsphase befinden.
- In anderen Bereichen ist der Wasserstoffeinsatz mit nur geringen Aufwendungen für die sog. Wasserstoff-Readiness möglich. Dazu gehören diverse Strom- und Wärmeerzeugungstechnologien.

Gerade für den erstgenannten Fall ergeben sich nicht nur Herausforderungen hinsichtlich Investitionen und Kostendeckung, sondern auch bzgl. der zeitlichen Handlungsfenster bzw. der notwendigen Vor- und Hochlaufbedarfe. Mit Blick auf diese Facetten erge-

ben sich strategische Handlungsbedarfe. Wenn im Folgenden nur die beiden exemplarischen Beispiele der Technologieumstellung im Stahl- und im Lkw-Bereich näher beschrieben und auch quantitativ umrissen werden, so bedeutet dies nicht, dass entsprechende Umstellungsinvestitionen z.B. im Bereich der chemischen Industrie nicht bestehen oder weniger relevant sein können, sondern dass diesbezüglich öffentlich verfügbaren Daten eine robuste Abschätzung bisher nicht erlauben. Darüber hinaus sei darauf hingewiesen, dass sich die nachfolgenden Analysen allein auf die Investitionskosten beziehen. D, die Differenzkosten im Bereich der Betriebskosten werden später (Kapitel 5.3) adressiert.

Die notwendigen Investitionskosten für die Umstellung der Hochofen-Oxygenstahl-Route auf die Direktreduktions-Elektrostahlroute können mit folgenden Eckwerten abgeschätzt werden:

- die Erzeugung von reduziertem Roheisen (Eisenschwamm) erfolgt in einer Direktreduktionsanlage, für die nach dem Handbuch der Investitionskennzahlen von MCI (2010) Investitionskosten von ca. 263 €/t jährliche Produktionskapazität für DRI entstehen (umgerechnet auf Euro and das Preisniveau von 2020);
- der Eisenschwamm oder aus Transportgründen entsprechend brikettierte Produkte werden unter Zugabe eines kleineren Anteils von Schrott (bis zu 30%) in einer Elektrostahlschmelze zu Rohstahl verarbeitet. Die entsprechenden Investitionsvolumina werden bei MCI (2010) mit einer Bandbreite von 137 bis 295 €/t bzw. mit einem mittleren Wert von 221 €/t jährliche Produktionskapazität für Rohstahl angegeben;
- ggf. entstehen für die Errichtung des neuen Anlagenkomplexes noch Integrationskosten; in einigen Fällen können aber durch die Errichtung der DRI-Anlagen auch andere Fixkosten abgebaut werden (z.B. in den Kokereien);
- die Ersatzinvestitionen werden aus volkswirtschaftlicher Sicht sinnvollerweise zu einem Zeitpunkt erfolgen, an dem der bisher eingesetzte Hochofen einer Grundsanierung (Zustellung) unterzogen werden muss. Die dafür entstehenden Kosten sind sehr situations- bzw. standortspezifisch und können in der Bandbreite von 20 bis 50 €/t jährlicher Hochofenkapazität liegen. Längerfristig wären darüber hinaus auch noch die vermiedenen Kosten von Neuinvestitionen in Hochofen-, Konverter- und Sinteranlagen sowie die zugehörigen Kokereien (nach MCI (2010) ca. 800 €/t Jahreskapazität) in Betracht zu ziehen.

Tabelle 5-1: Investitionskosten und mögliche Fördermittelniveaus für die Umstellung der Hochofen-Oxygenstahl- auf die Direktreduktions-Elektrostahl -Route für eine Erzeugungskapazität von 10 Mio. t Rohstahl jährlich

Anteil Schrottzusatz	10%				30%			
Integrationskosten	10%	20%	10%	20%	10%	20%	10%	20%
	Mrd. €							
Investitionskosten DRI	2,11	2,11	2,11	2,11	1,84	1,84	1,84	1,84
Investitionskosten EAF	2,21	2,21	2,21	2,21	2,21	2,21	2,21	2,21
Integrationskosten	0,43	0,86	0,43	1,29	0,41	0,81	0,41	0,81
Investitionskosten gesamt	4,75	5,18	4,75	5,61	4,46	4,86	4,46	4,86
Vermiedene Kosten Zustellung*	-0,50	-0,50	-0,20	-0,20	-0,50	-0,50	-0,20	-0,20
Zusatzkosten netto	4,25	4,68	4,55	5,41	3,96	4,36	4,26	4,66
Förderung								
Investkosten gesamt 30%	1,27	1,40	1,36	1,62	1,19	1,31	1,28	1,40
Investkosten gesamt 50%	2,12	2,34	2,27	2,71	1,98	2,18	2,13	2,33
Investkosten DRI-Anlage 30%	0,63	0,63	0,63	0,63	0,55	0,55	0,55	0,55
Investkosten DRI-Anlage 50%	1,05	1,05	1,05	1,05	0,92	0,92	0,92	0,92

Anmerkung: * jeweils für vermiedene Kosten der Zustellung des Hochofens mit 50 und 20 €/t Hochofenkapazität

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Die Tabelle 5-1 zeigt die Ergebnisse einer Orientierungsrechnung für die entstehenden Investitionsvolumina, Zusatzkosten in Abhängigkeit von unterschiedlichen Auslegungsvarianten sowie mögliche Szenarien bzgl. Fördermittelzahlungen für den produktionsseitig vollständigen Ersatz einer Erzeugung von 10 Mio. t Rohstahl der Hochofen-Oxygenstahl- durch die DRI-EAF-Route:

- die gesamten Investitionskosten für die gezeigten Varianten liegen in der Bandbreite von 4,5 bis 5,2 Mrd. €;
- die vermiedenen Investitionen für eine Neuzustellung des bestehenden Hochofens liegen annahmegemäß zwischen 0,2 bis 0,5 Mrd. €, so dass im Saldo Zusatzinvestitionen von 4 bis 5 Mrd. € entstehen;
- die entsprechenden Fördermittelvolumina hängen stark von den beihilferechtlichen Freiheitsgraden ab, dürften aber bedarfsseitig eher in der Größenordnung von 2 Mrd. €, d.h. bei etwa 50% der Investitionskosten liegen.

Die gezeigten Größenordnungen weichen deutlich von den z.B. in der Stahlstrategie genannten Umstellungskosten von 1 Mrd. € für eine Produktionskapazität von 1 Mio. t Rohstahl ab (BMWi 2020b). Dieser Unterschied erklärt sich vor allem aus dem Sachverhalt, dass bei der Ermittlung dieses Orientierungswertes offensichtlich auch die Investitionskosten für die notwendigen Elektrolyseanlagen einbezogen wurden. Darüber hinaus könnten die Investitionskennzahlen aus dem internationalen Raum die spezifische Situation für Deutschland (leicht) unterschätzen:

- werden die Investitionskosten für die DRI-Anlagen um 20% höher angesetzt, so erhöhen sich die gesamten Investitionskosten (inklusive leicht steigender Integrationskosten) um rund 10% und können ein Niveau von insgesamt 5,7 Mrd. € erreichen;

- erhöhen sich alle Investitionskosten sowie auch die Integrationskosten um 20% so erhöht sich das Investitionsvolumen für die Ablösung einer Produktionskapazität für die Hochofen-Oxygenstahl-Route auf bis zu 6,2 Mrd. €;
- ein um 10 Prozentpunkte größerer Satz für die Integrationskosten würde ohne Erhöhung der sonstigen Investitionskosten das gesamte Investitionsvolumen auf bis zu 5,6 Mrd. € vergrößern;
- eine Erhöhung aller Investitionskosten um 20% und ein auf 30% erhöhter Aufschlag für die Integrationskosten würde zu einem Gesamtvolumen von etwa 6,7 Mrd. € führen.

Unter der Annahme eines etwa gleichmäßigen Umstellungsprozesses für die Sechsjahresperiode 2024 bis 2030 können sich aus den genannten Summen jährliche Durchschnittswerte für den Förder- bzw. Transferbedarf für die Investitionsseite der Transformation in der Größenordnung von 400 bis 500 Mio. € ergeben.

Die gezeigten Sensitivitätsanalysen unterstreichen, dass die notwendigen Investitionsvolumina sehr stark von den verfolgten Strategien bezüglich der Anlagenkonstellationen, aber auch den spezifischen örtlichen Bedingungen bzw. den entsprechenden Investitionskostenansätzen abhängen.

Letztlich markiert das für diese Beispielrechnungen unterstellte Szenario einer Transformation von Stahlerzeugungskapazitäten auf die neue Technologieroute etwa die Investitionen und die notwendigen Fördermittelbedarfe bis zum Jahr 2030, wobei die entsprechenden Projekte ab etwa 2024 schrittweise zur Umsetzung kämen. Eine ähnliche Größenordnung dürfte sich für die Dekade 2031 bis 2040 ergeben, wobei sich die entsprechenden Umstellungsinvestitionen etwa hälftig auf die beiden Jahrfünfte aufteilen würden.

Für den Zeitraum bis zum Jahr 2030 wären damit bis zu 3,8 Mrd. € Fördermittel notwendig (höchster Investitionsansatz und höchster Förderanteil). Eine genauere Eingrenzung des letztlich notwendigen Einsatzes von Fördermitteln ist jedoch faktisch erst mit einer Detailuntersuchung der an den jeweiligen Standorten und in den verschiedenen Unternehmen verfolgten Transformationsstrategien möglich. Unter der Annahme eines etwa gleichmäßigen Umstellungsprozesses für die Sechsjahresperiode 2024 bis 2030 können sich aus den genannten Summen jenseits der Extremwerte jährliche Durchschnittswerte für den Förder- bzw. Transferbedarf für die Investitionsseite der Transformation in der Größenordnung von 400 bis 500 Mio. € ergeben.

Spezifisch hinzuweisen ist aber auf den Tatbestand, dass die genannten Summen nur die Umstellungsinvestitionen betreffen. Die zusätzlich anfallenden Betriebskosten v.a. für den Einsatz von klimaneutralem Wasserstoff werden einen zusätzlichen Ausgleich zur Schließung der Kostendeckungslücke erforderlich machen.

Den zweiten Bereich mit voraussichtlich großen Förderbedarfen auf der Investitionsseite bilden die Schwerlastfahrzeuge für den Gütertransport auf der Langstrecke:

- Die Anschaffungskosten für Schwerlast-Lkw mit hoher Transportleistung liegen für Brennstoffzellen- wie auch für batterieelektrische Antriebe absehbar um etwa 100.000 € über denen für konventionelle Diesel-Lkw; aus diesem Grund werden in diesem Bereich derzeit und absehbar Förderungen von 80% der Zusatzkosten gewährt;

- in Perspektive, d.h. vor allem nach dem Beginn einer potenziell starken Wachstumsperiode des Markthochlaufs (v.a. im Zeitraum 2030 bis 2035), könnten diese Kostendifferenzen deutlich sinken und sich die Förderbedarfe entsprechend verringern.

Tabelle 5-2: Zusätzliche Anschaffungskosten und mögliche Fördermittelniveaus für den Markthochlauf von Brennstoffzellen-Fahrzeugen für den Schwerlastverkehr auf der Langstrecke, 2027-2035

	Neuzulassungen		Zusatzkosten		(impliziter) Fördersatz		Transferbedarf	
	2027-2030	2031-2035	2027-2030	2031-2035	2027-2030	2031-2035	2027-2030	2031-2035
	Periode gesamt		1.000 €/Fahrzeug		€/Fahrzeug		Mrd. €	
Referenzvariante	6.000	28.000	100	80	80%	75%	0,48	1,68
			100	50	80%	60%	0,48	0,84
Optimistische Variante	30.000	120.000	100	50	80%	60%	2,40	3,60
Pessimistische Variante	2.000	9.000	120	80	80%	75%	0,19	0,54

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Zur Abschätzung der entsprechenden Transferbedarfe, ob über den direkten Einsatz von Fördermitteln oder indirekte Mechanismen (Maut, Kfz-Steuern für Lkw, Preisüberwälzung bei zunehmendem Marktanteilsgewinnen etc.), zeigt die Tabelle 5-1 unterschiedliche Ausprägungen der möglichen Entwicklungen:

- die Referenzvariante auf Basis der Zulassungszahlen, die in der Modellanalyse „Klimaneutrales Deutschland“ (Prognos; Öko-Institut; Wuppertal Institut 2020) unterstellt wurden;
- eine (für Schwerlast-Fahrzeuge mit Brennstoffzellenantrieb) optimistische Variante, die im Bereich der Lkw-Hersteller diskutiert wird und in der die Neuzulassungszahlungen um etwa den Faktor 5 über denen der Referenzvariante liegen;
- eine (für entsprechende Fahrzeuge mit Brennstoffzellenantrieb) pessimistische, in der die Neuzulassungszahlen bei nur etwa einem Drittel der Werte in der Referenzvariante liegen.

Die Zusatzkosten für die jeweiligen Zulassungskohorten werden variiert und die ggf. impliziten Fördersätze so gewählt, dass die effektive Investitionskostendifferenz für die Halter der Fahrzeuge konstant bleibt und etwa den Niveaus entspricht, die sich derzeit bei einer Förderung von 80% ergibt.

- Für den Vierjahreszeitraum 2027-2030 (die ersten großvolumigen Zulassungen werden ab 2027 erwartet) liegen die Transferbedarfe zur Deckung der Zusatzkosten bei der Fahrzeuganschaffung in der Referenzvariante bei etwa 480 Mio. € bzw. 120 Mio. € jährlich. Die Bandbreite der Entwicklungsvarianten ist jedoch erheblich und reicht von 190 Mio. € bis 2,4 Mrd. € bzw. jahresdurchschnittlich von 50 bis 600 Mio. €. Dabei ergibt sich der obere Bandbreitenwert für den Fall, dass ein Durchbruch beim Absatz für Schwerlastkraftwagen mit Brennstoffzellenantrieb gelingt, also die Attraktivität dieser Fahrzeuge im Vergleich zu anderen emissionsfreien Antrieben aus Kosten-, Infrastruktur- oder anderen Gründen massiv steigt. Der untere Bandbreitenwert repräsentiert ein

Szenario, in dem für Brennstoffzellen-Lkw die Kostensenkungen schwächer ausfallen bzw. massive Probleme mit der Infrastruktur oder mit Blick auf die Akzeptanz im Speditionsgewerbe auftreten und Brennstoffzellen-Lkw deshalb nur geringe Marktanteile erzielen.

- Im Fünfjahreszeitraum 2031 bis 2035 ergibt sich in allen Varianten eine deutlich stärkere Dynamik, wenn auch auf sehr unterschiedlichen Niveaus. In der Referenzvariante gehen die zu deckenden Differenzkosten für die Anschaffung leicht zurück. Es verbleibt ein Transferbedarf von ca.1,68 Mrd. € bzw. 340 Mio. € jährlich. Wenn sich im Kontext der Marktdynamik ein sehr starker Rückgang der Differenzkosten ergibt, kann der Transferbedarf auf 840 Mio. € bzw. 170 Mio. € jährlich zurückgehen. Das (sehr) optimistische Wachstumsszenario im Bereich der Schwerlast-Lkw für den Fernverkehr kann sich letztlich nur im Kontext eines massiven Rückgangs der Differenzkosten ergeben, trotzdem ergibt sich hier mit 3,6 Mrd. € bzw. 720 Mo. € jährlich ein vergleichsweise hoher Transferbedarf. In der pessimistischen Variante liegt der Transferbedarf zur Kompensation der höheren Beschaffungskosten auf einem Niveau von etwa 540 Mio. € bzw. knapp 110 Mio. € jährlich.

Es soll jedoch explizit darauf hingewiesen werden, dass die direkten oder indirekten Transferbedarfe zum Ausgleich der Anschaffungskosten sich nicht ausschließlich auf den Bereich der Schwerlastfahrzeuge mit Brennstoffzellenantrieb beschränken. Wenn sich hier eine geringere Zuwachsdynamik ergibt, würde sich dies bei gleichen Beiträgen zur Erreichung der Emissionsminderungsziele in einem stärkeren Zuwachs und wahrscheinlich ähnlichen Transferbedarfen auf Seite der direkten elektrischen Antriebskonzepte spiegeln.

Wenn also Brennstoffzellenantriebe auf Wasserstoffbasis im Bereich des Schwerlast-Straßengüterverkehrs auf der Langstrecke vor allem im Zeitraum ab 2030 bei den emissionsfreien Lkw einen deutlichen (ca. 25% in der Referenzvariante) oder dominierenden Marktanteil (optimistische Variante) besetzen können, werden signifikante Transferbeträge notwendig. Für diesen Fall müssten durch die ganze Bandbreite der Transfermechanismen im Bereich des Straßengüterverkehrs bzw. auch durch die mit wachsenden Marktanteilen emissionsfreier Antriebe zunehmenden Überwälzungsmöglichkeiten auf die Speditionskosten Differenzbeträge von etwa 340 Mio. € aufgebracht werden. Die diesbezüglichen Unsicherheiten bleiben jedoch groß, die entsprechende Bandbreite liegt bei 170 bis 720 Mio. € jährlich.

Im Vergleich der beiden hier untersuchten Fälle eines Übergangs zu Wasserstoffanwendungen, die mit einem grundlegenden Technologiewechsel verbunden sind, zeigt sich, dass der Förderbedarf für die Transformation der Stahlindustrie im Verlaufe der 2020er Jahre wegen der relativ fixen Entscheidungsfenster mit einer relativ hohen Wahrscheinlichkeit von höherer Relevanz ist bzw. zu erkennbar höheren Förderbedarfen führt als die Umstellung des Schwerlastverkehrs. Deutlich wird auch, dass die Sicherung der entsprechenden Finanzmittel für die Umstellungsinvestitionen in der Stahlindustrie bereits deutlich vor dem Jahr 2024 geleistet werden muss. Die entsprechenden Modelle für den notwendigen Kostenausgleich mit Blick auf die Anschaffungskosten im Schwerlast-Güterverkehr sollten gleichwohl ebenso frühzeitig aufgesetzt werden, materialisieren werden sich die entsprechenden Finanzbedarfe wahrscheinlich aber erst gegen Ende der 2020er Jahre.

Für die erste Hälfte der 2030er Jahre könnten sich die entsprechenden Schwerpunkte der Transferzahlungen deutlich verändern. Wenn sich einerseits im Bereich der Stahlindustrie der Transformationsprozess relativ gleichmäßig fortsetzt und bezüglich der Investitionen nur relativ geringe Investitionskostensenkungen erzielt werden (können) und andererseits im Bereich des Schwerlastverkehrs eine starke Wachstumsdynamik für Brennstoffzellenantriebe und damit signifikante Kostendegressionen entständen, würden die jährlichen Transferbedarfe für die Anschaffungsunterstützung im Schwerlastverkehr die Investitions-Fördersummen in der Stahlindustrie erheblich übersteigen. Gleichwohl würden sich die Mechanismen der direkten und indirekten Transfers zwischen beiden Bereichen deutlich unterscheiden. Dies gilt auch und besonders mit Blick auf den Anteil der direkten und indirekten Transfers, wobei die ersteren im Bereich der Stahlindustrie dominieren dürften.

5.3. Finanzierungsbedarfe für die Schließung der Kostendeckungslücken

Auf Basis der detaillierten Kostenanalysen kann ein Mengengerüst für den Finanzierungsbedarf des Wasserstoffhochlaufs ermittelt werden.

In einem ersten Analyseschritt wird der Ausgleichsbedarf für die Betriebskosten ermittelt, die durch den Einsatz von Wasserstoff in den unterschiedlichen Einsatzbereichen entstehen. Die notwendigen Mittel und Transfers für die höheren Investitionen werden also zunächst nicht berücksichtigt. Für diese orientierenden Grobabschätzungen werden folgende Annahmen getroffen:

- die Mengengerüste für den Wasserstoffeinsatz in den unterschiedlichen Anwendungsbereichen wurden der Analyse „Klimaneutrales Deutschland“ entnommen (Prognos; Öko-Institut; Wuppertal Institut 2020);
- als Referenzsystem dient für alle Sektoren jenseits des Langstrecken-Güterverkehrs und der Raffinerien jeweils Erdgas (d.h. für die Stahlindustrie wurde die Umstellung auf die erdgasbasierte Direktreduktion bereits vorausgesetzt[67]), für den Güterverkehr erfolgt der Vergleich mit auf fossiler Basis erzeugtem Diesel, für die Raffinerien mit fossil erzeugtem Wasserstoff (zu Kosten von 1,50 €/kg H_2, 45 €/MWh H_2);
- für die Ermittlung der Kosten und CO_2-Bepreisungseffekte wurde berücksichtigt, dass sich vor allem im Bereich der Stahlindustrie sowie bei Brennstoffzellenanwendungen eine in Energieeinheiten höhere Verdrängung von fossilen Energieträgern (Erdgas bzw. Diesel) ergibt, die aus dem Reduktionsmittelbedarf bzw. der höheren Umwandlungseffizienz resultiert;

[67] Ob und in welcher Größenordnung sich die Betriebskosten für die Direktreduktion von Eisenerz mit Erdgas von der koksbasierten Eisenerzreduktion im Hochofen unterscheiden, hängt entscheidend von den Preisen für Erdgas und die metallurgische Nutzung von Koks ab. Die Preise für metallurgischen Koks liegen deutlich über den Kohlepreisen für den Einsatz in Kraftwerken etc., der für die europäische Situation repräsentative Preis für aus Polen importierten metallurgischen Koks notierte Anfang 2021 bei etwa 25 €/MWh, die monatlichen Durchschnittspreise bewegten sich seit 2017 in der Bandbreite von 20 bis 40 €/MWh. Vor diesem Hintergrund wurde die Umstellung der Eisenerzreduktion auf die DRI-Route für die Zwecke der hier vorgenommenen Schätzungen betriebskostenseitig zunächst als kostenneutral bewertet.

- die Kostentrajektorien für die entsprechenden Referenzenergieträger wurden ebenfalls von den dieser Modellanalyse zugrunde liegenden Parametern abgleitet;
- die Entwicklung der CO_2-Preise für das EU ETS wurden ebenfalls diesem Modellierungsprojekt entnommen, es ergeben sich Kosten (zu Preisen von 2019) von 52 €/EUA für 2030 sowie von 60 bzw. 70 €/EUA für die Zeithorizonte 2035 und 2040;
- für die Industriesektoren, die im Kontext des *Carbon-Leakage*-Schutzes derzeit eine kostenlose Zuteilung von Emissionsberechtigungen erhalten, wurde zunächst auch längerfristig eine Senkung der CO_2-Kosten von 80% unterstellt;
- die Entwicklung der CO_2-Preise für den Verkehrssektor wurden einer Untersuchung zur Reform des deutschen Systems der Steuern, Abgaben und Umlagen bzw. des nationalen Brennstoff-Emissionshandelssystems entnommen (Öko-Institut 2021a); damit ergeben sich hier CO_2-Preise (Basis 2019) von 125 €/t CO_2 für 2030 sowie 168 €/t CO_2 für 2035 und die Folgejahre;
- mit Blick auf die Dieselbesteuerung wurde ein Steueranteil vom umgerechnet knapp 40 €/t CO_2 der CO_2-Bepreisung zugerechnet, der verbleibende Dieselsteueranteil wurde als Beitrag zur Infrastrukturfinanzierung interpretiert (vgl. dazu Öko-Institut 2021a);
- für die Entwicklung der Wasserstoffkosten wurde für das Jahr 2030 ein Preisniveau (auf der Großhandels- bzw. Importebene) von 3,50 €/kg H_2, für 2035 von 2,50 €/kg H_2 sowie für 2040 von 1,75 €/kg H_2 zugrunde gelegt; darüber hinaus wurden für 2030 und 2035 Sensitivitätsanalysen zu Preisen von 2,50 bzw. 2,00 €/kg CO_2 bzw. 4,50 €/kg H_2 für 2030, 3,5 €/kg H_2 für 2035 sowie 2,50 €/kg H_2 für 2040 angestellt;
- als Option wurde die Nutzung von 20 TWh blauen Wasserstoffs untersucht, der v.a. in den einschlägigen Industriebereichen und nur für die bis 2030 aufwachsenden Wasserstoffbedarfe zu Kosten von nur 2 €/kg H_2 zur Verfügung stehen kann.

Die Analyse wurde jeweils für 5-Jahreskohorten angestellt, in der die in jeweils 5 Jahren aufwachsenden Wasserstoffanwendungen mit den entsprechenden Wasserstoffkosten, den Ausgleichseffekten durch die bestehenden expliziten (EU ETS, nETS) und impliziten (CO_2-Preisanteil der Energiesteuern, soweit diese relevant sind) und die verbleibenden Notwendigkeiten der Kostenlückenschließung verknüpft wurden.

Auf die Abschätzung der Kosten für den Hochlaufpfad bei synthetischen Flugtreibstoffen wurde hier verzichtet, da dieser erst zu einem vergleichsweise späten Zeitpunkt eine signifikante Größenordnung erreichen wird, die Kostenunsicherheiten für diesen Zeithorizont sehr groß bleiben und sich mit einer (zunächst geringen) Quotenverpflichtung als Einführungsinstrument ohnehin ein Mengensteuerungsmechanismus abzeichnet.

Tabelle 5-3: Wasserstoffbezogene Differenzkosten für den Markthochlauf des Wasserstoffsegments in der deutschen Volkwirtschaft, 2026-2040

	2026-2030	2031-2035	2036-2040	Anmerkungen
Aufwuchs des Wasserstoffeinsatzes	TWh (H_u) je 5-Jahreskohorte			gesamt am Ende des Jahrfünfts
Strom/Fernwärme	20	9	29	
Raffinerien	8	0	0	
Straßengüterverkehr*	4	18	13	
Stahlindustrie	15	9	5	
Grundstoffchemie	15	20	12	
Option: Blauer Wasserstoff	20	0	0	
Differenzkosten (ohne direkte oder indirekte CO_2-Bepreisung)	Mrd. € p.a. je 5-Jahreskohorte			jährliche Differenzkosten
Strom/Fernwärme	1,3	2,1	4,7	
Raffinerien	0,3	0,0	0,0	
Straßengüterverkehr*	0,4	6,1	3,2	
Stahlindustrie	0,8	1,5	0,5	
Grundstoffchemie	1,0	4,7	1,9	
Option: Blauer Wasserstoff	-0,6	0,0	0,0	
Summe ohne Blauen Wasserstoff	3,83	14,54	10,25	
Summe mit Blauem Wasserstoff	3,27	14,54	10,25	
Erträge aus der CO_2-Bepreisung (EU ETS**, ETS-2 & EnergieSt***)	Mrd. € p.a. je 5-Jahreskohorte			jährliche Erträge
Strom/Fernwärme	0,2	0,6	2,2	
Raffinerien	0,0	0,0	0,0	
Straßengüterverkehr*	0,2	5,1	4,0	
Stahlindustrie	0,1	0,2	0,1	
Grundstoffchemie	0,0	0,3	0,2	
Zusätzliche Transferbedarf	Mrd. € p.a. je 5-Jahreskohorte			jährlicher Transferbedarf
Strom/Fernwärme	1,1	0,3	0,5	Stromsystem/Verbraucher
Raffinerien	0,3	0,0	0,0	Treibhausgasquote/Verbraucher
Straßengüterverkehr*	0,2	0,2	0,0	zunehmend durch Überwälzung
Stahlindustrie	0,8	0,3	0,1	
Grundstoffchemie	1,0	0,9	0,4	
Summe ohne Blauen Wasserstoff	3,3	1,7	0,9	teilweise über staatliche Budgets
Summe mit Blauem Wasserstoff	2,8	1,7	0,9	teilweise über staatliche Budgets

Anmerkungen: * Referenzvariante.- ** unter Berücksichtigung der kostenlosen Zuteilung.- *** Energiesteuer für Diesel ohne den der Infrastrukturfinanzierung zuzurechnenden Anteil.- Preisbasis 2019

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Die Tabelle 5-3 zeigt die betriebskostenbezogenen Differenzkosten, deren (Teil-) Ausgleich durch die bestehenden Systeme der CO_2-Bepreisung sowie den verbleibenden Transferbedarf zur Schließung der Kostenlücke[68]:

- in der Wechselwirkung von Kostenreduktion für Wasserstoff und steigenden CO_2-Preisen ergibt sich der höchste Ausgleichsbedarf für das bis 2030 auflaufende Wachstum des Wasserstoffbedarfs;

[68] Gezeigt werden die jeweiligen Betriebskostendifferenzen für die verschiedenen Kohorten unter Berücksichtigung der Preis- bzw. Kostenentwicklungen für Wasserstoff und CO_2- über die Lebenszeit der Anlagen bzw. Fahrzeuge in der jeweiligen Kohorte. Der Ansatz der Wasserstoffbedarfe zum Ende des jeweiligen Kohorten-Zeitraums und die in den Folgejahren entstehenden Kostenänderungen für Wasserstoff und CO_2 sind gegenläufig, so dass für die hier vorgenommen Abschätzung der Jahreswerte relativ robuste Größenordnungen ermittelt werden können.

- für die Kohorte des bis 2030 aufwachsenden Wasserstoffbedarfs ergibt sich insgesamt die Notwendigkeit zusätzlicher Transfers von 3,3 Mrd. € jährlich; unter Berücksichtigung der Nutzungsoption für blauen Wasserstoff reduziert sich dieser Betrag auf etwa 2,8 Mrd. € p.a.:
  - der größte Anteil von ca. 1,1 Mrd. € p.a. entfällt auf die Schließung der Kostenlücke zu Erdgas im ersten Segment der wasserstoffbasierten Strom- und Fernwärmeerzeugung, die im Zuge der Ausbalancierung des zunehmend auf Wind und Solarenergie beruhenden Stromsystems bzw. im Zuge des Kohleausstiegs eine erste Aufwuchsphase durchlaufen soll; die Zusatzkosten sollen jedoch über entsprechende Strommarktinstrumente gedeckt werden;
  - ein Anteil von etwa 0,3 Mrd. € p.a. entfällt auf den Ersatz von fossilem Wasserstoff durch grünen Wasserstoff in den Raffinerien; die entsprechenden Zusatzkosten werden jedoch über den Mechanismus der Treibhausgasquote gedeckt;
  - der notwendige Ausgleich für den Langstrecken-Güterverkehr liegt mit weniger 0,2 Mrd. € p.a. auf relativ niedrigem Niveau; dies ist einerseits das Resultat eines bis 2030 begrenzten Aufwuchses des Wasserstoffbedarfs in diesem Anwendungsbereich sowie der andererseits im Vergleich zum Stromsektor oder den Industriebereichen vergleichsweise hohen Niveaus der CO_2-Bepreisung;
  - die beiden Industriesektoren Eisen- und Stahl sowie die Grundstoffchemie repräsentieren mit etwa 0,8 bzw. 1,0 Mrd. € p.a. den größten Ausgleichsbedarf auf der Betriebskostenseite;
- für die Kohorte der von 2031 bis 2035 neu hinzukommenden Wasserstoffanwendungen geht das Niveau der zusätzlichen Transfers auf ca. 1,7 Mrd. € jährlich zurück:
  - die Notwendigkeit von Ausgleichzahlungen für den Anlagenbetrieb im Bereich der Strom und Fernwärmeerzeugung geht im Zusammenspiel zwischen sinkenden Wasserstoffpreisen aus den entsprechenden Neuanlagen, der zunächst etwas nachlassenden Zuwachsdynamik sowie den steigenden CO_2-Preisen deutlich zurück und liegt nur noch bei 0,3 Mrd. € p.a.;
  - zusätzliche Transferbedarfe entstehen angesichts der rückläufigen Raffinerieproduktion in diesem Bereich nicht mehr;
  - die auf 0,2 Mrd. € zunehmende Kostendeckungslücke für den Langstrecken-Güterverkehr resultiert vor allem aus dem massiven Verbrauchszuwachs in diesem Bereich, der die Kostensenkungen bei der Wasserstoffherstellung sowie die Effekte steigender CO_2-Preise deutlich überkompensiert;
  - der Transferbedarf für die Stahlindustrie geht durch die geringer ausgeprägte Nachfragedynamik in der Kohorte 2021-2035 und die sinkenden Wasserstoffkosten auf 0,3 Mrd. € p.a. zurück, der deutliche Zuwachs der Transferbedarfe für die Grundstoffchemie auf 0,9 Mrd. € ist vor allem ein Ergebnis des deutlich steigenden Wasserstoffbedarfs in diesem Sektor;

- für die von 2036 bis 2040 neu entstehenden Wasserstoffbedarfe geht das Niveau der zur Betriebskostendeckung notwendigen Ausgleichszahlungen nochmals deutlich zurück:
  - trotz einer in diesem Zeitraum massiv zunehmenden Wasserstoffnachfrage für die Strom- und Fernwärmeerzeugung steigt der Ausgleichsbedarf auf 0,5 Mrd. € p.a. an;
  - für Raffinerien und den Langstrecken-Güterverkehr entsteht wegen der weiter sinkenden Wasserstoffkosten und steigender CO_2-Kosten kein wirtschaftlicher Ausgleichsbedarf bei den Betriebskosten mehr;
  - die zusätzlichen Beiträge zur Betriebskostendeckung im Bereich der Eisen- und Stahlindustrie sowie der Grundstoffchemie sinken wegen der zu großen Teilen bereits abgeschlossenen Umstellung auf Wasserstofftechnologien sowie der deutlich geringeren Wasserstoffkosten auf 0,1 bzw. knapp 0,4 Mrd. € p.a. und damit ganz erheblich ab;
- werden für die entsprechenden Ausgleichszahlungen Zeiträume von 15 Jahren veranschlagt (für den Lkw-Bereich 10 Jahre), so ergeben sich aus den potenziellen Zahlungsverpflichtungen bis zum Jahr 2055 Transferbedarfe von insgesamt 88 Mrd. €; bei Nutzung von jährlich 20 TWh blauem Wasserstoff für die Kohorte der bis 2030 in Betrieb genommenen Anlagen bzw. Fahrzeugen (d.h. bis 2040 bzw. 2045) reduziert sich dieser Wert vor allem in den Anfangsjahren um etwa 8,4 Mrd. €;
- Anteile von etwa 50% an den Transferbedarfen entstehen jeweils durch den Aufwuchs des Wasserstoffbedarfs in der Frühphase bis 2030, auf das Jahrfünft bis 2034 entfallen etwa 30% und die folgenden Jahre bis 2040 etwa 20%;
- ohne die direkt auf die Verbraucher überwälzten Kostenausgleiche (also für den direkten oder indirekt über den Staatshaushalt notwendigen Transferbedarf) ergibt sich im Gesamtzeitraum eine Größenordnung von 41 bis 45 Mrd. €[69];
- für den nach 2040 entstehenden Aufwuchs des Wasserstoffbedarfs entstehen auf Grundlage der hier unterstellten Rahmenbedingungen keine bzw. nur noch marginale zusätzlichen Transferbedarfe.

Für die bis Ende 2030 in Betrieb genommenen Anlagen bzw. Fahrzeuge entstehen damit betriebskostenseitige Ausgleichsbedarfe für den Wasserstoffeinsatz in Höhe von 2,8 bis 3,3 Mrd. € jährlich, für alle bis 2035 in Betrieb gehenden Anlagen bzw. Fahrzeuge von insgesamt 4,5 bis 5 Mrd. € sowie für die bis 2040 in Betrieb genommenen Anlagen bzw. Fahrzeuge von 5,4 bis 5,9 Mrd. € pro Jahr. Der direkt auf die Kunden überwälzbare Anteil dieser Betriebskostenausgleiche steigt im Zeitverlauf von etwa einem Drittel der genannten Summen auf etwa die Hälfte an.

Für eine Reihe von Schlüsselparametern wurden schließlich noch Sensitivitätsberechnungen durchgeführt:

[69] Diese Summe enthält auch die Kosten für den Straßengüterverkehr, da diverse Steuer- und Mautprivilegierungen für den Langstrecken-Güterverkehr jenseits der direkten oder indirekten CO_2-Bepreisung wegen des entsprechend reduzierten Steuer- bzw. Mautaufkommens für die Infrastrukturfinanzierung letztlich auch als Budgetfinanzierung interpretiert werden können, da die entsprechenden Summen anderweitig aufgebracht werden müssen. Der genannte untere Bandbreitenwerten ergibt sich bei Berücksichtigung des Anteils blauen Wasserstoffs, für den oberen Wert wurde die entsprechende Kostenreduktion nicht in Ansatz gebracht.

- eine Senkung der Wasserstoff-Bereitstellungskosten auf 2,50 €/kg im Jahr 2030 sowie auf 2,00 €/kg im Jahr 2035 reduziert die genannten Kosten für den Gesamtzeitraum um ca. 20%, wobei die größten Senkungen der Transferkosten auf die Kohorte der von 2031 bis 2035 in Betrieb genommenen Anlagen bzw. Fahrzeugen entfallen (hier sinken die Kosten um etwa 35%);
- eine Erhöhung der Kosten für das Wasserstoff-Aufkommen auf 4,50 €/kg im Jahr 2030, 3,50 €/kg im Jahr 2035 sowie 2,50 €/kg H_2 im Jahr 2040 erhöht die genannten Kosten insgesamt um etwa 50%, wobei die die höchsten Kostensteigerungen bei der Kohorte der 2031 bis 2035 sowie 2036 bis 2040 in Betrieb gehenden Anlagen und Fahrzeuge entstehen (ca. 70%).

Es muss jedoch sehr nachdrücklich darauf hingewiesen werden, dass es sich hierbei um relativ grobe Abschätzungen handelt, die allein die Größenordnung der notwendigen Transferbedarfe für die Betriebskosten durch die im Folgenden zu diskutierenden Zusatzmechanismen eingrenzen sollen.

Neben den Betriebskosten müssen durch den im Kontext des Übergangs zu den unterschiedlichen Wasserstoffanwendungen notwendigen Technologiewechsel zusätzliche Investitionskosten in Betracht gezogen werden. Die detaillierte Analyse für die beiden Sektoren Stahlerzeugung und Schwerlast-Lkw für den Langstreckenverkehr hat gezeigt, dass hier erhebliche Förder- oder Transferbedarfe für die Technologieumstellung entstehen, mit denen der Wasserstoff erst ermöglicht werden kann:

- Für eine Umstellung von Teilen des Schwerlastverkehrs auf der Langstrecke können vor 2030 in der Referenzvariante Ausgleichsbedarfe für die höheren Investitionen von etwa 480 Mio. € entstehen; dem steht jenseits der existierenden CO_2-Bepreisungsmechanismen über die Betriebszeit von 10 Jahren ein Ausgleichsbedarf für den benötigten Wasserstoff von etwa 1,7 Mrd. € gegenüber.
- Im Kontext eines sehr optimistischen Szenarios würde für die Investitionen im Bereich der Schwerlast-Lkw bis 2030 ein Ausgleichsbedarf von bis zu 2,4 Mrd. € entstehen; der o.g. Ausgleichsbedarf für den hier unabdingbar benötigten Wasserstoff würde sich allerdings etwa verfünffachen, so dass über eine Betriebszeit über 10 Jahre ein Fehlbetrag von etwa 8,6 Mrd. € (über welchen Mechanismus auch immer) finanziert werden müsste.
- Für die Neuzulassungen im folgenden Jahrfünft könnten sich die genannten Zahlen zum Ausgleich der Anschaffungskosten bei günstiger Entwicklung der Fahrzeugpreise um etwa 50 bis 75% und bei ausbleibender Kostensenkung um etwa den Faktor 3,5 erhöhen. Der über einen Zeitraum von 10 Jahren entstehende Ausgleichsbedarf für den Wassersstoffbedarf der entsprechenden Fahrzeuge würde angesichts der deutlich weniger stark sinkenden spezifischen Kosten für den Wasserstoff auf etwa 2,0 Mrd. € (Referenzvariante) bzw. 8,6 Mrd. € (optimistische Variante) steigen.
- Mit der THG-Quote für den Einsatz THG-emissionsarmer Energieträger im Straßen- und Schienenverkehr und die angedachte Einführung einer CO_2-Komponente sowie der Absenkung der Infrastrukturkomponente für elektrische Lkw im Rahmen der Lkw-Maut bestehen bzw. können weitere Bepreisungsmechanismen geschaffen werden, mit denen der Ausgleichsbedarf für Brennstoffzellen-

und sonstige elektrische Lkw durch eine Überwälzung auf die fossile Kraftstoffnachfrage und die stärker emittierenden Mautverpflichteten sehr weitgehend aufgebracht werden kann.

- Im Bereich der Stahlindustrie würden für die neuen Erzeugungsrouten Investitionen von 4,5 bis 6,6 Mrd. € bis zum Jahr 2030 benötigt, von denen möglicherweise 50% als Beihilfe verfügbar gemacht werden könnten. Im Gegensatz zu Brennstoffzellenfahrzeugen sind diese Investitionen durch die Übergangsoption eines (Teil-) Betriebs der Direktreduktionsanlagen mit Erdgas nicht starr an einen entsprechenden Wasserstoffeinsatz gebunden. Für die Erreichung der ambitionierten Emissionsminderungsziele auch in der Stahlindustrie müsste bei einem schnellen Übergang zum vollständigen Betrieb der Direktreduktionsanlagen mit Wasserstoff für den entsprechenden Wasserstoffbezug dieser Anlagen über einen Zeitraum von mindestens 15 Jahren eine Kostendeckungslücke von etwa 11,3 Mrd. € für grünen Wasserstoff geschlossen werden. Für das folgende Jahrfünft würden sich die genannten Zahlen um etwa zwei Drittel reduzieren.
- Bei Einsatz von blauem Wasserstoff könnte sich der Ausgleichsbedarf für den Wasserstoffeinsatz in Abhängigkeit von den im Stahlbereich eingesetzten Anteilen deutlich verringern.

Angesichts der diversen Unsicherheiten zur Preisentwicklung für die Wasserstoffbereitstellung sowie der Entwicklungen in den unterschiedlichen Anwendungsbereichen zeigt die Tabelle 5-4 nicht nur die ermittelten Flankierungsbedarfe für die jeweiligen Referenzvarianten, sondern auch die entsprechenden (großen) Bandbreiten.

Tabelle 5-4: Transfernotwendigkeiten für Investitionen bzw. Anschaffungen sowie die Beschaffung des erforderlichen Wasserstoffs

	Kohorte bis 2030		Kohorte 2031-2035		Kohorte 2036-2040	
	Zusätzliche Transfers für Investitionen	Transfers für Wasserstoff-einsatz*	Zusätzliche Transfers für Investitionen	Transfers für Wasserstoff-einsatz*	Zusätzliche Transfers für Investitionen	Transfers für Wasserstoff-einsatz*
	Mrd. €					
Strom/Fernwärme		16,6 (13,2-22,8)		4,6 (3,1-7,4)		7,4 (5,8-13,1)
Raffinerien		4,9 (3,6-7,4)				
Straßengüterverkehr Referenz	0,5	1,7 (1,1-2,5)	1,7 (0,8-1,7)	2,0 (0,0-7,0)		0,0 (0,0-0,6)
Straßengüterverkehr BSZ/H_2 optimistisch	2,4 -	8,6 (5,6-12,6)	3,6	8,6 (0,0-29,9)		0,0 (0,0-4,5)
Stahlindustrie	2,3** (2,0-3,3)	11,3 (8,8-15,9)	1,2** (1,0-1,6)	4,1 (2,6-6,9)	1,2** (1,0-1,6)	1,1 (0,8-2,1)
Grundstoffchemie	*** ***	14,4 (11,9-19,1)	** **	13,4 (10,0-19,6)	** **	5,3 (4,6-7,6)
Kostensenkung durch 20 TWh Blauer H_2		8,4 (5,1-14,6)				

Anmerkungen: * über einen Betriebszeitraum der Anlagen-/Fahrzeug-Kohorte von 15 Jahren (Lkw 10 Jahre) mit der entsprechenden (Preis-)Kohorte der Wasserstoffherstellung.- ** Investitionsförderung 50%.- *** derzeit nicht abschätzbar

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

In einer Gesamtbetrachtung der Kostensituation bzw. der Transfernotwendigkeiten wird unter Berücksichtigung aller Unsicherheiten und aller Komplexität eine Reihe von Aspekten deutlich (Tabelle 5-4):

- Für einige Einsatzbereiche von Wasserstoff wird letztlich nur ein Kostenausgleich für den Wasserstoffeinsatz notwendig. Im Bereich der Strom- und Fernwärmeerzeugung können und sollten diese Transfers im Rahmen von Strommarktinstrumenten und mit Blick auf die Raffinerien über den Anreizmechanismus der Treibhausgasquote erfolgen.
- Sowohl für den industriellen Einsatz als auch für den Langstrecken-Schwerlasttransfer werden Flankierungsmechanismen sowohl auf der Investitions- bzw. Anschaffungsseite als auch auf der Wasserstoffseite notwendig. Dieser Flankierungsbedarf ist unter Berücksichtigung der jeweiligen Unsicherheiten für die Stahlindustrie relativ gut, für die Grundstoffchemie bisher fast nicht und für den Bereich der Schwerlast-Lkw nur mit sehr großen Unsicherheiten abschätzbar. Für die Jahre bis 2030 bildet die Stahlindustrie mit hoher Sicherheit den größten Block der Investitionsflankierung.
- Für die im Zeitraum 2031 bis 2035 getätigten Investitionen wie auch für die Schließung der Betriebskostenlücke bei den bis 2035 in Betrieb genommenen Fahrzeugen wird der Flankierungsbedarf für den Schwerlastverkehr den Förderbedarf in der Stahlindustrie mit einiger Wahrscheinlichkeit übertreffen, sofern sich in diesem Bereich der Brennstoffzellenantrieb als dominierendes Antriebskonzept für den Langstrecken-Güterverkehr durchsetzen kann. Bei einer europäischen Integration der Flankierungsinstrumente (CO_2-Bepreisung für den Verkehrssektor, Treibhausgasquote, Lkw-Maut bzw. indirekt auch über die CO_2-Emissionsstandards) kann der Förderbedarf jedoch weitestgehend auf die Kunden der Speditionsunternehmen und die Nachfrager von fossilen Kraftstoffen überwälzt werden. Diesbezüglich und auch mit Blick auf die erheblichen Bandbreiten der möglichen Transfersummen verbleiben jedoch erhebliche Unsicherheiten und sind entsprechend flexible Politikansätze notwendig.
- Gleichwohl bleiben die Investitionen zum Technologiewechsel in der Stahlindustrie auch in der zweiten Hälfte der 2030er Jahre ein stetiger Prozess. Bei unveränderten Rahmenbedingungen spiegelt sich dies auch in einem stetigen Flankierungsbedarf im Bereich der Investitionen wider.
- Der mit Abstand größte Flankierungsbedarf für den Wasserstoffeinsatz ergibt sich im Zeitraum bis 2030 für die Strom- und Fernwärmeerzeugung sowie die Eisen- und Stahlindustrie bzw. die Grundstoffchemie mit jeweils einer etwas geringeren Größenordnung. Auf der einen Seite zeichnen sich diese Sektoren jedoch dadurch aus, dass der Wasserstoffhochlauf durch die komplementäre Nutzung von Erdgas relativ flexibel ist. Auf der anderen Seite müssen für die Absicherung des Wasserstoffeinsatzes (und damit auch eines wesentlichen Teils der Emissionsminderungseffekte) langfristige Verpflichtungen für den entsprechenden Betriebskostenausgleich eingegangen werden. Auf jährlicher Basis ergeben sich für jeden der genannten Sektoren Finanzbedarfe von etwa einer Milliarde Euro. Über die Jahre ergeben sich aus diesen Transfersummen erhebliche Beträge.
- Für die Eisen- und Stahlindustrie gehen die Flankierungsbedarfe für den Wasserstoffeinsatz ab 2031 in der Tendenz deutlich zurück, gleichwohl verbleiben

hier einerseits deutlich erkennbare Unsicherheiten. Andererseits ergeben sich auch unter Berücksichtigung der intertemporalen Flexibilität des Wasserstoffeinsatzes in diesen Industriesektoren auch erhebliche Flexibilitäten. Gleichwohl bildet die Zusage verlässlicher Rahmenbedingungen für die Flankierung des Wasserstoffeinsatzes eine wesentliche Voraussetzung für die notwendigen Technologiewechselinvestitionen.

- Sobald es im Bereich der Grundstoffchemie zur Umstellung von Prozessen auf Wasserstoffanwendungen kommt, steigt der Flankierungsbedarf für die entsprechenden Wasserstoff-Einsatzmengen massiv an. Die gilt auch und insbesondere für die erste Hälfte der 2030er Jahre.
- Auch wenn die einzugehenden Verpflichtungen für die Flankierung des Wasserstoffeinsatzes längerfristiger Natur sein sollten, zeigt die Übersicht, dass sich die Schwerpunkte der notwendigen Finanzierungszusagen bzw. die entsprechende Funktionalität wirkungsgleicher Mechanismen auf den Zeitraum bis zur Mitte der 2030er Jahre konzentrieren.
- Wenn eine Entscheidung zur grundsätzlichen Nutzbarkeit und der kostenseitig angemessenen Flankierung von blauem Wasserstoff getroffen wird, kann die Erschließung dieser Quelle die Finanzierungs- bzw. Flankierungsnotwendigkeiten in einer Phase diesbezüglich hoher Bedarfe auch helfen, die Finanzierungslage zu entspannen.

In den vorstehenden Analysen wurden die finanziellen Flankierungs- bzw. die entsprechenden Transferbedarfe auf einer abstrakten Ebene ermittelt und diskutiert. Für die konkrete Umsetzung dieser Transfers steht eine große Vielfalt unterschiedlicher Mechanismen zur Verfügung. Die folgenden Analysen beziehen sich auf diese Umsetzungsbereiche für einige Schlüsselbereiche.

5.4. Möglichkeiten zur Schließung der Kostendeckungslücken

5.4.1. Überblick

Die Kostendeckungslücke für den Markthochlauf einer Wasserstoffwirtschaft, aber auch darüber hinaus, ist signifikant und erreicht mit Blick auf die absoluten Transferniveaus erhebliche Größenordnungen. Für die Schließung dieser Kostenlücke stehen grundsätzlich folgende Optionen zur Verfügung:

1. die CO_2-Bepreisung für die konkurrierenden fossilen Produkte bzw. den konkurrierenden grauen Wasserstoff;
2. die Entlastung der in der Elektrolyseanlage anfallenden Stromkosten;
3. die Kofinanzierung der Investitionskosten für Elektrolyseanlagen (ggf. inklusive der verbundenen Anlagen);
4. die direkte Förderung des erzeugten Wasserstoffs bzw. der daraus erzeugten Produkte;
5. die Schaffung von Nutzungsverpflichtungen für den erzeugten Wasserstoff bzw. die daraus erzeugten Produkte.

Abbildung 5-7: Hebel zur Schließung der Kostendeckungslücke für den Einsatz von klimaneutralem Wasserstoff

Betriebskostenentlastung
- Stromkosten

Investitionskostenentlastung
- Elektrolyse
- Anwendungstechnologien

Produktförderung
- *Carbon Contracts for Difference*

Nutzungsverpflichtungen
- Wasserstoff und –derivate
- Produkte (grüner Stahl etc.)

CO_2-Bepreisung
- EU ETS
- andere Preis- Mechanismen: nETS (BEHG), Energiesteuern, Maut mit CO_2-Komponenten

Quelle: Öko-Institut

Die Möglichkeiten zur Senkung der Stromkosten sowie zur Flankierung der Investitionskosten für die Elektrolyse bzw. die Umstellungskosten des Technologiewechsels wurden in den vorstehenden Abschnitten bereits ausführlich dargestellt, so dass sich die folgenden Analysen ausschließlich auf die CO_2-Bepreisung in ihren unterschiedlichen Facetten sowie die Anwendungsförderung bzw. Nutzungsverpflichtungen konzentrieren können.

Unter den genannten Hebeln bilden strukturelle Stromkostensenkungen sowie die CO_2-Bepreisung und Nutzungsverpflichtungen die einzigen Optionen, die auch langfristig eine nachhaltige ökonomische Basis für Wasserstoff, Wasserstoffderivate bzw. die entsprechenden Anwendungen bilden können. Investitions- und Produktförderungen wird in der Markthochlaufphase eine wichtige Rolle zukommen, letztlich wird ihr Einsatz aber sehr klar auf diese Hochlaufphase bzw. auf die Zeiträume besonderer Herausforderungen (z.B. mit Blick auf *Carbon Leakage*-Gefährdungen) beschränkt werden müssen.

Die Unterschiedlichkeit der verschiedenen Flankierungsmechanismen zeigt aber auch, dass gerade für die in gewissen Zeiträumen wohl unvermeidliche Kombination dieser Mechanismen eine nicht zu unterschätzende Koordinationsaufgabe entsteht, um einerseits die wirtschaftlichen Voraussetzungen für den Einsatz klimafreundlichen Wasserstoffs bzw. entsprechender Derivate abzusichern, andererseits aber möglicherweise hohe Mitnahmeeffekte zu vermeiden.

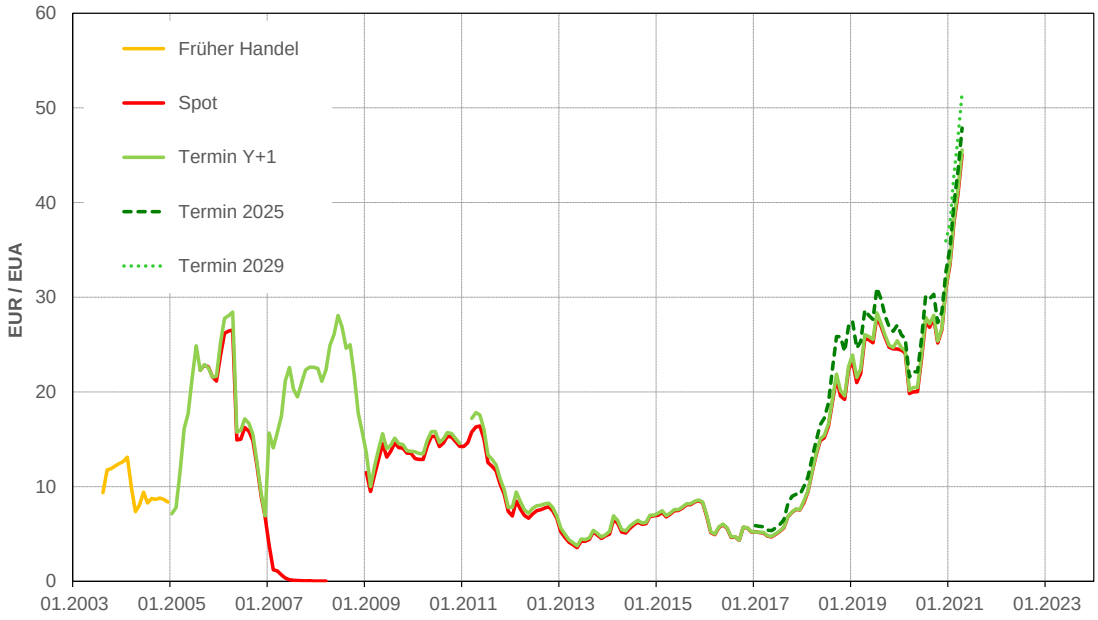
Nicht zuletzt muss darauf hingewiesen werden, dass Mechanismen zur Betriebskostenentlastung, Investitionskostenförderung sowie Produktförderung typischerweise der EU-Beihilfekontrolle unterliegen und ihnen damit im Regelfall mit Blick auf Förderniveaus und Flankierungszeiträume klare rechtliche Grenzen gesetzt sind bzw., dass diese Grenzen aktiv und gezielt ausgestaltet werden müssen.

5.4.2. CO_2-Bepreisung über das europäische Emissionshandelssystem

Das Emissionshandelssystem für Treibhausgase der Europäischen Union (*European Union Emissions Trading System* – EU ETS) ist das umfangreichste Bepreisungssystem für CO_2 und ausgewählte weitere Treibhausgase in den Bereichen Energiewirtschaft und energieintensive Industrie in der EU. Es erfasst letztlich alle für Wasserstoffanwendungen relevanten Sektoren der Strom- und Fernwärmeerzeugung sowie der Industrie.

Die Preise für Emissionsberechtigungen im EU ETS sind in den letzten Jahren und Monaten erheblich gestiegen und liegen aktuell im Bereich von 40-45 €/t CO_2. Zurückzuführen sind diese Entwicklungen einerseits auf Modernisierungsmaßnahmen innerhalb des Systems, mit denen die in der Vergangenheit entstandene Überversorgungskrise des EU ETS adressiert wurde (v.a. die sog. Marktstabilitätsreserve – MSR) sowie die mit dem European Green Deal bzw. der Erhöhung der EU-Emissionsminderungsverpflichtung für 2030 notwendigerweise einhergehende Verringerung der für die regulierten Unternehmen bzw. Anlagen verfügbaren Emissionsberechtigungen (Absenkung der Cap des EU ETS sowie ggf. weitere Anpassungsmaßnahmen). Für den Zeithorizont 2030 werden für den EU ETS Preisniveaus in der Bandbreite von 40 bis 100 €/t CO_2 erwartet wobei die große Mehrheit der Projektionen in der Bandbreite von 40 bis 60 €/t CO_2 liegt (EC 2020c; ICIS 2021).

Abbildung 5-8: Entwicklung der CO_2-Preise im Emissionshandelssystem der Europäischen Union, 2003-2021



Quellen: EvoMarkets, Intercontinental Exchange (ICE), European Energy Exchange (EEX), Berechnungen des Öko-Instituts

Die genannten CO_2-Preise wirken jedoch für die verschiedenen Anwendungsbereiche in sehr unterschiedlichem Maße:

- Für einige Bereiche werden die Emissionsberechtigungen vollständig versteigert, so dass für die entsprechenden Anlagen die CO_2-Preise direkt wirksam werden. Es handelt sich dabei vor allem um die Stromversorgung und in etwas abgeschwächtem Maße um die Fernwärmeerzeugung, die eine kostenlose Zuteilung von 30% des Wärme-Benchmarks (s.u.) erhält. Die CO_2-Preise des EU ETS erhöhen die Wirtschaftlichkeit von klimaneutralem Wasserstoff im Vergleich zu den entsprechenden fossilen Energieträgen auf direktem Wege (Stromerzeugung) bzw. nur leicht abgeschwächt (Fernwärme).
- Industriebereiche, die mit Blick auf die Verlagerung von CO_2-Emissionen in vom EU ETS nicht erfasste Regionen (*Carbon Leakage*) als gefährdet eingestuft und von der entsprechenden Liste der EU erfasst werden, erhalten zum Schutz vor *Carbon Leakage* eine kostenlose Zuteilung von Emissionszertifikaten. Das Niveau dieser kostenlosen Zuteilung lag in den letzten Jahren im Mittel bei 80 bis 90% der benötigten Emissionsberechtigungen. Zudem wird die kostenlose Zuteilung beim Ersatz von mit hoher CO_2-Last hergestellten Vorprodukten (Strom, Wärme, aber auch Wasserstoff) durch den Bezug von klimaneutral und außerhalb des Erfassungsbereiches des EU ETS hergestellte Produkte (wie z.B. grünem Wasserstoff) nach unten angepasst. Für diese Sektoren wird die Wirtschaftlichkeit von klimaneutralem Wasserstoff über das EU ETS nur sehr eingeschränkt verbessert.
- In diesem Kontext ist auch darauf hinzuweisen, dass die Erzeugung von Wasserstoff auf Basis von fossilen Brennstoffen in Raffinerien oder anderen Dampfreformierungsanlagen sich bisher auch für die kostenlose Zuteilung von Emissionszertifikaten qualifiziert. Damit entsteht durch die CO_2-Bepreisung des EU ETS auch nur ein stark abgedämpfter Effekt für die Schließung der Kostenlücke zwischen grauem und klimaneutralem Wasserstoff, also einem wirtschaftlich besonders vorteilhaftem Anwendungsfall für den Einsatz von klimaneutralem Wasserstoff.
- Mit der für die unterschiedlichen Sektoren teilweise sehr unterschiedlichen Fortschreibung des Benchmark-Konzepts für die Periode 2021-2030 können jedoch erheblichen Verzerrungen, auch mit Blick auf den zukünftigen Wasserstoffeinsatz, entstehen.
- Die kostenlose Zuteilung wird unter Berücksichtigung eines Gewichtungsfaktors für das *Carbon-Leakage*-Risiko (*Carbon Leakage Exposure Factor* – CLEF) sowie unter bestimmten Umständen eines allgemeinen Korrekturfaktors für die kostenlose Zuteilung (*Cross-sectoral Correction Factor* – CSCF) ermittelt, wobei ersterer für 94% der erfassten industriellen Emissionen 1 beträgt und letzterer die Beschränkung der gesamten kostenlosen Zuteilung auf einen Anteil von 43% der insgesamt verfügbar gemachten Emissionsberechtigungen (Cap) absichert.
- Als Komplementärmaßnahme zum EU ETS ist schließlich noch die Kompensation der indirekten CO_2-Kosten zu berücksichtigen, mit der für *Carbon-Leakage*-gefährte Industrien die den Strompreis erhöhenden Effekte des EU ETS über staatliche Beihilfen (teilweise) ausgeglichen werden können und in Deutschland durch eine entsprechende Förderrichtlinie auch beihilfeseitig kompensiert werden (BMWi 2017). Mit Blick auf die Prozesse, in denen die Kombination von Stromanwendungen mit dem Einsatz von Wasserstoff oder ggf. auch der

Stromeinsatz für die Wasserstoffherstellung relevant ist, betrifft dies vor allem die Eisen- und Stahlindustrie, verschiedene Bereiche der chemischen Industrie sowie mit der Neufassung der entsprechenden Beihilferegelungen ab 2021 (EC 2020b) auch die industrielle Herstellung von Wasserstoff. Hinzuweisen ist jedoch explizit auf den Sachverhalt, dass diese Beihilfen nicht für Stromlieferverträge gelten, die vertragsseitig keine CO_2-Kosten enthalten (BMWi 2017). Auf die Kompensation indirekter CO_2-Kosten ist im Kontext der Stromkosten für die Elektrolyse schon näher eingegangen worden (vgl. Kapitel 5.2.2.5).

Unter den vielfältigen Regelungen des EU ETS sind vor allem die folgenden Elemente hinsichtlich der Anreize bzw. zusätzlichen Finanzierungsbeiträge für den Einsatz von klimaneutralem Wasserstoff relevant:

- Die Höhe der kostenlosen Zuteilung von Emissionsberechtigungen für Industrieanlagen erfolgt im Regelfall auf der Basis historischer Aktivitäts- bzw. Produktionsniveaus[70], die mit spezifischen Benchmark-Werten multipliziert werden:
  - für viele emissionshandelspflichtige Anlagen bzw. Prozesse beziehen sich diese Benchmark-Werte allein auf die hergestellten Produkte (z.B. Koks, flüssiger Rohstahl, diverse Baustoffe, Papiersorten oder chemische Produkte) und sind typischerweise von den Emissionswerten der besten 10% der entsprechenden Anlagen bzw. Prozesse abgeleitet;
  - für einige emissionshandelspflichtige Anlagen bzw. Prozesse wird bei der kostenlosen Zuteilung zwar einerseits auf Produkte abgestellt, die Zuteilung wird aber nach unten korrigiert, wenn die Emissionen der Anlage durch von außen zugeführte Vorprodukte (Strom, Wärme, Wasserstoff) reduziert werden (z.B. Raffinerieprodukte, Ammoniak, diverse Elektrostahlsorten oder chemische Produkte), die emissionsfrei hergestellt werden;
  - für diejenigen Anlagen bzw. Prozesse, die durch die Benchmarks nicht erfasst werden und für die der Wärmeverbrauch erfasst wird, erfolgt die kostenlose Zuteilung auf Basis eines Wärmebenchmarks, der ab 2021 um 24% unter den spezifischen Emissionen einer erdgasgefeuerten Wärmeerzeugungsanlage mit einem Nutzungsgrad von 90% liegt;
  - für diejenigen Anlagen bzw. Prozesse, die durch die Benchmarks nicht erfasst werden und für die der Wärmeverbrauch nicht erfasst wird, erfolgt die kostenlose Zuteilung ab 2021 auf Basis eines Brennstoffbenchmarks, der um 24% unter den spezifischen Emissionen von Erdgas liegt (dieser Ansatz kommt z.B. für die kostenlose Zuteilung für Direktreduktionsanlagen zur Anwendung, in denen Eisenerz mit dem Reduktionsmittel Wasserstoff in weitgehend reines Eisen umgewandelt wird);
  - die einzige Ausnahme von der Benchmark-Zuteilung bildet der insbesondere für die Herstellung von direktreduziertem Eisen sehr relevante Bereich der prozessbedingten Emissionen, die durch Benchmarks nicht erfasst werden und für die eine kostenlose Zuteilung in Höhe von 97% der jeweiligen historischen Emissionen erfolgt.

[70] Für den Zeitraum 2021 bis 2025 betreffen diese den Median der Produktion der Jahre 2014 bis 2018 und für den Zeitraum 2026 bis 2030 den Mittelwert den Median der Produktion der Jahre 2019 und 2023.

- Ab 2021 wurde eine Anpassung der kostenlosen Zuteilung in Abhängigkeit von Produktionsänderungen eingeführt (*Output-based Allocation* – OBA). Weichen die zuteilungsrelevanten Produktionsniveaus im Mittel der zwei vorangegangen Jahre um 15% oder mehr vom Produktionsniveau in der historischen Basisperiode ab, wird die kostenlose Zuteilung um diese Abweichung korrigiert.[71]

Die Regelungen des EU ETS können im Gesamtpaket des *European Green Deal* schließlich nicht unabhängig von der möglichen Einführung von klimaorientierten Grenzanpassungsmaßnahmen (*Carbon Border Adjustment Mechanism* – CBAM) eingeordnet werden. Falls CBAM eingeführt werden, werden zwingend Anpassungen im Bereich der kostenlosen Zuteilung vorgenommen werden müssen.

In der Kombination dieser Regelungen ergibt sich für die Wasserstoffnutzung eine Reihe von Herausforderungen:

- Wenn die eigenständige Wasserstoffproduktion auf Grundlage fossiler Rohstoffe durch kostenlose Zuteilung an Emissionsberechtigungen ökonomisch flankiert wird und auch die genannten Anpassungen erfolgen, dann vergrößert sich einerseits der Unterstützungsbedarf für klimaneutral erzeugten Wasserstoff selbst im grundsätzlich attraktiven Bereich der heute vorfindlichen Wasserstoffanwendungen und andererseits entsteht auch bei steigenden CO_2-Preisen kein Beitrag zur Schließung der Kostenlücke.
- Wird die Produktion eines koksbasierten Hochofens verringert und durch die Erzeugung von Eisen aus einer wasserstoffbasierten Direktreduktionsanlage ersetzt, steht einer entsprechenden Korrektur der kostenlosen Zuteilung für den Hochofen auf Basis eines auch im Verhältnis zu den real entstehenden Emissionen vergleichsweise hohen Zuteilungsbenchmarks eine vergleichsweise niedrige bzw. restriktive kostenlose Zuteilung für die Direktreduktions- (DRI-) Anlage gegenüber. Bei einer Zuteilung auf Basis des Brennstoffbenchmarks für die DRI-Anlage entstehen zusätzliche Finanzierungsbeiträge für den Wasserstoffeinsatz kaum, da mit dem Einsatz von Wasserstoff auch die prozessbedingten Emissionen und damit der Bezugswert für die zukünftigen Zuteilungen zurückgehen.
- Im Bereich der Raffinerien wird der Wasserstoffeinsatz im Kontext eines vergleichsweise komplexen Verfahrens (der sog. CWT-Methode) bei der Ermittlung der Aktivitätsrate berücksichtigt. Würde also in der Raffinerie eigenerzeugter Wasserstoff (auf Basis von Erdgas) durch grünen Wasserstoff ersetzt, reduziert sich das rechnerische Produktionsniveau der Anlage und somit würde im Rahmen der oben beschriebenen Anpassungsregelung (OBA) auch die kostenlose Zuteilung entsprechend reduziert. Auch hier entstände kein zusätzlicher Finanzierungsbeitrag zur Deckung der höheren Kosten emissionsfrei erzeugten Wasserstoffs für den Raffinerieprozess, ganz unbeschadet der Frage, ob für Raffinerien eine kostenlose Zuteilung von Emissionsberechtigungen grundsätzlich notwendig ist bzw. im Kontext z.B. der Treibhausquote für Kraftstoffe auch sinnvoll sein kann.

[71] Ausgelöst wird die Anpassung, wenn das mittlere Produktionsniveaus der vergangenen zwei Jahre um mindestens 15% und jenseits dieses Werte in weiteren 5%-Stufen von den historischen Aktivitätsniveaus abweichen. Die Anpassung erfolgt jedoch auf Basis der genauen Abweichungen.

Mit dem wahrscheinlich um das Jahr 2030 erstmals greifenden Korrekturfaktor für die kostenlose Zuteilung (CSCF) wird das Niveau der kostenlosen Zuteilung deutlich und mit wachsender Dynamik abnehmen. Bei insgesamt steigenden Preisniveaus für Emissionsberechtigungen des EU ETS werden damit die Anreize zum Umstieg auf klimaneutrale und damit auch wasserstoffbasierte Produktionsverfahren zunehmen. Mit Blick auf die sich in den 2020er Jahren öffnenden Handlungsfenster der Modernisierungszyklen in wichtigen Industriebereichen (v.a. der Eisen- und Stahlindustrie) sowie die nach 2030 wohl deutlich zurückgehenden Kostendifferenzen zwischen klimaneutralem Wasserstoff und den fossilen Alternativen erscheint die pragmatische Nutzung unverzerrter CO_2-Preise (auch mit Blick auf die kostenlose Zuteilung) als Finanzierungsquelle für klimaneutralen Wasserstoff als eine sehr sinnvolle Übergangsstrategie in der zweiten Hälfte dieser Dekade.

Die Zuteilungen für die erste Hälfte der vierten Handelsperiode des EU ETS sind derzeit mit dem schon weit fortgeschrittenen Zuteilungsverfahren bis zum Jahr 2025 rechtlich fixiert. Im Rahmen des *European Green Deal* steht jedoch in jedem Fall eine Reform des EU ETS an, in der auch Änderungen im Bereich der kostenlosen Zuteilung möglich wären, soweit sie die über Jahre entwickelte und relativ komplexe Architektur des Systems der kostenlosen Zuteilung nicht fundamental verändern. Diese Veränderungen wären fast vollständig auf EU-Ebene und in den entsprechenden rechtlichen Regelungen umzusetzen, die jedoch in den aktuell anstehenden Novellierungsprozessen in jedem Fall Gegenstand der eher kurzfristigen Reform sein werden.

Im Kontext der im Rahmen des *European Green Deal* anstehenden Reform des EU ETS sowie einiger wichtiger Begleitmaßnahmen sind bezüglich der wesentlichen Treiber für die CO_2-Bepreisung im Rahmen des EU ETS folgende Aspekte hervorzuheben:

1. Die Definition einer neuen Cap für das EU ETS zur Anpassung an das neue Emissionsminderungsziel der EU erhöht das Ambitionsniveau des Systems und damit perspektivisch auch die CO_2-Preise (Öko-Institut 2021b; ICIS 2021).
2. Eine stringente Reform der Marktstabilitätsreserve des EU ETS kann zu einem schnelleren Abbau der historisch entstandenen Überschüsse an CO_2-Zertifikaten beitragen und damit zu robusteren Preisniveaus führen (Öko-Institut 2021b; ICIS 2021).
3. Die geplante Einführung von Grenzausgleichsmechanismen (*Carbon Border Adjustment Mechanisms* – CBAM) kann für die davon erfassten Industriesektoren zu einem komplementären Abbau der kostenlosen Zuteilung und der entsprechenden Verzerrungen beitragen.

Jenseits dieser grundlegenden Anpassungen des EU ETS könnten im Zuge der bevorstehenden Reform des EU ETS ggf. auch Anpassungen im System der kostenlosen Zuteilung für den Zeitraum ab 2026 verfolgt werden:

4. Gerade mit Blick auf die neuen Emissionsminderungsoptionen durch die Verfügbarmachung und umfassende Flankierung von klimaneutralem Wasserstoff (von der Treibhausquote bis hin zu spezifischen Fördermaßnahmen) ist die Fortführung der kostenlosen Zuteilung von Emissionsberechtigungen für die Wasserstoffherstellung in den Raffinerien sowie in separaten Erzeugungsanlagen nicht mehr zu rechtfertigen und sollte beendet werden. Mit dem entsprechenden Maßnahmenbündel könnte ein Anwendungspotenzial von etwa 5 TWh

klimaneutralen Wasserstoffs, verbunden mit den entsprechenden Emissionsminderungen von ca. 1,5 Mio. t CO_2, erschlossen werden.

5. Das Benchmark-System des EU ETS ist nahezu durchgängig auf grundsätzlich anreizorientierte Produktbenchmarks umgestellt worden. Die einzige Ausnahme bildet die Stahlherstellung, wo für das gleiche Endprodukt letztlich drei verschiedene, prozessabhängige Benchmarks zum Tragen kommen. Mit dem Vordringen der DRI-Technologie werden sich die damit verbundenen Verzerrungen des CO_2-Preissignals nochmals erheblich verstärken. Daher sollte ab 2026 dringend ein einheitlicher Stahlbenchmark eingeführt werden. Den Ausgangspunkt dafür kann der heute im Hochofenbereich verwendete sog. *Hot-Metal*-Benchmark bilden, auch wenn dieser aus Gründen der Produktspezifikation (kohlenstoffgesättigtes Eisen) nicht ohne Anpassungen z.B. für DRI-Anlagen verwendet werden kann. Die Einführung eines solchen Einheitsbenchmarks könnte die Kostendeckungslücke für den Wasserstoffeinsatz in DRI-Anlagen mit einem Beitrag in der Größenordnung von mehr als 10 €/MWh schließen helfen.
6. Die Korrektur der kostenlosen Zuteilung für Produktionsverfahren, bei denen die Wasserstoffherstellung mit hoher CO_2-Last durch den Bezug von klimaneutralem Wasserstoff abgelöst wird, sollte durch entsprechende Anrechnungsverfahren ersetzt werden. Die entsprechenden Verfahren existieren mit Blick auf die Vermeidung kontraproduktiver Anreize bei Anlagen, die eine kostenlose Zuteilung auf Basis des Brennstoffbenchmarks erhalten, aber die Effizienz ihrer Umwandlungsanlagen verbessern und könnten relativ einfach auf den Wasserstoffeinsatz übertragen werden.
7. Sofern die unter Punkt 4 genannte kostenlose Zuteilung von Emissionsberechtigungen für Raffinerien nicht abgeschafft werden kann oder soll, sollte der Ersatz von auf fossiler Basis erzeugtem Wasserstoff durch klimaneutralen Wasserstoff mit Blick auf die Anpassung der kostenlosen Zuteilung bei Produktionsanpassungen nicht angerechnet werden. Die entsprechenden Verfahren existieren für sehr ähnliche Sachlagen (s.o.) und könnten relativ einfach auf den Wasserstoffeinsatz in Raffinerien übertragen werden.
8. Zusätzliche Finanzierungsbeiträge aus dem EU ETS für die Finanzierung der Zusatzkosten klimaneutralen Wasserstoffs könnten schließlich auch durch eine gezieltere Anwendung des allgemeinen Korrekturfaktors für die kostenlose Zuteilung (CSCF) erschlossen werden, der wahrscheinlich um das Jahr 2030 erstmals zur Anwendung kommen wird. Für die kostenlose Zuteilung an Anlagen, deren reale Emissionen um mehr als 50% unter den jeweiligen Zuteilungsbenchmarks liegen, könnte die Anwendung des CSCF ausgesetzt werden.

Insbesondere die Veränderungen im Bereich der kostenlosen Zuteilung von Emissionsberechtigungen erscheinen zunächst als sehr kleinteilig, können aber erhebliche Blockaden für den Einsatz von klimaneutralem Wasserstoff im Industriebereich beseitigen bzw. in signifikantem Maße zur Schließung der Kostendeckungslücken beitragen und damit auch die Bedarfe für die anderweitigen finanziellen Flankierungen erheblich senken bzw. verkürzen.

Alle vorgeschlagenen Änderungen müssten im Kontext der anstehenden Reform der EU-Emissionshandelsrichtlinie im Zeitraum 2021 bis 2022 ausgehandelt bzw. beschlossen werden und könnten für die zweite Hälfte der laufenden Handelsperiode zum Tragen kommen.

5.4.3. CO_2-Bepreisung jenseits des derzeitigen europäischen Emissionshandelssystems

Auch für die Sektoren jenseits von Industrie und Energiewirtschaft existieren Mechanismen der CO_2-Bepreisung, die die Einführung von klimaneutralem Wasserstoff oder entsprechender Derivate wirtschaftlich flankieren können.

Für Deutschland ist dies zunächst das nationale Emissionshandelssystem (nETS), das mit dem Brennstoff-Emissionshandelsgesetz (BEHG) umgesetzt wurde und ab Anfang 2021 wirksam geworden ist. Die Preise für nicht vom EU ETS erfasste CO_2-Emissionen aus Verbrennungsprozessen werden nach den bisherigen Regelungen bis zum Jahr 2025 einem Fixpreis unterworfen, der von 25 €/t CO_2 im Jahr 2021 auf 55 €/t CO_2 ansteigt. Ab 2026 ist die Preisbildung im Markt vorgesehen, wenn auch zunächst innerhalb eines Preiskorridors von 55 bis 65 €/t CO_2. Für die Folgejahre werden deutliche Preissteigerungen angenommen, aktuelle Schätzungen für das Jahr 2030 liegen in einer Bandbreite von 125 €/t CO_2 (Öko-Institut 2020b) und 180 €/t CO_2 (Prognos; Fraunhofer ISI; GWS; IINAS 2020). Die Umsetzung des nETS über das BEHG ist u.a. rechtlich umstritten. In diesem Kontext sind sowohl eine frühere Freigabe der Preise als auch die Überführung in ein entsprechendes EU-Instrument vorstellbar.

Neben der expliziten CO_2-Bepreisung durch das nETS ist aber auch die implizite CO_2-Bepreisung über die Energiesteuern in Deutschland zu berücksichtigen. Werden die Energiesteuersätze auf die Basis von CO_2-Emissionn umgerechnet, so ergibt sich eine relativ große Bandbreite sowohl zwischen den Einsatzgebieten als auch den verschiedenen Energieträgern:

- die implizite CO_2-Bepreisung im Bereich der Heizstoffe liegt in der Bandbreite von 3,50 €/t CO_2 für Kohle und 30 €/t CO_2 für Erdgas;
- die implizite CO_2-Bepreisung durch die vollen Energiesteuersätze für Motorkraftstoffe liegt (ohne Berücksichtigung der Sonderregelungen für die Nischen-Treibstoffe Erd- und Flüssiggas) bei 179 €/t CO_2 für Diesel und 287 €/t CO_2 für Ottokraftstoffe;
- Wasserstoff wird – unabhängig von seiner Farbe bzw. CO_2-Last – bisher durch die Energiesteuern in keinem Einsatzbereich erfasst.

Gerade für die Motorkraftstoffe ist jedoch zu berücksichtigen, dass die Energiebesteuerung nicht in Gänze der impliziten CO_2-Bepreisung zugerechnet werden kann, sondern auch der Infrastrukturfinanzierung dient. Vor diesem Hintergrund wurde eine Analyse durchgeführt, welcher Teil der Infrastrukturkosten neben den entsprechenden Beiträgen von Lkw-Maut und Kfz-Steuer durch die Energiesteuer abgedeckt wird und welcher Teil als implizite CO_2-Bepreisung interpretiert werden kann. Letztlich wird mit diesem Gedankenexperiment die Frage gestellt, welcher Teil der Energiebesteuerung zukünftig auch für emissionsfreie Antriebe erhalten bleiben müsste, wenn die Infrastrukturfinanzierung auch zukünftig gesichert werden soll.

Tabelle 5-5: Energiesteuern für Diesel und Ottokraftstoff und die implizite CO_2-Bepreisung

	Energie-steuer-satz	End-energie-verbrauch*	Aufkommen			Infra-struktur-kosten	Implizite CO_2-Bepreisung durch Energiesteuer		
			Energie-steuer	Lkw-Maut	Kfz-Steuer				
	€/1.000 l	TJ	Mio. € p.a.				Mio. € p.a.	€/t CO_2	Anteil
Diesel	470,40	1.457	19.302	5.170	5.500	25.680	4.291	39,81	22%
Ottokraftstoff	654,50	724	14.945	0	3.506	10.060	8.391	161,01	56%
Anmerkungen: modellbedingt leichte Abweichungen von den statistisch berichteten Daten									

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Die Tabelle 5-5 zeigt die wesentlichen Annahmen dieser Analyse und die entsprechenden Ergebnisse. So verbleibt nach Abzug der den verschiedenen Fahrzeugklassen und des entsprechenden Kraftstoffverbrauchs zuordenbaren Infrastrukturkosten sowie der entsprechenden Beiträge aus Lkw-Maut und Kfz-Steuer eine implizite CO_2-Bepreisung von knapp 40 €/t CO_2 für Diesel sowie 161 €/t CO_2 für Ottokraftstoffe. Der Anteil der Infrastrukturfinanzierung an der Energiebesteuerung ergibt sich so für Dieselkraftstoff mit 78% und für Ottokraftstoffe mit 44%.

Da die Infrastrukturfinanzierung auch bei starker Marktdurchdringung emissionsfreier Fahrzeuge gesichert werden muss, sind die entsprechenden Kosten – wenn auch nicht notwendigerweise über den Weg der Energiebesteuerung – auch von diesen Fahrzeugen aufzubringen und können als Konsequenz nicht für die Schließung der Kostenlücke zwischen konventionellen und emissionsfreien Kraftstoffen in Ansatz gebracht werden.

Im Ergebnis ergibt sich für den Beitrag der CO_2-Bepreisung jenseits des EU ETS zur Schließung der Kostenlücke beim Einsatz von klimaneutralem Wasserstoff das in Tabelle 5-6 gezeigte Bild.

In der Summe aus impliziter CO_2-Bepreisung über die Energiebesteuerung und expliziter Bepreisung durch das nETS ergibt sich

- für den Einsatz von Erdgas (im Wärmemarkt) aktuell ein CO_2-Preis von 55 €/t CO_2 sowie zukünftig von (sehr) deutlich über 130 €/t CO_2,
- für den Einsatz von Heizöl EL (im Wärmemarkt) aktuell ein CO_2-Preis von 48 €/t CO_2 sowie zukünftig von (sehr) deutlich über 150 €/t CO_2,
- für den Einsatz von Diesel als Kraftstoff aktuell ein CO_2-Preis von 65 €/t CO_2 sowie zukünftig von (sehr) deutlich über 140 €/t CO_2,
- für den Einsatz von Ottokraftstoffen aktuell ein CO_2-Preis von 186 €/t CO_2 sowie zukünftig von (sehr) deutlich über 260 €/t CO_2.,
- für den Einsatz von grauem Wasserstoff mit hoher CO_2-Last im Vergleich zu klimaneutralem Wasserstoff keinerlei Kostennachteil.

Tabelle 5-6: Energiesteuern für Brennstoffe und die implizite CO_2-Bepreisung

			Nominaler Steuersatz	Impliziter Steuersatz	Ohne Infrastrukturfinanzierung
			€/ME	€/t CO_2	
Erdgas (Wärme)	EUR/MWh (H_o)	aktuell	5,50	30,23	
Heizöl EL	EUR/1.000 l	aktuell	61,35	23,03	
Heizöl S (Wärme)	EUR/t	aktuell	25,00	7,87	
Heizöl S (Strom)	EUR/t	aktuell	25,00	7,87	
Benzin unverbleit	EUR/1.000 l	aktuell	654,50	286,76	161,01
Diesel	EUR/1.000 l	aktuell	470,40	179,06	39,81
Kohle (Wärme)	EUR/GJ	aktuell	654,50	286,76	
Strom	EUR/MWh	aktuell	20,50	ca. 40,00*	
Wasserstoff**	EUR/kg		0,00	0,00	
zusätzlich: nETS (BEHG)	€/t CO_2	aktuell	25,00		
	€/t CO_2	2030	>>100,00		

Anmerkungen: * Ermittelt als wirkungsgleiche CO_2-Bepreisung im deutschen Stromsystem, hinzu kommt die CO_2-Bepreisung des EU ETS und deren Überwälzung auf die Strompreise.- ** Wasserstoff unterliegt nicht der Energiebesteuerung.

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Ohne eine massive Erhöhung der CO_2-Preise für die hier diskutierten Einsatzfelder wird der Einsatz von Wasserstoff oder Wasserstoffderivaten im Wärmesektor allein aus der Betriebskostenperspektive im Wärmemarkt nicht wirtschaftlich darstellbar und würde im Verkehrssektor allenfalls sehr langfristig eine Kostenparität erreichen können. Aus einer Berücksichtigung einerseits der Gesamtkosten einerseits, aber andererseits auch der emissionsfreien Alternativoptionen ergibt sich ein etwas differenzierteres, aber im Grundsatz kaum abweichendes Bild.

Gleichwohl bleibt die Angleichung der effektiven CO_2-Bepreisung im Zusammenspiel von Energiebesteuerung und nETS sowie die zukünftige Erhöhung der CO_2-Preisniveaus eine wichtige klimapolitische Aufgabe.

5.4.4. Produkt- und Absatzförderung

Zumindest für die nächste Dekade werden die Kostensenkungen für klimaneutralen Wasserstoff sowie die CO_2-Bepreisung kaum ausreichen, um die Kostenlücke beim Einsatz von klimaneutralem Wasserstoff zu schließen. Zumindest in denjenigen Bereichen, in denen die zeitlichen Entscheidungsfenster zum Übergang auf Wasserstofftechnologien sehr nahe, vergleichsweise kurz und eher starr sind sowie gleichzeitig die Kostensensitivität sehr stark ausgeprägt ist, werden deswegen weitere robuste Finanzierungsinstrumente entwickelt bzw. umgesetzt werden müssen. Vor diesem Hintergrund sind vor allem die industriellen Wasserstoffanwendungen, aber auch der Markthochlauf im Strom- bzw. Fernwärmesektor relevant.

Diesbezüglich sind Instrumente der Produkt- bzw. Absatzförderung von hohem Interesse, die überwiegend in der Kategorie *Carbon Contracts for Difference* (CCfD) subsummiert werden:

- Das dahinter liegende Grundkonzept besteht darin, dass einerseits die Kostendifferenz zwischen der konventionellen Herstellung der relevanten Produkte und dem Einsatz transformativer Produktionsverfahren auf Basis eines länger laufenden Vertrages ausgeglichen wird.
- Dieser Ausgleich soll jedoch dynamisiert werden. Sofern sich die Ertragssituation der transformativen Produktionsverfahren ändert, sollen die Ausgleichszahlungen entsprechend angepasst werden. Wenn sich Kostenvorteile für die transformativen Produktionsverfahren ergeben, sollen die entsprechenden Differenzkosten seitens der Vertragspartner auf der Unternehmensseite rückerstattet werden. Oft wird bei diesen Anpassungen auf die Veränderungen im Bereich der CO_2-Bepreisung abgestellt.
- Ungeklärt ist bei vielen CCfD-Modellen, an welcher Stelle der Wertschöpfungskette diese Differenzverträge ansetzen sollen: auf der Ebene von Inputstoffen (z.B. Wasserstoff), auf der Ebene von Zwischenprodukten (z.B. Roheisen) oder auf der Ebene von Endprodukten (z.B. verschiedene Chemikalien).
- Ungeklärt ist typischerweise auch, welche Finanzierungsquellen für CCfDs erschlossen werden sollen. Erstens könnte der Finanzierungsbedarf von CCfDs nach dem Modell des EEG durch produkt- bzw. industriespezifische Refinanzierungsmechanismen gedeckt werden (Umlagen); zweitens könnte das allgemeine Staatsbudget herangezogen werden und drittens könnte eine eher lose (politische) Kopplung an neue Steuern oder Abgaben bzw. die entsprechende Erhöhung von bestehenden Steuern oder Abgaben erfolgen (wie z.B. im Kontext der ökologischen Steuerreform von 1998).

Die Diskussionen um CCfD-Modelle erfolgen oft mit Blick auf sehr spezifische Produkte bzw. Produktionsverfahren. Einen besonderen Schwerpunkt bildet dabei derzeit die Stahlindustrie, für die CCfDs angesichts der schnell näher rückenden Handlungsfenster wahrscheinlich zuerst relevant werden dürften, die aber durch eine im Vergleich zu anderen, für CCfD relevanten Industriebranchen durch ein relativ wenig komplexes Verfahren gekennzeichnet ist.

Wenn jedoch CCfD für die nächsten ein bis zwei Dekaden ein (sehr) relevantes (Ergänzungs-) Instrument für die Transformation wichtiger Teile der Volkswirtschaft bilden sollen, sollten neben den Details industriezweigspezifischer Modelle auch einige Grundsatzfragen in die Entscheidungen zur Ausrichtung von CCfD-Modellen einbezogen werden:

- Soll ein zumindest strukturell sehr breit anwendbares Instrument geschaffen werden, das in möglicherweise sehr unterschiedlichen Branchen und für möglicherweise sehr breite Produktpaletten anwendbar bzw. übertragbar ist?
- Soll das Instrument primär der Schließung von Kostendeckungslücken durch den Einsatz von z.B. Wasserstoff dienen oder soll ein breiteres Spektrum von Emissionsminderungsanreizen und Produktionsverbesserungen angereizt werden?
- Soll das Instrument primär der Schließung von Kostendeckungslücken im Bereich der Betriebskosten (z.B. durch den Einsatz von Wasserstoff) dienen oder sollen mit diesem Instrument auch Deckungslücken bei den Vollkosten, also unter Einbeziehung ggf. notwendiger zusätzlicher Investitionskosten adressiert

und spezifische Instrumente zur Flankierung der Zusatzinvestitionen vermieden werden?

- Soll das Instrument mögliche Kostendifferenzen bei klimaneutralen Einsatzstoffen abbilden (z.B. mit Blick auf den Einsatz von grünem und blauem Wasserstoff) und die diesbezüglich ggf. entstehenden Mitnahmeeffekte vermeiden oder wird dieser Aspekt als von untergeordneter Bedeutung eingestuft?
- Wie strikt soll das Instrument an den verschiedenen Facetten der CO_2-Bepreisung (nominale CO_2-Preise, kostenlose Zuteilung von Emissionsberechtigungen, Kompensation indirekter CO_2-Kosten, CBAM etc.) ausgerichtet werden bzw. sollen auch anderweitige Faktoren einbezogen werden?
- Welche Komplexität der Methoden und Verfahren wird für die Anfangsphase und die weitere Entwicklung entsprechender Modelle für handhabbar gehalten?

Mit Blick auf diese letztlich politisch-praktisch zu entscheidenden Grundsatzfragen können strukturell zwei Entwicklungspfade für CCfDs unterschieden werden:

- CCfD setzen mehr oder weniger konsequent auf der Produktseite der transformativen Produktionsverfahren an:
  - ausgeglichen wird die Produktkostendifferenz;
  - angereizt werden umfassende Verbesserungen der Produktionsverfahren (z.B. nicht nur der Einsatz von Wasserstoff für die Herstellung des Zwischenprodukts direktreduziertes Eisen (Eisenschwamm), sondern auch die Erhöhung des Schrotteinsatzes in den nachfolgenden Verarbeitungsstufen der Stahlherstellung);
  - die Einbeziehung von ggf. erhöhten Investitionskosten ist zumindest strukturell möglich;
  - die Methoden zur Bestimmung des Basisniveaus für die konventionelle Produktion sind von überschaubarer Komplexität, weil auf der Basis von Marktpreisen ermittelbar (womit auch andere Marktfaktoren zum Tragen kommen und eher ein grundsätzlicher Marktschutz entsteht);
  - die Methoden zur Bestimmung des Referenzpreisniveaus, zu dem die Kostendifferenzen ausgeglichen werden, können insbesondere bei komplexeren Produktionsverfahren eine sehr hohe Komplexität erreichen; die Parametrisierungsunsicherheiten dürften steigen;
  - die Herausforderung von Mitnahmeeffekten durch entsprechende Optimierung der Inputstoffe (z.B. blauer versus grüner Wasserstoff) kann sich als erheblich erweisen;
  - der Bezug auf die CO_2-Kosten (in ihren verschiedenen Ausprägungen) als zentrale Variable der Differenzkostenermittlung ist schwierig bis praktisch unmöglich;
  - letztlich werden sehr branchenspezifische Modelle entwickelt werden müssen; die Entwicklung von Basismodellen und -verfahren, die nur in einzelnen Punkten sektorenspezifisch angepasst werden müsse, bleibt zumindest fraglich;

- CCfD setzen mehr oder weniger konsequent auf der Inputseite der transformativen Produktionsverfahren an:
  - ausgeglichen werden im Kern die Kostendifferenzen für den Einsatz von Wasserstoff im Vergleich zu den sonst verwendeten Einsatzmaterialien;
  - angereizt wird nur der Einsatz der adressierten Energieträger bzw. Rohstoffe, eine integrierte Optimierung wird nicht adressiert;
  - die ggf. erhöhten Investitionskosten müssen anders adressiert werden;
  - die Methoden zur Bestimmung des Basisniveaus für die konventionelle Produktion sind von geringer Komplexität, weil auf der Basis von Marktpreisen für die Referenzstoffe ermittelbar (andere Marktfaktoren werden ausgeschlossen);
  - die Methoden zur Bestimmung des Referenzpreisniveaus sind von überschaubarer Komplexität, entscheidend ist hier die Existenz von Herkunftsnachweisen, auf deren Basis die Referenzkosten für die eingesetzten Energieträger oder Rohstoffe ermittelt werden können;
  - Mitnahmeeffekte durch Optimierung der Inputstoffe (z.B. blauer versus grüner Wasserstoff) können weitgehend minimiert werden;
  - der Bezug auf die CO_2-Kosten (in ihren verschiedenen Ausprägungen) als zentrale Variable der Differenzkostenermittlung ist relativ einfach möglich;
  - die Entwicklung von Basismodellen und -verfahren, die in einzelnen Punkten sektorenspezifisch angepasst werden können, ist möglich.

Diese kompakte Übersicht zeigt, dass es letztlich keine Bestvariante für die CCfD geben dürfte, sondern Grundanforderungen und Grundüberzeugungen sowie praktische und politische Erwägungen eine herausragende Rolle spielen.

In Abwägung aller Aspekte wird den folgenden Ausführungen die zweitgenannte Ausprägung von CCfDs zugrunde gelegt.

- Zentrale Gründe dafür sind die relativ schnelle Übertragbarkeit auf unterschiedliche Sektoren (auch jenseits der Stahl- und Chemieindustrie), die klare Eingrenzung der auszugleichenden Differenzkostenelemente, die Vermeidung von Mitnahmeeffekten für z.B. den Einsatz von blauem Wasserstoff und die damit mögliche Verringerung der Transfervolumina, der relativ gut herstellbare Bezug zur CO_2-Bepreisung sowie der begrenzte Aufwand für Methodenentwicklung und die entsprechend geringere Herausforderung von Fehlparametrisierungen.
- Hingenommen werden damit die Nachteile, dass die Flankierung der Differenzkosten für Investitionen durch zusätzliche Instrumente erforderlich bleibt bzw. wird und dass die Anreize zur weiteren Optimierung der Produktionsprozesse begrenzt bleiben bzw. nicht das Optimum erreichen.
- Hingewiesen werden soll explizit auf den Sachverhalt, dass die Umsetzbarkeit des vorgeschlagenen CCfD-Grundmodells bzw. die Erschließung einiger der genannten Vorteile zentral von der Etablierung eines Zertifizierungs- und Trackingmodells für klimaneutralen Wasserstoff abhängt.

Diese Grundentscheidungen bzw. Voraussetzungen und Implikationen machen schließlich auch sehr deutlich, dass die Pfadentscheidungen für die Ausprägungen von CCfDs weitreichende Konsequenzen für den Politikmix der Wasserstoff-Flankierung haben.

5.4.5. Nutzungsverpflichtungen

Die Etablierung von Nutzungsverpflichtungen (z.B. über Quotensysteme bis hin zu Einsatzverboten für die jeweiligen Alternativen) bildet eine Möglichkeit, die zur Schießung der Kostendeckungslücke notwendigen Transfers ohne Inanspruchnahme des Staatshaushaltes oder explizite Umverteilungsmechanismen auf die Verbraucher zu überwälzen. Entsprechende Instrumente existieren in Deutschland (Treibhausgasquote im Bereich der Kraftstoffe), vor allem aber im internationalen Bereich (z.B. *Renewable Portfolio Standards* etc.).

Grundsätzlich sind solche Nutzungsverpflichtungen auch im Bereich von Wasserstoff bzw. Wasserstoffanwendungen vorstellbar und werden entsprechend diskutiert

- mit Blick auf den Einsatz von Wasserstoff oder Wasserstoffderivaten (allgemeine Wasserstoffquote, Quote für synthetische Flugtreibstoffe etc.);
- mit Blick auf den Einsatz von Produkten, die ggf. mit klimaneutralem Wasserstoff hergestellt werden (Nutzungs-(selbst-)verpflichtungen oder Quoten für grünen Stahl etc.).

Nutzungsverpflichtungen sind gleichwohl anspruchsvolle Instrumente bzw. müssen hinsichtlich ihres Einsatzbereiches sorgfältig eingeordnet werden:

- Für Wasserstoff/-derivaten sind Nutzungsverpflichtungen im Kontext von Strategien einer aktiven Sektorallokation nur in den Bereichen sinnvoll, in denen die Bezugsgröße für die Nutzungsverpflichtung hinreichend eindeutig einem Anwendungssektor zugeordnet werden kann (z.B. Flugtreibstoffe).
- Nutzungsverpflichtungen können mit begrenztem Transaktionskostenaufwand nur dann umgesetzt werden, wenn die betreffenden Nutzungen bereits einem robusten und umfassendem Mengen-Monitoring unterworfen sind und entsprechende Verpflichtungstatbestände definiert und durchgesetzt werden können.

Schließlich ist darauf hinzuweisen, dass Nutzungsverpflichtungen oft vergleichsweise komplexer rechtlicher bzw. administrativer Regelungen bedürfen.

6. Zertifizierung von klimaneutralem Wasserstoff

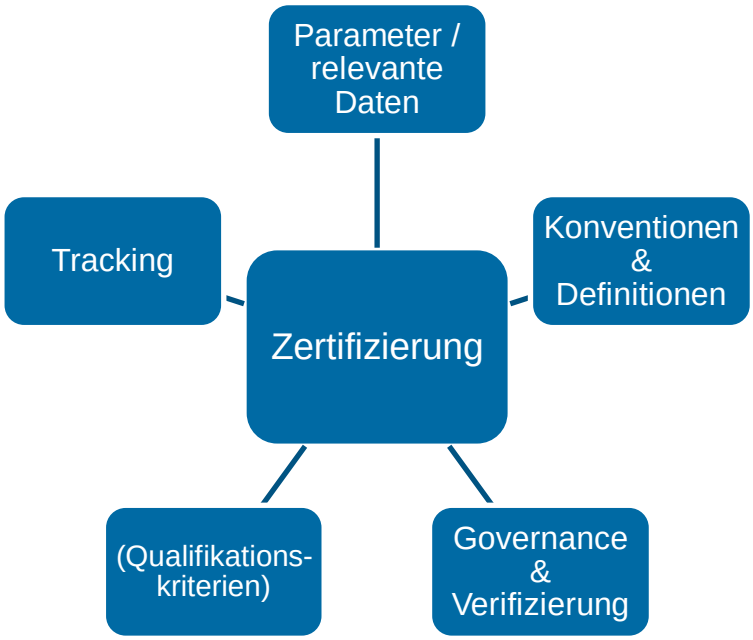
6.1. Grundsätzliche Zielstellung und Funktionsweisen von Zertifizierung

Um seine Rolle als vierte Säule der Energiewende entfalten zu können, werden insbesondere an die Herstellung und den Import des in Deutschland genutzten Wasserstoffs eine Reihe von Anforderungen und Kriterien geknüpft sein. Diese sind zum Teil im vorliegenden Dokument ausgeführt, zum Teil müssen sie noch weiter spezifiziert werden. Zur Überprüfung und Sicherung dieser Anforderungen und Kriterien, bedarf es eines funktionierenden Zertifizierungssystems. In welcher Art und in welchem Umfang ein solches Zertifizierungssystem definiert und implementiert wird, hängt unter anderem davon ab,

- welcher konkrete Zweck damit verfolgt wird,
- welche technischen und ökonomischen Rahmenbedingungen betrachtet werden sollen,
- in welchem Umfang (geographisch sowie mengenmäßig) eine Nutzung stattfindet sowie
- auf welche relevanten Normen und Regulierungen zurückgegriffen und auf welchen Vorarbeiten aufgebaut werden kann.

Grundsätzlich können verschiedene Elemente von Zertifizierungssystemen unterschieden werden (siehe Abbildung 6-1).

Abbildung 6-1: Elemente von Zertifizierungssystemen



Quelle: Öko-Institut

Zunächst ist zu klären, welche Parameter und Daten wertungsunabhängig ermittelt und berücksichtigt werden müssen. Dies umfasst einerseits rein administrative Aspekte (bspw. Name oder Identifier einer bestimmten Elektrolyse-Anlage), andererseits Aspekte, welche letzten Endes relevant sind zur Bewertung des zertifizierten Guts (hier: Wasserstoff), wie beispielsweise Informationen zum eingesetzten Strom oder zur Teilnahme an öffentlichen Fördersystemen. Um die Konsistenz der erhobenen Parameter innerhalb des Zertifizierungssystems zu gewährleisten, sind ausreichend genaue Konventionen und Definitionen festzulegen. Konkrete Regelungen zur *Governance* und zur Verifizierung der erhobenen Daten sind notwendig, um die Glaubwürdigkeit und Fälschungssicherheit der Zertifizierung zu sichern.

Ein Zertifizierungssystem dient dazu, die Einhaltung von bestimmten Anforderungen oder Qualifikationskriterien zu gewährleisten. Im einfachsten Fall werden diese Kriterien durch den Letztverbraucher definiert. Häufig setzt dieser aber auch Anforderungen, welche von Dritter Seite an ihn gestellt werden (z.B. für die Inanspruchnahme eines bestimmten verbrauchsbezogenen öffentlichen Fördersystems), und er kann anhand der im Zertifizierungssystem zuverlässig dokumentierten Parameter selbst gezielt entsprechend kriterienkonforme Mengen nachfragen (bspw. Wasserstoff, für dessen Erzeugung Strom mit bestimmten Eigenschaften eingesetzt wurde).

Die Zertifizierung kann dann auf zwei Arten zur Überprüfung der Qualitätskriterien genutzt werden: Entweder kann eine unabhängige Verifizierung am Ort des Verbrauchs basierend auf den Daten des genutzten Zertifizierungssystems erfolgen. Dieser Ansatz erleichtert auch die Prüfung von Kriterien, welche sich nicht nur auf die Erzeugung des betreffenden Stoffs beziehen, sondern auch Art, Ort und Zeit des Verbrauchs betreffen. Es ist aber auch möglich, dass detaillierte Qualifikationskriterien schon im Rahmen des Zertifizierungssystem festgelegt und geprüft werden, so dass nur solche Mengen überhaupt Eingang in das Zertifizierungssystem finden, welche den entsprechenden Kriterien entsprechen. Dies entspricht der Gewährleistung eines Mindeststandards hinsichtlich der Qualifikationsanforderungen für alle im Zertifizierungssystem abgedeckten Mengen. Zertifizierungssysteme können auch Mischformen annehmen. So können bestimmte Kriterien als Mindestvoraussetzung definiert werden, während aufgrund weiterer durch das Zertifikat dokumentierter Daten dann weitere Kriterien abgeprüft werden können. Außerdem kann beispielsweise die Erfüllung bestimmter Qualifikationskriterien auch in Form einer zusätzlichen Prüfbestätigung für die jeweilige zertifizierte Menge bei der Ausstellung des Zertifikats bestätigt und innerhalb des Zertifizierungssystems nachverfolgt werden (dies wird als „*Earmark*“, „*Tag*“ oder „*Label*“ bezeichnet). Hierfür muss im Rahmen des Zertifizierungssystems als Konvention vereinbart werden, unter welchen Kriterien (z.B. definierte EEG-Kriterien zur Befreiung von der EEG-Umlage) die ausstellende Organisation einen solchen *Earmark* auf dem Zertifikat setzen darf, und wie die notwendigen Verifizierungsmechanismen hierfür sind (z.B. Prüfung durch zugelassenen Auditor).

Darüber hinaus ist im Rahmen der Festlegung zum Zertifizierungssystem auch festzulegen, welches „Tracking“ der produktionsbezogenen Daten angewandt werden kann und darf. Tracking bezeichnet hierbei die Nachverfolgung und „Verknüpfung“ von erzeugungsbezogenen Daten (bspw. Ort und Zeitpunkt der Wasserstoff-Elektrolyse) zu einem bestimmten Verbraucher. Bei vielen Handelsgütern ist eine stofflich getrennte Nachverfolgung (*„Segregation“*) des jeweiligen Produkts bis hin zum Verbraucher technisch leicht möglich, und auch geboten, wenn sich die Kriterien tatsächlich auf die stoffliche Qualität des Endprodukts auswirken (z.B. Bio-Lebensmittel).

Langfristig wird sich grüner Wasserstoff, wie bereits heute schon der Inputfaktor regenerativer Strom, zu einer *Commodity* entwickeln, d.h. einem homogenen Gut, das stofflich nicht getrennt von anders produziertem Wasserstoff transportiert und gehandelt werden kann. Bei diesen Gütern ist das Tracking nicht oder nur mit sehr hohem zusätzlichem Aufwand möglich. Hierfür müssen also andere Bilanzierungsverfahren genutzt werden, welche trotz der unauflösbaren Durchmischung unterschiedlicher Güter funktionieren. Insbesondere im Bereich von Strom, welcher über das öffentliche Netz transportiert wird, hat sich zu weiten Teilen der Ansatz des „*Book & Claim*“ etabliert, in welchem innerhalb definierter Systemgrenzen (z.B. EU oder auch europäisches Stromverbundnetz, ggf. zzgl. Island) die physikalische Behandlung der *Commodity* (Einspeisung, Handel und Transport, Verbrauch von Elektrizität) von der Bilanzierung der betreffenden Eigenschaft (z.B. Art der Erzeugung und „Zuordnung“ dieser Eigenschaft zu einer analogen Stromverbrauchsmenge) abgekoppelt ist. Eine stoffliche Nachverfolgung von Strom mit unterschiedlichen Erzeugungscharakteristika im öffentlichen Stromnetz ist nicht möglich. Grundsätzlich ist das „*Book & Claim*“-Prinzip auch dann anwendbar, wenn keine physischen Voraussetzungen bestehen, die *Commodity* vom gegebenen Erzeuger zum Verbraucher zu liefern (z.B. Lieferung von geothermiebasiertem Strom aus Island für einen Stromverbraucher in Deutschland), wobei eine solche Voraussetzung natürlich durch entsprechende Kriterien definiert werden kann.

Im Kontext bestimmter Anwendungsbereiche für HKN oder bei Regionalnachweisen gemäß §79a (5) EEG gibt es teilweise auch Bestrebungen, die Bilanzierung im Strommarkt stärker an die physischen Marktaktivitäten anzuknüpfen, indem eine sogenannte „gekoppelte Bilanzierung“ entlang der vertraglichen Handelsketten im Strommarkt erfolgt. Hierzu muss allerdings festgehalten werden, dass zumindest im Strommarkt die Erfüllung dieses Anspruchs stark von der eigenen Motivation der beteiligten Akteure abhängt. Eine externe Verifizierung ist hingegen schwierig bzw. lässt sich leicht durch Maßnahmen wie bspw. gegenläufige *Swap*-Verträge zum Ausgleich der zertifizierten Handelsverträge unterlaufen.

Im Bereich der Gasnetze wird hingegen in vielen Anwendungsfällen die Nutzung von Massenbilanzierungssystemen vorausgesetzt, welche für den gesamten Weg von der Erzeugung, über die Einspeisung in das Gasnetz, den gesamten Transport und Vertrieb bis hin zu Entnahme aus dem Netz und Verbrauch eine zuverlässige und lückenlose Rückverfolgbarkeit sicherstellen sollen. In jedem Fall ist hier also – im Gegensatz zu den flexibleren Möglichkeiten eines *Book & Claim*-Systems – die technische Möglichkeit des physischen Transports vom Ort und Zeitpunkt der Erzeugung bis hin zum Verbrauch zwingend erforderlich. Allerdings ist auch hier zu diskutieren, welche Anforderungen hier konkret definiert werden, um diesen Anspruch als erfüllt zu betrachten.

In der Debatte um geeignete Zertifizierungsoptionen für das Gut Wasserstoff sind mehrere Besonderheiten zu berücksichtigen:

- Wasserstoff ist zwar eine Commodity, es existiert bislang jedoch noch kein Commodity-Markt, da Wasserstoff bisher nur in sehr geringem Umfang gehandelt (z.B. LKW-Traileranlieferungen bei Gewerbeunternehmen) wird. Der Markt befindet sich am Anfang des Hochlaufs und ist somit nicht mit den Märkten für Erdgas und Strom zu vergleichen und kann nicht an bestehende Märkte anschließen. Das bedeutet, dass sich viele Details des zukünftigen Wasserstoffmarktes auch erst in der Zukunft herausstellen werden und somit Bestrebungen

nach einer Zertifizierung perspektivisch viele unterschiedliche Optionen hinsichtlich möglicher Erzeugung, Handel, Transport und Verbrauch) berücksichtigen müssen.

- Welche Arten des Transports von Wasserstoff sich durchsetzen werden, ist bislang noch offen. Auch die Frage der Vermischung von Wasserstoff aus unterschiedlichen Herstellungsprozessen ist nicht geklärt. So kann derzeit nicht davon ausgegangen werden, dass verschiedene Farben des Wasserstoffs auch getrennt vermarktet und transportiert werden können. Zudem steht auch die Beimischung von Wasserstoff in das Erdgasnetz zur Debatte.
- Der Wasserstoffmarkt wird sich durch eine Vielfalt an Produkten (unterschiedliche Farben des Wasserstoffs) mit entsprechend unterschiedlichen Preisniveaus auszeichnen. Durch diese sehr unterschiedlichen Güteklassen der Produktvariationen bei Wasserstoff muss eine robuste Zertifizierung möglichst breit angelegt sein, und flexibel an unterschiedliche Anforderungen bzgl. der Dokumentation angepasst werden können.
- Die Zertifizierung von Wasserstoff wird von Anfang an eine signifikante europäische und internationale Komponente haben. Regelungen bzgl. einer Zertifizierung sind somit von Anfang an europäisch und international anzugehen. Dies kann zu erheblicher Trägheit in der Konsensfindung z.B. bezüglich Qualitätskriterien führen.
- Die Zertifizierung von Wasserstoff impliziert einen Bedarf an neuen Regelungen für die Anrechenbarkeit von Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und dem daraus produzierten Wasserstoff für die unterschiedlichen sektoralen Zielsetzungen. Als Beispiel sei eine mögliche Doppelanrechnung von Strom auf das Stromsektor-Ziel (obwohl dieser Strom in der Elektrolyse für die Wasserstoff Erzeugung genutzt wird) einerseits und die Verkehrsziele beim Einsatz von Wasserstoff andererseits. Zu beachten ist auch die Anrechnung auf der Anwendungsseite (Verbraucherinformation oder Nachweis im Rahmen einer regulatorisch festgelegten Erneuerbaren-Quote) und der Anrechnung auf die staatlichen Erneuerbaren-Ziele.

6.2. Bestehende Regelungen und Systeme als Grundlagen für ein Zertifizierungssystem für Wasserstoff

Bei der Entwicklung eines zukünftigen Zertifizierungssystems für Wasserstoff kann und soll auf etlichen schon bestehenden Systemen und Prozessen aufgebaut werden. Hierdurch kann zum einen der Entwicklungsprozess effizienter werden, zum anderen wird dies notwendig sein, um die Konsistenz zwischen den unterschiedlichen Systemen und Anwendungsbereichen zu erhöhen und beispielsweise unzulässige Doppelzählungen von Wasserstoffmengen und *Leakage* zu vermeiden. Dabei ist zu beachten, dass viele dieser Systeme und Aktivitäten einen Fokus auf den europäischen Rahmen haben. Eine Ausweitung des Zertifizierungsrahmens auf außereuropäische Erzeugungsländer würde dann einerseits hinsichtlich der Administration eines solchen Zertifizierungssystems eine wesentliche Erweiterung darstellen, andererseits auch hinsichtlich anzulegender Kriterien eine höhere Komplexität und umfassendere Betrachtungsweise mit sich bringen.

Herkunftsnachweise gemäß RED II, EECS und CEN/CENELEC 16325

- Basierend auf der Erneuerbaren-Richtlinie der Europäischen Union wurden in der EU bisher für Strom aus erneuerbaren Energien Herkunftsnachweise (HKN) implementiert. Diese wurden in vielen EU-Mitgliedstaaten, aber auch in Island, Norwegen und in der Schweiz im Rahmen des *European Energy Certificate System* (EECS) unter der Verwaltung der *Association of Issuing Bodies* (AIB) umgesetzt. Diese Herkunftsnachweise dienen ausschließlich dem Zweck der Information von Endverbrauchern über die erneuerbare Herkunft ihres Stroms im Rahmen der Stromkennzeichnung. Sie müssen hierfür bestimmte durch die Richtlinie definierte Mindestinformationen beinhalten. Die Allokation folgt dabei dem *Book & Claim*-Prinzip. Das EECS ermöglicht dabei grundsätzlich auch eine analoge Bilanzierung von nicht-erneuerbarer Stromerzeugung, wie es auch durch die RED II als Option benannt wird. Gemäß den allgemeinen Umsetzungs-Vorgaben der RED II (Art. 36) müssen bis Juni 2021 durch die Mitgliedstaaten auch analoge HKN-Systeme für erneuerbare Wärme/Kälte und für erneuerbare Gase (inkl. Wasserstoff) implementiert werden.
- In Deutschland ist für Strom-HKN das Umweltbundesamt als verantwortliche Stelle durch das EEG benannt. Weitere Regelungen durch das zuständige BMWi zur Einführung von Gas-HKN oder eine klare Benennung einer verantwortlichen Stelle für solche Gas-HKN in Deutschland sind bisher (Stand Ende April 2021) noch nicht absehbar.
- Gemäß RED II müssen die Mitgliedstaaten sicherstellen, dass ihre nationalen Herkunftsnachweise allgemein den Anforderungen der Norm CEN/CENELEC EN 16325[72] entsprechen. In ihrer bisherigen Fassung beinhaltete diese europäische Norm jedoch explizit nur Vorgaben für Zertifikate für Strom aus erneuerbaren Energien. Um die Norm ihrerseits konsistent mit den Anforderungen der RED II zu gestalten, wird derzeit diese europäische Norm überarbeitet, und kann ggf. daraufhin als eine Grundlage für weitergehende Wasserstoffzertifizierung gesehen werden.
- Ein zukünftiges Zertifizierungssystem für Wasserstoff kann zumindest teilweise hinsichtlich der Datenanforderungen, der Definitionen und der Prüfverfahren auf einem solchen HKN-System aufbauen. Dies gilt zumindest für Wasserstoff aus erneuerbaren Energien, aber es ist nicht unwahrscheinlich, dass auch Gas-HKN für nicht erneuerbare Energien (z.B. blauer Wasserstoff) implementiert werden. In jedem Fall ist sicherzustellen, dass Wasserstoffmengen nicht aufgrund fehlender Koordination mehrfach in den unterschiedlichen Bilanzierungssystemen erfasst werden, und Doppelzählungen angemessen vermieden werden.

[72] Europäische Norm „Herkunftsnachweise bezüglich Energie“ des Europäischen Komitees für elektrotechnische Normung (Comité Européen de Normalisation Électrotechnique - CENELEC)

Zertifizierungssystem für Wasserstoff im Mobilitätsbereich

- Die RED II macht in den Artikeln 25 bis 30 Vorgaben zum Einsatz von erneuerbaren Energien im Mobilitätsbereich. Dies umfasst auch die Prüfung von Kriterien für den Einsatz strombasierter Brennstoffe (*Renewable Fuels of Non-biological Origin* – RFNBOs). Dies kann auch erneuerbaren Wasserstoff beinhalten. Im Gegensatz zu den Herkunftsnachweisen, welche durch Art. 19 der RED II eingeführt werden und nach dem Book & Claim-Ansatz getrackt werden können, fordert die RED II für RFNBOs eine Bilanzierung durch Massenbilanzierungssysteme. Hierfür können sich freiwillige Systeme bei der Europäischen Kommission um eine formale Anerkennung bewerben. Eine entsprechende Bewerbung der *European Renewable Gas Registry* (ERGaR), einem Register für das Tracking von Biogas, wird beispielsweise derzeit durch die Europäische Kommission geprüft.
- Gemäß Artikel 28(3) richtet die Kommission eine Unionsdatenbank ein, welche die Rückverfolgung flüssiger und gasförmiger Kraftstoffe für den Verkehr ermöglichen soll, inklusive aller getätigten Transaktionen und relevanten Nachhaltigkeitseigenschaften.
- Die Europäische Kommission erarbeitet derzeit delegierte Rechtsakte zu Kriterien für die Anrechnung von aus dem Netz bezogenem Strom als erneuerbarer Strom für die Herstellung strombasierten Brennstoffe (Art. 27(3)) und zur verbindlichen Methode zur Bestimmung der THG-Emissionen strombasierter Brennstoffe (Art. 28(5)) für die Zielerfüllung im Verkehrssektor.
- Hierdurch werden spätestens Ende 2021 EU-weite Rahmenbedingungen für die Zertifizierung von Produkten auf Basis von grünem Wasserstoff erstmalig festgelegt sein. Diese könnten nachfolgend für alle Anwendungssektoren genutzt werden.

CertifHy

- Auf europäischer Ebene arbeitet das CertifHy-Projekt (Phase 3) im Zeitraum bis 2023 an der Erarbeitung und Implementierung von H_2-Zertifizierungssystemen in Europa. Grundlage hierfür sind – neben der RED II - Vorarbeiten aus den ersten beiden Projektphasen, welche zur Definition von Kriterien für „*CertifHy green hydrogen*“ und für „*CertifHy low-carbon hydrogen*“ geführt hat.
- Unter Mitarbeit der *Association of Issuing Bodies* (AIB) soll ein EECS-kompatibles H_2-Herkunftsnachweissystem entwickelt und zumindest in einzelnen Pilotländern implementiert und angewendet werden. Der Fokus liegt hierbei entsprechend der Vorgaben der RED II auf grünem Wasserstoff, aber auch nicht-erneuerbarer Wasserstoff (blauer Wasserstoff) soll nach Möglichkeit in dem System mitberücksichtigt werden.
- Darüber hinaus soll ein Zertifizierungssystem ausgearbeitet werden, welches die Erfüllung der Anforderungen der RED II an RFNBOs sicherstellt und in diesem Sinne als freiwilliges Nachweissystem durch die Kommission anerkannt wird.

- Durch die gebündelte Bearbeitung beider Zielstellungen in einem Projekt besteht die Hoffnung, dass hier sinnvolle Synergien bei der Adressierung der jeweiligen Zielstellungen genutzt werden, und dass durch ein hohes Maß an Koordination Doppelzählungen vermieden werden.
- Im erweiterten Sinn haben die bisherigen CertifHy-Projektphasen auch darauf abgezielt, H_2-Zertifikate als Grundlage für die stoffliche Nutzung (z.B. Stahlerzeugung, Chemische Industrie, Ammoniak) zu entwickeln. Allerdings liegt in der aktuellen Projektphase hier offensichtlich kein Fokus.
- Als Grundlage für ein zukünftiges Wasserstoff-Zertifizierungssystem bietet CertifHy eine sehr breite Grundlage mit hoher Relevanz. Hier müsste jedoch darauf geachtet werden, dass CertifHy auch alle als notwendig erachteten Kriterien berücksichtigt (entweder durch Überprüfung entsprechender Qualifikationskriterien und zumindest durch Erfassung der hierfür notwendigen Parameter), und dass neben grünem Wasserstoff auch blauer Wasserstoff in ausreichendem Umfang adressiert wird.

Sonstige relevante Aktivitäten

- Speziell für Biogas im öffentlichen Erdgasnetz gibt es in Deutschland und in Europa schon Zertifizierungssysteme, welche ein Tracking nach dem Massenbilanzansatz anwenden, wie die *European Renewable Gas Registry* (ERGaR) oder das Biogasregister der dena in Deutschland.
- Die *International Partnership on Hydrogen and Fuel Cells in the Eonomy* (IPHE) ist eine multinationale Plattform zur Entwicklung der Wasserstoff-Technologie. Eine wesentliche Aktivität, die speziell mit Blick auf die internationale Anschlussfähigkeit eines europäischen Zertifizierungssystems relevant werden könnte, sind die Abstimmungen zur Berechnung der Treibhausgasintensität von Wasserstoff als methodische Grundlage, sofern dieser Parameter im Rahmen der Zertifizierung berücksichtigt werden sollte.

Aus der Analyse der bestehenden Regelungen und Systeme lassen sich die folgenden übergreifenden Erkenntnisse ableiten:

- Es bestehen auf deutscher und europäischer Ebene umfassende operationale Zertifizierungssysteme für Strom (HKN). Auf den diesbezüglichen Vorarbeiten und technischen Systemen kann man auch für Wasserstoffzertifizierung aufbauen.
- Im Bereich der Wasserstoff-Wirtschaft wird von der Nutzung eines Zertifizierungssystems aufgrund der bestehenden und absehbaren regulatorischen Vorgaben ein enorm hohes Finanzvolumen abhängen. Dementsprechend muss bei der Einführung dieser Systeme ein nochmals verstärktes Augenmerk auf den Schutz vor Betrug und Fehlern gelegt werden.
- Für die Zertifizierung von Wasserstoff gibt es zwar umfassende Vorarbeiten, aber aktuell keine operationalisierten Zertifizierungsstrukturen. Im deutschen und europäischen Rahmen werden bspw. durch die RED II umfassende regulatorische Vorgaben gemacht, die für die Zertifizierung von Wasserstoff relevant

sind. Der Interpretation und die Koordination der Umsetzung sind derzeit noch laufende Prozesse.

- Hinsichtlich anzulegender Kriterien besteht mit Blick auf die relevanten Nachhaltigkeitsthemen noch viel Entwicklungsbedarf. Speziell mit Blick auf zukünftige Importe aus außereuropäischen Ländern sind viele der dann relevanten Nachhaltigkeitsaspekte noch nicht im Fokus der laufenden Diskussionsprozesse.
- Zu vielen der anstehenden Diskussionen gibt es auf europäischer Ebene laufende Arbeitsprozesse in gewissen organisatorischen Strukturen. Bei all diesen Prozessen ist wichtig, sich möglichst kurzfristig an den laufenden Diskussionsprozessen zu beteiligen, um diese umfassend zu verstehen und mitgestalten zu können.
- Bisher liegt der Fokus der einschlägigen Aktivitäten und Diskussionen auf grünem Wasserstoff, während Wasserstoff aus nicht-erneuerbaren Quellen (blauer Wasserstoff) mit nachrangiger Priorität adressiert wird. Es sollte dementsprechend darauf geachtet werden, dass auch im Bereich des blauen Wasserstoffs rechtzeitig geeignete Vorgaben gemacht werden, um unerwünschte Fehlentwicklungen in diesem Bereich zu vermeiden.
- Auf außereuropäischer Ebene gibt es – im Gegensatz zum europäischen Rahmen - bisher noch wenig strukturierte Aktivitäten mit Blick auf eine Zertifizierung von Wasserstoff. Hier gilt es, rechtzeitig den Blick vom bisherigen europäischen Betrachtungsrahmen auf die internationale Ebene zu erweitern.

6.3. Elemente eines zukunftsfähigen Zertifizierungssystems und die notwendigen Aufbauschritte

In den folgenden Abschnitten werden die Elemente für ein zukunftsfähiges Zertifizierungssystem und die dafür anstehenden Entscheidungen erarbeitet. Dazu werden zunächst für die Zertifizierung relevante Anwendungsfälle beschrieben. Die Anwendungsfälle helfen dabei, die notwendigen Elemente eines Zertifizierungssystem zu identifizieren. Darauf aufbauend werden die für die Zertifizierung von Wasserstoff relevanten Nachhaltigkeitsaspekte erarbeitet und dann die Elemente und Entscheidungsbedarf im Zeitverlauf herausgearbeitet.

Anwendungsfälle

Die Anwendungsfälle zeigen unterschiedliche Elemente der Wertschöpfungskette auf: Erzeugung von Wasserstoff, Transport von Wasserstoff und Verbrauch von Wasserstoff. Da eventuelle Förderinstrumente sowohl auf der Erzeugungsseite als auch auf der Anwendungsseite zum Einsatz kommen können, muss eine Zertifizierungsarchitektur beide Bereiche adäquat abbilden können.

Zunächst sind die unterschiedlichen Farben des Wasserstoffs als Anwendungsfälle der Erzeugung relevant. Neben den erneuerbaren strombasierten Wasserstofferzeugungsrouten (grüner Wasserstoff) sind hier auch Erzeugungsrouten auf Basis von Erdgas-

Strom in Verbindung mit CCS (blauer Wasserstoff) für ein Zertifizierungssystem zu berücksichtigen. Insbesondere bezüglich auszuweisender CO_2-Intensitäten sind hier auch Methanemissionen in der gesamten Kette der Wasserstofferzeugung relevant.

Mit Fokus auf den Strominput bei grünem (Strom aus erneuerbaren Energien), grauem (Strommix) oder rotem (Kernkraft) Wasserstoff sind die folgenden Anwendungsfälle relevant:

- Die Elektrolyseanlage ist nicht an Stromnetz angeschlossen, sondern hat eine Stromdirektleitung zur Stromerzeugungsanlage. Der Transport des Wasserstoffs zum Nachfrager kann unterschiedlich erfolgen.
- Die Elektrolyseanlage ist in das bestehende Stromnetz eingebunden (z.B. an einem Netzknotenpunkt) und bezieht Strom aus dem öffentlichen Stromnetz. Der Transport des Wasserstoffs zum Nachfrager kann unterschiedlich erfolgen.
- Zudem kann auch eine Mischform geben, in der die Elektrolyseanlage per Direktleitung an z.B. einen Windpark angeschlossen ist, jedoch trotzdem auch Strom aus dem öffentlichen Netz beziehen kann.

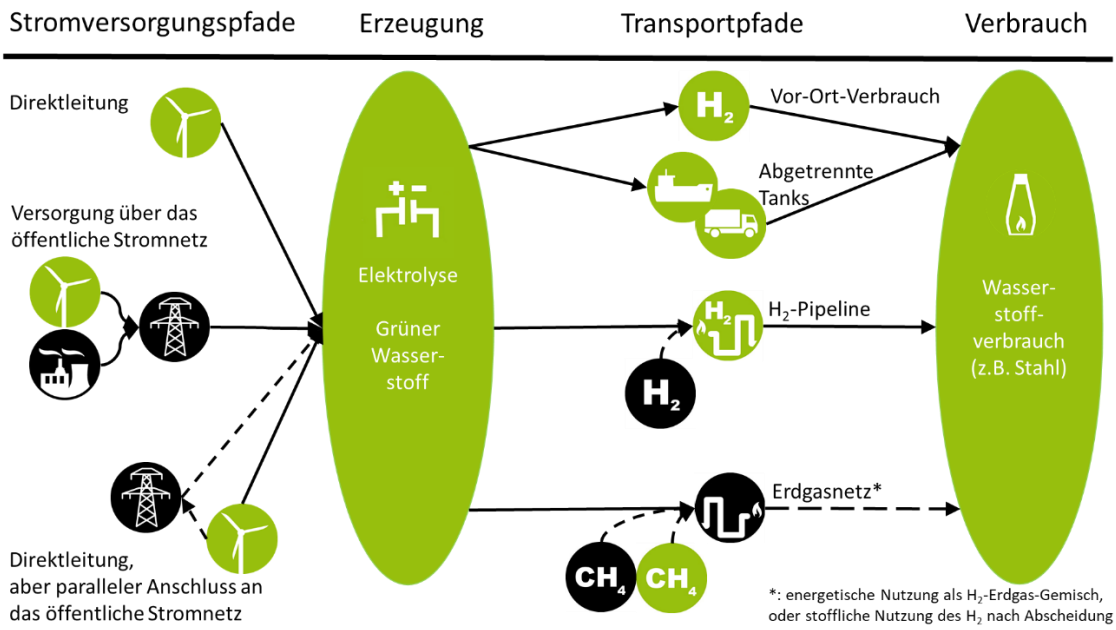
Wird zur Wasserstofferzeugung eine Elektrolyse eingesetzt, so sind Anwendungsfälle bezüglich des Wasserinputs zu unterscheiden. Der Wasserinput kann auf Oberflächenwasser oder Grundwasser sowie basieren. Alternativ können Meerwasserentsalzungsanlagen eingesetzt werden. Beide Optionen stellen unterschiedlichen Anforderungen an ein Zertifizierungssystem.

Mit Blick auf den Transport von Wasserstoff sind die folgenden Anwendungsfälle relevant. Für die Ausgestaltung eines robusten Zertifizierungssystems sind dabei insbesondere die Herausforderungen aufgrund von Vermischungsmöglichkeiten relevant:

- Die Elektrolyseanlage steht direkt auf dem Gelände des wasserstoffverbrauchenden Unternehmens. Dieser Anwendungsfall ist explizit in Europa relevant. Auf dem Werksgelände kann ggf. eine Vermischung mit grauem Wasserstoff (beispielsweise aus konventioneller Dampfreformierung) stattfinden.
- Wasserstoff wird per dezidierter Wasserstoffpipeline zum Verbraucher transportiert. Auch hier kann eine Vermischung der Wasserstoff-Farben stattfinden.
- Wasserstoff wird dem Erdgasnetz beigemischt. Hier findet eine Vermischung mit Erdgas, Biogas als auch anderen Farben des Wasserstoffs statt.
- Wasserstoff wird per Schiff, LKW oder der Bahn transportiert. Hier ist eine Vermischung nicht gegeben. Trotzdem kann beim Endverbraucher wiederum eine Vermischung verschiedener Farben Wasserstoffs stattfinden. Mit Blick auf den internationalen Handel mit Wasserstoff per Schiff ist davon auszugehen, dass beim Weitertransport im Zielland wiederum eine Vermischung stattfindet.

Schließlich ist auch der Einsatz von Wasserstoff relevant. Hier gilt es nicht nur zwischen den unterschiedlichen Sektoren oder bestimmten Institutionen als Käufer zu unterscheiden. Für anwendungsbezogene Fördersysteme ist relevant, ob der Wasserstoff dezidiert in einer als zulässig definierten Anwendung eingesetzt wurde.

Abbildung 6-2: Technische Anwendungsfälle für die Versorgung mit erneuerbarem Strom und den Transport des so erzeugten grünen Wasserstoffs hin zum Verbraucher



Quelle: Öko-Institut

Die oben beschriebenen relevanten technischen Anwendungsfälle hinsichtlich der Stromversorgung und des Wasserstoff-Transports sind in Abbildung 6-2 dargestellt. Je nach technischem Anwendungsfall ergeben sich unterschiedliche Anforderungen und Möglichkeiten hinsichtlich eines geeigneten Trackingverfahrens für Strom und Wasserstoff, welche bei der Entwicklung eines Zertifizierungssystems für Wasserstoff berücksichtigt werden müssen.

Relevante Nachhaltigkeitsaspekte für die Zertifizierung von Wasserstoff

Im Vergleich zur Zertifizierung von Strom, müssen im Falle von Wasserstoff mehrere Inputfaktoren (z.B. Wasserinput) und indirekte Effekte (z.B. Flächenbedarf für Stromerzeugung) in einem Zertifizierungssystem berücksichtigt werden. Während im europäischen Kontext davon ausgegangen werden kann, dass Mindeststandards z.B. bzgl. Umweltverträglichkeit und Ressourcennutzung existieren und durchgesetzt werden, müssen bei Wasserstoffimporten aus Drittländern solche Mindeststandards vermutlich über ein Zertifizierungssystem angereizt werden.

Die folgenden Kernthemen werden bei der Zertifizierung von grünem Wasserstoff zu adressieren sein:

- der Strominput bestimmt maßgeblich den die CO_2-Last (den „CO_2-Fußabdruck“) des erzeugten Wasserstoffs;

- Wasser wird für die Elektrolyse als auch für die Kühlung oder Reinigung von *Concentrated Solar Power* (CSP) oder PV-Anlagen benötigt;
- insbesondere die Strombereitstellung auf Basis erneuerbarer Energien benötigt Flächen für neue Windparks oder PV-Parks;
- ökonomische Effekte sind für die exportierenden Länder als auch auf lokaler Ebene (z.B. Arbeitsplatzeffekte) zu berücksichtigen;
- Menschenrechte sind einzuhalten und die Erfüllung der *Sustainable Development Goals* (SDG) anzustreben.

Die Frage des Strominputs ist auf europäischer Ebene der entscheidende Nachhaltigkeitsaspekt, welcher gezielt adressiert und geprüft werden muss. Bei den weiteren Nachhaltigkeitsaspekten (Wasser, Fläche, Ökonomische Effekte, Menschenrechte & SDGs) kann davon ausgegangen werden, dass diese im Rahmen der europäischen Governance-Strukturen ausreichend adressiert werden.

Tabelle 6-1: Nachhaltigkeits-Aspekte bei der Zertifizierung von importiertem Wasserstoff

Farbe des Wasserstoffs	relevante Nachhaltigkeits-Aspekte	Beispiele der zu adressierenden Themen
Grüner Wasserstoff	Strom	Erneuerbarer Strom aus zusätzlichen, neuen Anlagen Keine negativen Externalitäten im lokalen Stromsystem Keine Behinderung der lokalen Energiewende durch Entzug von EE-Beststandorten Zusätzliche Stromerzeugung für lokale Bevölkerung
	Wasser	Minimierung des Wasserbedarfs der H_2-Erzeugung Keine Erhöhung der Wasserpreise Keine Verschärfung von Knappheit Zusätzliche Wasserbereitstellung für lokale Bevölkerung
	Fläche	Keine ökologischen und kulturellen Schutzgebiete Keine völkerrechtsfraglichen Gebiete
	ökonomische Effekte	Wertschöpfung im Exportland ermöglichen Berücksichtigung lokaler Unternehmen & Arbeitskräfte Capacity-Building vor Ort
	Menschenrechte & SDGs	Einhaltung der unternehmerischen Sorgfaltspflichten Unabhängige projektspezifische Risikobewertung bzgl. SDGs
Blauer Wasserstoff	Methan-Emissionen	Lückenlose Erfassung inkl. der Erdgasvorkette
	Endlagerung	Erfassung der CO_2-Emissionen, Sicherheit

Anmerkung: grau hinterlegt sind Aspekte, welche für den Import aus europäischen Ländern als wenig kritisch eingeschätzt werden, die aber für den Import aus außereuropäischen Ländern relevant sind.

Quelle: eigene Darstellung Öko-Institut e.V.

Bei Importen aus dem außereuropäischen Ausland müssen hierfür jedoch geeignete Kriterien und Verifizierungsmechanismen definiert werden. Für blauen Wasserstoff sind insbesondere die Methan- und CO_2-Emissionen relevant. Dabei ist bei blauem Wasserstoff die gesamte Wertschöpfungskette zu berücksichtigen (Erdgasvorkette, Transport, CO_2-Abscheidung, CO_2-Transport und CO_2-Endlagerung). Zudem sind auch bei blauem Wasserstoff andere ökologische und sozio-ökonomische Effekte zu beachten. Die Tabelle 6-1 zeigt eine Übersicht über die zentralen Nachhaltigkeits-Aspekte für grünen und blauen Wasserstoff sowie Beispiele der jeweils zu adressierenden Themen innerhalb

eines Zertifizierungssystems. Hierfür müssen also zumindest ausreichend Daten durch das Zertifizierungssystem bereitgestellt werden, um auf dieser Basis einschlägige geeignete Kriterien abprüfen zu können.

Außerdem müssen bei der Entwicklung einschlägiger Zertifizierungssysteme mehrere übergreifende Aspekte mitberücksichtigt werden. Dies umfasst insbesondere die Frage, inwiefern durch die Kriterien und die damit verbundenen Bilanzierungssysteme eine Doppelzählung von Eigenschaften wie der Erneuerbaren-Charakter des Energieträgers ausgeschlossen werden soll und kann. Die Möglichkeit der Doppelzählung ist beispielsweise auch für die Zielerreichung auf Mitgliedsstaatenebene relevant.

Ein weiterer Aspekt betrifft die Frage, inwiefern Kriterien für nachhaltigen Wasserstoff sich nur auf bilanziell abgegrenzte Wasserstoffproduktionsmengen beziehen, oder einheitlich die vollständige Wasserstofferzeugung einer gegebenen Anlage (Elektrolyseur) abdecken soll. Hier muss beispielsweise geklärt werden, ob eine Anlage anteilig mit erneuerbarem und mit grauem Strom versorgt werden kann, und dann die entsprechenden bilanziellen Anteile der Wasserstoffproduktion als grüner respektive als grauer Wasserstoff betrachtet werden, oder ob die vollständige Stromversorgung eines Elektrolyseurs erneuerbar sein muss, um Wasserstoff, welcher in dieser Anlage erzeugt wurde, als „grünen Wasserstoff“ anerkennen zu können.

Entwicklung einer Zertifizierung und notwendige Entscheidungen im Zeitverlauf

Für die Einführung eines Zertifizierungssystems kann man mit Blick auf die kommenden Jahre unterschiedliche Phasen unterscheiden, welche sich hinsichtlich des jeweiligen Status Quo der energiewirtschaftlichen Entwicklungen in der Wasserstofferzeugung und –nutzung sowie hinsichtlich der parallel sich entwickelnden Zertifizierungssysteme differenzieren kann. Im Folgenden werden diese Phasen skizziert, sowie der vorrangig relevante Handlungsbedarf für politische Entscheidungsträger benannt.

Phase I (bis ca. 2023)

- Charakterisierende Elemente
  - Technische Anwendungsfälle: Bis zum Jahr 2023 sind weiterhin Demonstrationsanlagen in Deutschland zu erwarten, die auf dem Werksgelände größerer Industrieunternehmen lokalisiert sind und aus dem öffentlichen Netz Strom beziehen. Zudem sind Wasserstofferzeugungsanlagen zu erwarten, die direkt in das Erdgasnetz einspeisen. Ganz vereinzelt werden Demonstrationsprojekte entstehen, die in eine Wasserstoffpipeline einspeisen (Projekt GetH2 Nukleus).
  - Stand der Zertifizierungsstrukturen: Es bestehen auf europäischer Ebene operationale Zertifizierungssysteme für Strom (HKN). Für Wasserstoff gibt es zwar umfassende Vorarbeiten, aber aktuell keine operationalisierten Zertifizierungsstrukturen. Bis 2023 sind in einzelnen EU-Ländern Pilotimplementierungen durch AIB/CertifHy geplant. In Deutschland ist bisher noch keine zuständige Stelle für Gas-HKN (inkl.

Wasserstoff) benannt. Auch wenn bis Juni 2021 eine formale Implementierung der Anforderungen der RED II gefordert ist, ist dementsprechend eine umfassende Implementierung und Operationalisierung bis 2023 fraglich. Gleichzeitig ist abzuwarten, welche weiteren Anforderungen sich aus der anstehenden RED III ergeben. Auf internationaler Ebene laufen vorbereitende Arbeiten als Grundlage für eine zukünftige Zertifizierung von Wasserstoff an.

  - Geographischer Fokus: Aufgrund der fehlenden Transport-Infrastruktur liegt der Fokus in dieser Phase auf Deutschland, und ggf. der Vorbereitung von Importen aus einzelnen europäischen Ländern (z.B. Norwegen (blauer Wasserstoff) und den Niederlanden (blauer und grüner Wasserstoff)).

- Politischer Handlungsbedarf
  - Kriterial: Kurzfristig sollten Qualifikationskriterien im nationalen Rahmen mit Fokus auf verbrauchsbezogene Fördermechanismen diskutiert und festgelegt werden. Diese könnten – auch mit Blick auf die praktische Verifizierbarkeit – ggf. zunächst auf wenige Anwendungsfälle limitiert sein (z.B. nur EE-Direktversorgung der Elektrolyse; stofflich getrenntes Tracking des Wasserstoffes bei LKW-Trailern, keine Beimischung in das Erdgasnetz). Zur Vorbereitung der nächsten Phase sind Abstimmungen auf europäischer Ebene bzgl. anzulegender Kriterien zu treffen. Hierzu zählt auch die Definition geeigneter Verfahren zum Ausschluss von Doppelzählungen (Stichworte: EE-Zielanrechnung, Verbraucherinformation, Konversion zwischen unterschiedlichen Energieträgern, ggf. CO_2-Emissionen mit Blick auf die Kohlenstoffquellen für die Herstellung von Wasserstoffderivaten). Die noch laufenden Aktivitäten der Kommission im Jahr 2021 zur Erstellung des o.g. delegierten Rechtsakts sollen, soweit noch möglich, konstruktiv weiter begleitet werden und im Folgenden in der 37. BImSchV für die Anrechnung von RFNBO auf die THG-Quote im Verkehrssektor umgesetzt werden Aufgrund der europarechtlichen Notwendigkeiten aus der RED II liegt bei der Ausarbeitung von Kriterien der Fokus auf grünem Wasserstoff, aber parallel erscheint mit Blick auf die absehbare Relevanz von blauem Wasserstoff auch sinnvoll, entsprechende Kriterien für blauen Wasserstoff zu entwickeln. Bei startenden Diskussionen zu Kriterien auf internationaler Ebene sollen diese konstruktiv begleitet werden.
  - Institutionell: Sollte in dieser Phase schon eine verbrauchsseitige Förderung von Wasserstoff (z.B. im Rahmen eines CCfD-Systems) eingeführt werden, müsste hierfür kurzfristig ein Auditorprozess für die Zertifizierung von Wasserstoff etabliert werden (z.B. durch zu definierende Förderrichtlinien oder Verordnungen), solange noch keine weitergehenden Zertifizierungsstrukturen vorhanden sind. Die nationalen Kompetenzen zur Zertifizierung von Wasserstoff (bspw. die Benennung einer zuständigen Stelle für Gas-HKN i.S.d. RED II, Art. 19) sollten baldmöglichst festgelegt werden. Deutschland sollte, um sich an der Ausgestaltung relevanter Regeln und Infrastrukturen effektiv beteiligen zu können, an der AIB (*Gas Scheme Group*), der CEN/CENELEC-Arbeitsgruppe zur EN 16325 und ggf. CertifHy beteiligen. Eine verstärkte Kooperation

und Beteiligung im Rahmen weiterer relevanter internationaler Prozesse zur Etablierung methodischer Standards sollte geprüft werden (z.B. Methodik zu CO_2-Bilanzierung von Wasserstoff im Rahmen der IPHE).

  - Technisch: Ein geeignetes Register für Wasserstoffzertifikate (Herkunftsnachweise und Nachweise i.S.v. Art. 25-30 RED II) sollte in Abstimmung mit laufenden internationalen Aktivitäten (AIB / CertifHy) entwickelt und aufgebaut werden. Zur Vorbereitung der nächsten Phase sind geeignete Platzhalter in den Registern für die Überprüfung von Qualifikationskriterien vorzusehen. Parallel hierzu sollten die Arbeiten der Kommission zu einer Unionsdatenbank gem. Art. 28(3) begleitet werden.

Phase II (ca. 2023 bis ca. 2026):

- Charakterisierende Elemente
  - Technische Anwendungsfälle: Alle Anwendungsfälle der Stromversorgung der Elektrolyse sind grundsätzlich möglich, aber abhängig von den Kriterien-Entscheidungen in Phase I. Zusätzlich zu Phase I ist ein erster Transport von Wasserstoff in Pipelines auch zwischen Europäischen Ländern absehbar, ggf. mit Vermischung unterschiedlicher Wasserstoffqualitäten.
  - Stand der Zertifizierungsstrukturen: In dieser Phase kann von einem Roll-out eines Zertifizierungssystem für Wasserstoff (HKN und RFNBO-Mechanismus) auf EU-Ebene ausgegangen werden (im Rahmen der AIB). Der angenommene Abschluss dieses Roll-Outs im Jahr 2026 wird als Ende der Phase II angesetzt.
  - Geographischer Fokus: Der Fokus zur Anwendung einer Wasserstoffzertifizierung liegt weiterhin auf Deutschland und wenigen Nachbarländern, da weiterhin Beschränkungen aufgrund fehlender Importinfrastruktur bestehen. Zudem ist davon auszugehen, dass in dieser Phase erster blauer Wasserstoff anlandet (z.B. aus den Niederlanden).
- Politischer Handlungsbedarf
  - Kriterial: Aufbauend auf Phase I sollten die Diskussionen und letztlich Entscheidungen mit europäischen Mitgliedstaaten zu Qualifikationskriterien für den außereuropäischen Import vorangetrieben werden, mit dem Ziel, für die Marktakteure eine Investitionssicherheit für Importwasserstoff aus Drittländern ab 2030 zu schaffen. Die Kriterien müssen hierbei neben grünem Wasserstoff auch den Import von blauem Wasserstoff adressieren.
  - Institutionell: Die Kooperation in der AIB sollte fortgeführt werden. Darüber hinaus sollte ein Screening erfolgen, mit welchen Akteuren auf globaler Ebene eine Vernetzung erfolgen muss, um den Import aus Drittländern vorzubereiten.

  - Technisch: Abhängig von den technischen Notwendigkeiten, die sich aufgrund von Hochlauf-, Technologie oder Kriterien-Entwicklungen ergeben, sollte eine europäische und ggf. globale Abstimmung zum technischen Aufbau eines abgestimmten Bilanzierungssystems für zukünftige außereuropäische Länder erfolgen.

Phase III (nach 2026):

- Charakterisierende Elemente
  - Technische Anwendungsfälle: In dieser Phase könnten erste europäische Wasserstoffpipelines entstehen. Zudem ist der Hochlauf von Importen von Wasserstoffderivaten (Ammoniak, Methanol) absehbar. Die relevanten Anwendungsfälle für Strominput aber auch Wasserinput für erste Wasserstofferzeugungsanlagen in Drittländern sind weitgehend abhängig von kriterialen Anforderungen, die in Phase II beschlossen werden.
  - Stand der Zertifizierungsstrukturen: In Europa sind mit Abschluss der Phase II umfassende Zertifizierungsstrukturen für Wasserstoff operational.
  - Geographischer Fokus: Es erfolgt ein langsamer Hochlauf von europäischen Importen (Iberische Halbinsel etc.), später auch von Importen aus Drittländern (ab ca. 2035).
- Politischer Handlungsbedarf
  - Kriterial: In Phase III sollte eine zunehmende Implementierung der Kriterien und fortlaufendes Monitoring der Effekte dieser Kriterien (z.B. auch spezifisches Projekt-Monitoring) erfolgen. Entsprechend der Erkenntnisse aus diesem Monitoring müssen die Kriterien sachgerecht weiterentwickelt werden.
  - Institutionell: Im Einklang mit der Entwicklung der technischen Infrastruktur in Drittländern müssen multinationale und nationale Zertifizierungsstrukturen geschaffen werden. Dies umfasst bspw. die Schaffung von übergeordneten Governance-Strukturen (i.S. einer internationalen AIB), aber auch die notwendigen nationalen Strukturen in den beteiligten Ländern und die Etablierung von Mechanismen für Audits und Verifizierung.
  - Technisch: Eine Operationalisierung eines internationalen Zertifizierungssystems inkl. technischer Register sollte nach Bedarf angestrebt werden.

Es zeigt sich, dass in den kommenden Jahren ein großer Bedarf an Abstimmung auf politischer Ebene notwendig ist, damit rechtzeitig Wasserstoff auf Basis fundierter Kriteriensätze zertifiziert werden kann.

7. Zwischenfazit: Ausgangspunkte, Rahmenbedingungen, Notwendigkeit und Möglichkeiten einer aktiven Sektorallokation

Die vorstehenden Analysen haben sehr deutlich gezeigt, dass die Einführung eines wasserstoffbasierten Segments in das Energie- und Industriesystem eines hoch entwickelten Landes aus einer Vielzahl von unterschiedlichen Perspektiven betrachtet und bewertet werden kann. Sie haben aber auch deutlich gemacht, dass Wasserstoff und Wasserstoffderivate zumindest in den meisten Fällen nur in teilweise sehr spezifischen Kontexten bewertet werden können, denn Wasserstoff ist, von diversen Ausnahmen abgesehen, immer eine von mehreren Optionen zur Erreichung von Klimaneutralität. Zudem spielen Transformationspfade und Pfadentscheidungen in unterschiedlichen Bereichen eine zentrale Rolle, da sich Einordnungen und Bewertungen für verschiedene Phasen der Gesamtentwicklung in erheblichem Maße unterscheiden können, wenn sich zum Beispiel unterschiedliche Markthochlaufpfade zumindest in Teilen gegenseitig ausschließen.

In der Zusammenschau des vorliegenden Materials und der hier neu präsentierten Analysen lässt sich eine Reihe von ersten Schlussfolgerungen ziehen:

1. Auch wenn das Potenzial für die Herstellung von Wasserstoff- und Wasserstoffderivaten aus der globalen Sicht und in der sehr langfristigen Perspektive sehr groß sein dürfte, bedarf es für die nächsten ein bis zwei Dekaden erheblicher Anstrengungen, den im Kontext der aktuellen Klimaziele entstehenden Wasserstoffbedarf für Deutschland verfügbar zu machen.

2. Eine Ausweitung des Wasserstoffangebots für Deutschland hat zeitliche Restriktionen. In einer ersten Phase wird die einheimische Erzeugung von grünem Wasserstoff eine wichtige Rolle spielen müssen, da Lieferungen aus dem näheren Ausland zwar auch eine Rolle spielen können und werden, aber die Erzeugung von klimaneutralem Wasserstoff zumindest teilweise auf ähnliche Restriktionen wie in Deutschland trifft (begrenzte Flächenverfügbarkeit, Ausbautempo der regenerativen Stromerzeugung, steigende Nachfrage von Direktanwendungen für grünen Strom etc.). Darüber hinaus werden die Errichtung oder der Umbau der notwendigen Transportinfrastrukturen selbst bei großen Anstrengungen und Beschleunigungsbemühungen signifikante Zeiträume in Anspruch nehmen, nicht zuletzt wegen des erforderlichen regulatorischen Rahmens. Die mittelfristige Sicherung eines Aufkommensanteils für blauen Wasserstoff kann mit Blick auf die aufkommenden Nachfragen die angespannte Versorgungssituation entspannen helfen. Dieser Anteil wird nur begrenzt sein können und müssen und ändert nichts an dem Zielbild einer kompletten Versorgung mit grünem Wasserstoff.

3. Klimaneutraler Wasserstoff und klimaneutrale Wasserstoffderivate bleiben für einen längeren Zeitraum relativ teure Energieträger bzw. Rohstoffe. Der Markthochlauf trifft auf ein Energie- und Rohstoffmarktumfeld, in dem der aktuelle Bedarf nach sehr vergleichbaren Commodities umfassend gedeckt ist. Als Anwendungsmotivationen entfallen damit die Aspekte Zusatznutzen und/oder Kosteneinsparungen, die bei der Erschließung neuer Märkte in der Vergangenheit (z.B. bei Mineralöl und Erdgas) oder auch aktuell (z.B. für Stromanwendungen) eine erhebliche Rolle gespielt haben oder noch spielen. Letztlich wird der Hochlauf eines Wasserstoffsegments in der deutschen und europäischen

Volkswirtschaft sehr große Zukunftsinvestitionen und für längere Zeiträume erhebliche Transfers erfordern.

4. Die großvolumige und klimapolitisch wirksame Nutzung von Wasserstoff ist in wichtigen, allerdings nicht in allen Einsatzbereichen mit grundlegenden Technologiewechseln auf der Anwendungsseite verbunden (Umstellung der Produktionsrouten für Stahl, Brennstoffzelle etc.). Dieser Technologiewechsel ist zeitkritisch, da andernfalls Fehlinvestitionen in die Erneuerung CO_2-intensiver Kapitalstöcke erfolgen können und damit das Problem von *Stranded Assets* entsteht. Damit erstreckt sich der Markthochlauf von Wasserstoff nicht nur auf die Versorgungsseite sondern in zentralen Bereichen auch auf die entsprechenden neuen Technologien auf der Nachfrageseite. Dieser doppelte Markthochlauf mit seinen speziellen Herausforderungen (von Investitionskosten und deren Senkung über die Schaffung der notwendigen industriellen Basis bis hin zur industriepolitischen Frage der Marktposition der deutschen Industrie) bildet eine spezifische Herausforderung, letztlich aber auch eine zentrale Determinante für die entsprechenden politischen Strategien und Instrumentierungsansätze.

5. Der Wasserstoffmarkt ist auf lange Zeit, wenn nicht für immer, ein Markt, der von der Internalisierung der Kosten weitgehend ungebremster Klimaveränderungen abhängig ist. Somit ist neben der Kostensenkung von Wasserstoff und Wasserstoffanwendungen ein klarer Fokus auf die CO_2-Bepreisung bzw. die ganze Breite möglicher Internalisierungsinstrumente (von Standards bis zu Nutzungsverpflichtungen) notwendig. Damit besteht auch für das Segment der Wasserstoffpolitik die Notwendigkeit, einen aufgeklärten und umfassenden Politikmix zu entwickeln, der die verschiedenen Facetten von Wasserstoffanwendungen, Wasserstoffbereitstellung und Wasserstoffinfrastrukturen auf der Basis transparenter Grundsatzentscheidungen adressiert.

6. Mit Blick auf die notwendigen Transfers ist hervorzuheben, dass nahezu alle Transferinstrumente direkt oder indirekt mit den öffentlichen Haushalten verbunden sind. Dies ist offensichtlich für direkte Beihilfen, gilt aber auch für die Befreiung von Steuern und Abgaben, zumindest für diejenigen jenseits der CO_2-Bepreisung. Die alleinige Ausnahme bilden hier Nutzungsverpflichtungen (Quoten, Standards), die hinsichtlich der Transfers direkt auf die Verwender- bzw. Konsumentenseite abstellen, wobei zumindest in preissensiblen Bereichen auch dafür Kompensationsmechanismen unter Zugriff auf öffentliche Budgets reklamiert werden. Die Missinterpretation von Steuerbefreiungen oder von Nutzungsverpflichtungen als „Zahlungsbereitschaft“ und daraus abgeleitete Priorisierungen für den Wasserstoffeinsatz bilden daher ein problematisches Narrativ, das vor allem längerfristig robuste Lösungen eher verhindert als befördert.

7. Dies gilt insbesondere, wenn das marktliche und regulatorische Umfeld durch erhebliche Asymmetrien oder Verzerrungen gekennzeichnet ist, das einerseits aus historischen Gründen so zustande gekommen ist, andererseits aus guten oder eher problematischen Gründen bewusst so gestaltet wurde (besonders evident ist das im Bereich der Energie- und Kraftstoffbesteuerung). Wenn der Markthochlauf des Wasserstoffsegments in einer Volkswirtschaft aus klimapolitischen Gründen relativ schnell vollzogen werden soll, sollte der Abbau der genannten Verzerrungen zwar prominent auf der politischen Tagesordnung gehalten werden, die Schaffung eines mehr oder weniger gut entwickelten *Level*

Playingfield als Voraussetzung für den Wasserstoffhochlauf bleibt aber aus realweltlicher Sicht wahrscheinlich eine Illusion bzw. kann die Entwicklung und Umsetzung von Strategien und Umsetzungsinstrumenten auf der hypothetischen Basis eines solchen *Level Playingfield* zu hoch problematischen Ergebnissen und letztlich auch zur Blockade der notwendigen Transformationsprozesse führen.

8. Viele Facetten der zukünftigen Wasserstoffwirtschaft können bereits heute relativ robust identifiziert werden. Angesichts der großen Innovations- und Entwicklungsdynamik in vielen Bereichen werden aber auch technische und kostenseitige Durchbrüche auftreten. Damit entsteht die Notwendigkeit zum Umgang mit Spannungsfeldern vor allem mit Blick auf das Offenhalten von Optionen und die zu bestimmten Zeitpunkten erforderlichen Pfadentscheidungen bzw. deren Revidierbarkeit. Je größer die Losgrößen der Anpassungen in den jeweiligen Kapitalstöcken sind, je weniger inkrementell die Veränderungen durch den Einsatz von Wasserstoff in den unterschiedlichen Bereichen sind, je länger die Vorlaufzeiten für Infrastrukturanpassungen und Innovation sind, umso weniger können die notwendigen Pfadentscheidungen hinausgezögert werden. Die Flexibilität des Wasserstoffhochlaufs über zeitliche Priorisierungen ergibt sich damit vor allem mit Blick auf die Sektoren, die hinsichtlich der vorgenannten Aspekte nicht einschlägig sind.

9. Der Wasserstoffhochlauf hat eine große regionale und räumliche Komponente. Der Aufbau oder die Umnutzung anderer Infrastrukturen bilden eine zentrale Voraussetzung für die Wasserstoffnutzung in den zweifelsohne besonders wichtigen Bereichen, vor allem hinsichtlich der großen Nachfragezentren im Bereich der Industrie. Die infrastrukturelle Seite der Wasserstoffnutzung, auch mit Blick auf die Wechselwirkungen mit dem Stromsystem, markiert ein Spannungsfeld zwischen Standortpolitik sowie einem optimal konfigurierten System und ist damit erkennbar auch ein regionalpolitisches Konfliktfeld.

10. Der Wasserstoffhochlauf sowie die entsprechenden Strategien und Instrumente haben von Beginn an eine große europäische und eine im Zeitverlauf zunehmende internationale Komponente.

11. Nicht zuletzt spielen die zeitlichen Perspektiven des Wasserstoffhochlaufs eine große Rolle. Für den Zeithorizont 2045/2050 sind die Unsicherheiten aber auch die Freiheitsgrade für die Annahmen-Setzungen zur Rolle von Wasserstoff in der deutschen, europäischen und internationalen Volkswirtschaft extrem groß bzw. in gewissen Grenzen auch beliebig. Dies stellt aber auch nur dann ein Problem dar, wenn diese Perspektive extrem großer Bandbreiten den Blick auf die Möglichkeiten und Grenzen der sehr konkreten Weichenstellungen für die Zeithorizonte 2030, 2035 und 2040 verstellen. Über diese zentrale Phase des Markthochlaufs für Wasserstoff wird in der ersten Hälfte der 2020er Jahre maßgeblich entschieden werden.

Vor dem Hintergrund dieser Erwägungen wird zumindest für die nächsten 10 bis 15 Jahre eine Strategie der aktiven Sektorallokation für Wasserstoff notwendig:

- Die notwendigen regulatorischen Veränderungen und der Einsatz der (begrenzten) Finanzmittel sollten primär auf die Sektoren konzentriert werden, in denen

der Einsatz von Wasserstoff erkennbar ohne Alternative ist, für die grundlegende Technologiewechsel und damit ein umfangreicher Austausch der Kapitalstöcke erforderlich wird und die mit Blick auf die Modernisierungszyklen durch langlebige Kapitalstöcke sowie enge bzw. starre Entscheidungsfenster charakterisiert sind. Damit sollte, auch mit Blick auf anstehende Modernisierungsinvestitionen und damit im Kontext der Klimaneutralität ggf. entstehende *Stranded Assets*, die Transformation der Stahl- und Chemieindustrie im Vordergrund der Wasserstoffstrategie stehen.

- Eine etwas größere Flexibilität ergibt sich für die Einsatzbereiche von Wasserstoff und Wasserstoffderivaten, für die Alternativen ebenfalls nur schwer zu erkennen sind, der notwendige Technologiewechsel jedoch weniger stark ausgeprägt ist, aber die Umstellung einen erheblichen Vorlauf mit Blick auf Infrastrukturen sowie den Aufbau der Anlagenparks wie auch der entsprechenden industriellen Basis erfordert. Relevant in diesem Kontext sind der Aufbau eines Segments von Wasserstoffkapazitäten zur Ausbalancierung des auf Solar- und Windkraft basierenden Stromsystems und der Einsatz von synthetischen Treibstoffen im Flug- und Schiffstransport. Ein relativ systematischer Einstieg in die entsprechenden Nutzungen und deren versorgungsseitige Absicherung bilden ebenfalls eine politische Priorität.
- Die dritte Priorität betrifft die Bereiche, in denen Wasserstoffanwendungen mit einiger Wahrscheinlichkeit eine Rolle spielen können, in der sich aber weiterhin erhebliche Technologiewettbewerbe vollziehen. Dabei sind sowohl die grundlegenden Technologiewechsel (z.B. hin zu Brennstoffzellen- oder zur batterieelektrischen Antrieben) abzusichern, als auch die entsprechende Versorgung mit den unmittelbar notwendigen Energieträgern zu gewährleisten. Gerade in diesen Bereichen sind nicht nur die durchaus herausfordernde wirtschaftliche Einordnung, sondern auch real beobachtbare Entscheidungsprozesse (Anbieter, Akzeptanz, Infrastrukturverfügbarkeit etc.) sowie industriepolitische Aspekte (Exportpotenziale) zu rezipieren. Relevant sind hier vor allem die Langstreckenverkehre mit Blick auf Schwerlast-Lkw, aber auch für Busse oder nicht elektrifizierbare Eisenbahnen. Der notwendige Wettbewerbsprozess mit den jeweiligen Alternativoptionen sollte in diesem Segment jedoch immer so ausgestaltet werden, dass keine Barrieren oder Verlangsamungen für den Technologiewechsel auf der Anwendungsseite geschaffen werden, aber der Infrastrukturausbau soweit wie möglich im *No-regret*-Bereich bleibt.
- Fragliche Perspektiven müssen dagegen für die dezentrale Wärmeerzeugung konstatiert werden. Die Konkurrenz und in weiten Bereichen auch die ökonomische Attraktivität der alternativen Dekarbonisierungsoptionen ist groß und die Voraussetzungen für nicht nur inkrementelle Emissionsminderungen sind erheblich. Entscheidend für die Wirtschaftlichkeit wie auch die verbraucherseitige Akzeptanz sind hier jedoch die Fragen zur Zukunft der Gasnetze und deren Kosten. Hier spielen einerseits regionale Gegebenheiten eine große Rolle, aber auch Kippunkte, an denen die Weiterexistenz der Gasnetze aus wirtschaftlichen Gründen in Frage steht. Ohne sorgfältig aufgearbeitete Strategiealternativen zur Zukunft der Gas-Verteilnetze und deren Implikationen wird eine robuste Einordnung des Wasserstoffeinsatzes in der dezentralen Niedertemperaturwärmeerzeugung nicht vorgenommen werden können. Aber auch hier gilt, dass die

Perspektive auf eine zukünftige (und teure) Wasserstoffversorgung Investitionen in die Modernisierung des Kapitalstocks (z.B. mit Blick auf eine ambitionierte Sanierungsstrategie für den Gebäudesektor) nicht vermindern sollte.

- Mit Blick auf die zeitlichen Abläufe wie auch die ganze Bandbreite der technologischen und wirtschaftlichen Fragen werden synthetische Kraftstoffe jenseits des Flug- und Schiffsverkehrs nach bisheriger Einschätzung allenfalls eine Nischenrolle einnehmen können. Die Notwendigkeit oder auch nur Chancen spezifischer und gezielter Unterstützungsmaßnahmen für den Hochlauf dieser Versorgungsoption erschließen sich daher kaum. Ähnliches gilt für das Pkw-Segment der Brennstoffzellenantriebe, für die Flankierungsmaßnahmen jenseits der Gleichstellung mit der batterieelektrischen Technologiewechseloption als nicht gerechtfertigt erscheinen.

Eine so begründete Strategie einer aktiven Sektorallokation bedeutet natürlich nicht, dass der Wasserstoffeinsatz in anderen Sektoren politisch oder rechtlich ausgeschlossen werden soll oder ausgeschlossen werden kann. Keinem Marktteilnehmer wird die Erzeugung oder der Verbrauch von Wasserstoff oder Wasserstoffderivaten untersagt.

Die Strategie einer aktiven Sektorallokation von Wasserstoff- und Wasserstoffderivaten kann praktisch vor allem vier Handlungsbereiche adressieren:

- die Konzentration der Flankierungs- und Förderpolitiken für den Wasserstoffeinsatz auf die prioritären Anwendungsbereiche;
- die Konzentration der Flankierungs- und Förderpolitiken auf den Technologiewechsel in den diesbezüglich relevanten Anwendungsbereichen;
- die Ausrichtung der Infrastrukturentwicklung, deren Prioritätensetzungen sowie Entwicklungsetappen an den prioritären Anwendungsbereichen;
- eine starke Rolle der prioritären Anwendungsbereiche in den Maßnahmen zur Innovationsförderung.

Auch wenn in den meisten der hier als prioritär identifizierten Anwendungsbereiche erhebliche Potenziale zur Flexibilisierung der Markthochlaufprozesse existieren (z.B. übergangsweise Einsatz von Erdgas) und genutzt werden können, wird eine aktive Sektorallokation letztlich auch Fehlentscheidungen nicht vermeiden können. Ohne eine Fokussierung der strategischen Flankierung des Wasserstoffhochlaufs besteht jedoch die nicht unerhebliche Gefahr, dass bei begrenzten finanziellen Mitteln, zeitlichen und räumlichen Restriktionen für die Infrastrukturentwicklung sowie bei einer Verzögerung der notwendigen Technologiewechselprozesse in keinem der Anwendungsbereiche das notwendige Momentum für den Durchbruch und die einigermaßen selbsttragende Entwicklung der Wasserstoffnutzung erreicht werden kann.

8. Handlungsprogramm der Wasserstoffstrategie 2.0

8.1. Einführung

Die Nationale Wasserstoffstrategie Deutschlands von 2020 identifiziert sechs zentrale Felder für politisches Agieren und benennt insgesamt 38 Handlungsbereiche. Diese Handlungsbereiche betreffen einerseits konkrete, wenn auch oft nicht sehr stark spezifizierte Maßnahmen und andererseits strategische Ansätze auf einem oft relativ hohen Abstraktionsniveau. Sie leistet damit einen wichtigen Beitrag zur Strukturierung der Debatte zum Hochlauf eines Wasserstoffsegments in der deutschen Volkswirtschaft.

Wie die vorstehenden Analysen gezeigt haben, entsteht mit dem sich massiv ausweitenden Wissensbestand wie auch mit der zunehmenden Dringlichkeit konkreter Maßnahmen die Notwendigkeit einer Fortschreibung der Wasserstoffstrategie. Diese Fortschreibung wird sich sowohl auf die Vertiefung als auch auf die Verbreiterung der Handlungsbereiche beziehen müssen:

- Die Vertiefung betrifft vor allem die Konkretisierung der verschiedenen Flankierungsinstrumente. Hier besteht an vielen Stellen erheblicher Konkretisierungsbedarf und gleichzeitig sind die entsprechenden Handlungsfenster relativ eng, vor allem mit Blick auf die im Rahmen des *European Green Deals* unmittelbar bevorstehenden Gesetzgebungsprozesse.
- Die Verbreiterung betrifft vor allem Themen, für die regionale (Verteilungs-) Fragen bzw. übergeordnete Herausforderungen (z.B. mit Blick auf die Gasnetze) oder Governance-Aspekte eine wichtige Rolle spielen.

In den folgenden Abschnitten werden vor dem Hintergrund der Analysen zu den Einzelaspekten (Kapitel 2 bis 6) bzw. den entsprechenden Schlussfolgerungen (Kapitel 7) insgesamt 19 Elemente für vertiefte oder erweiterte Handlungsbereiche entwickelt, teilweise mit sehr detaillierten Aspekten (Vertiefungsbereiche) und teilweise mit einem Ansatz, in dem neue Aufgabenfelder beschrieben werden (Verbreitungsbereiche). Beide Ansätze sind in der derzeitige Entwicklungsphase für die Wasserstoffwirtschaft notwendig.

Das hier vorgestellte Handlungsprogramm versteht sich explizit nicht als Alternative zum bestehenden Paket der 38 Maßnahmen in der aktuellen Fassung der Nationalen Wasserstoffstrategie sondern als eine zum derzeitigen Stand der Entwicklung notwendige Ergänzung. Zum aktuellen Entwicklungsstand gehört auch die anstehende Verschärfung der EU-Emissionsminderungsziele, die kurzfristig auch zu einer Neuformulierung der deutschen Klimaschutzziele führen muss. Dieser Prozess wird auch für den Wasserstoff-Hochlauf wichtige Konsequenzen haben müssen. In diesem Kontext wird auch der beschriebenen Strategie der aktiven Sektorallokation eine neue Relevanz zukommen.

Die im Folgenden beschriebenen Handlungsbereiche bzw. Instrumentierungsansätze wurden abgeleitet aus den Analysen der Kapitel 2 bis 6, dort finden sich auch die umfassenderen Begründungszusammenhänge sowie die qualitativen und numerischen Hintergrundanalysen.

Darüber hinaus ist zu berücksichtigen, dass die Wasserstoffstrategie zwar primär klimapolitisch getrieben ist, jedoch auch andere politische Zielstellungen für das spezifische Thema des Wasserstoffhochlaufs eine nicht unmaßgebliche Rolle spielen. Auch eine

fortgeschriebene Wasserstoffstrategie wird so unterschiedliche Zielfunktionen berücksichtigen müssen:

- eine signifikante und in den nationalen Treibhausgasinventaren messbare (d.h. nicht nur voraussetzungsreich errechnete) Minderung der Treibhausgasemissionen bereits für das Jahr 2030;
- die deutliche Senkung der Technologiekosten auf der Herstellungs-, Transport- und Anwendungsseite;
- der Start des notwendigen Infrastrukturaufbaus und der Infrastrukturanpassungen;
- die Sicherung des Produktionsstandorts Deutschland durch eine frühe Initiierung und Flankierung des transformativen Technologiewechsels zu klimaneutralen Optionen;
- die Sicherung eines guten Marktanteils der deutschen Industrie für relevante Wertschöpfungsstufen der Wasserstoffindustrie;
- die Initiierung und Verstetigung von Dialog- und Umsetzungsprozessen mit zukünftigen Lieferregionen für klimaneutralen Wasserstoff bzw. klimaneutrale wasserstoffbasierte Energieträger und Rohstoffe innerhalb und außerhalb Europas.

Alle diese Ziele sind legitim und Großteils auch notwendig. Zwischen ihnen entstehen an vielen Stellen Synergieeffekte, in einigen Bereichen aber auch Spannungsfelder. Eine holistisch angelegte und weiter entwickelte Wasserstoffstrategie sollte diese Synergien und Spannungsfelder adressieren und transparent machen. Auch diese Motivation bildet den Hintergrund für die Auswahl, Einordnung und Spezifikation der im folgenden beschriebenen Handlungsfelder.

8.2. Sektorallokation, Anwendung von Wasserstoff und Wasserstoff-Derivaten und deren Finanzierung

8.2.1. Strategische Ansätze

Die im vorstehenden Abschnitt beschriebene strategische Notwendigkeit einer aktiven Sektorallokation des begrenzt verfügbaren und bis auf weiteres vergleichsweise teuren Energieträgers bzw. Rohstoffs Wasserstoff wird primär auf der Ebene der Anwendungsflankierung für Wasserstoff adressiert werden müssen. Denn bei allen Maßnahmen zur Kostenreduktion der Wasserstoffherstellung (auf der Technologie- wie auch auf der Betriebskostenseite) wird für wirtschaftlich vertretbare Anwendungsfälle eine weiterhin verbliebene und deutliche Kostenlücke zu schließen sein.

Mit Ausnahme des Einsatzes von grünem Wasserstoff zur Raffinerieerzeugung von Kraftstoffen, der auf die Treibhausgasquote angerechnet werden kann, bestehen solche Flankierungsinstrumente bisher nicht und müssen neu geschaffen werden.

Mit Blick auf die in den vorstehenden Kapiteln abgeleiteten Schwerpunkte der Sektorallokation sollen für den Zeithorizont bis 2035

- ausgewählte industrielle Wasserstoffanwendungen v.a. im Bereich der Stahlindustrie und der Grundstoffchemie,
- ein erstes Hochlaufsegment für die wasserstoffbasierte Kraft-Wärme-Kopplung,
- der Markthochlauf im Bereich des Schwerlastverkehrs,
- die ersten Schritte für die Anwendung von synthetischen Flüssigtreibstoffen im Flugverkehr

in den umsetzungsorientierten Fokus der deutschen Wasserstoffstrategie genommen werden. Innovationsanstrengungen in anderen Bereichen und Erweiterungen der Anwendungsflankierung in der längeren Perspektive sind davon unbenommen.

8.2.2. Transformationspaket Industrie

Hintergrund[73]

Der Wasserstoffeinsatz in der Industrie bildet unbestritten einen Schwerpunkt der Wasserstoffanwendungen auf dem Transformationspfad in Richtung einer klimaneutralen Volkswirtschaft. Im Vordergrund stehen dabei Industriebereiche, in denen Wasserstoff wegen der spezifischer Eigenheiten diverser Produktionsprozesse (Einsatz als Reduktionsmittel, Rohstoff oder für spezifische Wärmeprozesse) kaum ersetzbar sind.

Für zumindest einige diese Prozesse geht der Wasserstoffeinsatz mit einem grundlegenden Technologiewechsel einher, so dass nicht nur mögliche Kostendifferenzen für den Wasserstoff zumindest zeitweise ausgeglichen, sondern auch erhebliche Investitionsvolumina wirtschaftlich dargestellt werden müssen.

Eine besondere Situation mit Blick auf die entsprechenden Umstellungsprozesse in der Stahl- oder Chemieindustrie besteht weiterhin darin, dass die Entscheidungsfenster für die Technologiewechsel relativ starr an die jeweiligen Modernisierungszyklen geknüpft sind. Andererseits können die jeweiligen Prozesse oft auch mit Erdgas betrieben so werden, so dass sich über den stufenweisen Ersatz von Erdgas durch Wasserstoff erhebliche zeitliche Flexibilitäten ergeben können.

Die gesamten Investitionsvolumina sind derzeit nur mit hohen Unsicherheiten abschätzbar, aber allein für die bis 2030 anstehenden Modernisierungsprozesse in der Stahlindustrie werden Investitionen von 4 bis 6,6 Mrd. € möglich gemacht werden müssen. Für die damit errichteten Anlagen kann über einen Zeitraum von 15 Jahren ein Ausgleichsbedarf für den Wasserstoff von 8,8 bis 15,9 Mrd. € entstehen. Die Investitionsvolumina für die Grundstoffchemie sind derzeit nicht robust abschätzbar, der Transferbedarf zur wirtschaftlichen Darstellbarkeit des Wasserstoffeinsatzes dürfte in einer Bandbreite von 11,9 bis 19,1 Mrd. € liegen.

In den Jahren ab 2031 dürften sowohl die Niveaus der Investitions- als auch der Flankierungsbedarfe für den Wasserstoffeinsatz zurückgehen, in der Stahlindustrie deutlich stärker bzw. früher als in der Grundstoffchemie.

[73] Vgl. hierzu die Analysen in den Kapiteln 5.3 und 5.4.

Ansatz

Vor dem Hintergrund der klimapolitischen, aber eben auch der industriepolitischen Bedeutung einer möglichst frühzeitig initiierten wasserstoffbasierten Transformation wichtiger Industriezweige wird ein Sonderfonds oder ein Sondervermögen „Industrietransformation“ gebildet.

- Aus diesem Fonds bzw. dem Sondervermögen werden mindestens bis zum Jahr 2035 Investitionen in transformative Wasserstoffanwendungen in der Industrie gefördert. Für diese Investitionsförderung sollten bis 2035 unter Annahme einer Fördermöglichkeit von bis zu 50% Fördermittel von ca. 10 Mrd. € verfügbar gemacht werden.
- Im Rahmen dieses Fonds bzw. Sondervermögens sollten weiterhin Flankierungszusagen für den Einsatz von Wasserstoff mit einer Laufzeit von 15 Jahren ermöglicht werden, die über ein CCfD-Modell vergeben werden. Für die bis zum Jahre 2035 in Betrieb gehenden Anlagen können über die genannte Laufzeit von 15 Jahren Finanzierungsbedarfe von ca. 50 Mrd. € entstehen.
- Unter Maßgabe der o.g. Eckdaten könnte der Fonds bzw. das Sondervermögen bei rechtzeitigem Beginn (angestrebt werden sollte das Jahr 2024) mit jährlichen Einzahlungen von anfangs etwa 2,5 Mrd. € für industrielle Wasserstoffanwendungen hinreichend robust ausgestattet werden können.
- Ob dieser Fonds bzw. dieses Sondervermögen aus dem allgemeinen Staatshaushalt und/oder spezifische auf die jeweiligen Industriebereiche abzielende Steuern oder Abgaben und/oder langlaufende spezielle Anleihen gespeist wird, bleibt vor allem aus der rechtlichen Perspektive weiter zu analysieren und zu diskutieren.

Aus diesem Fonds sollten einerseits die Investitionsförderungen für transformative Wasserstofftechnologien ermöglicht werden.

- Mit Blick auf die entsprechenden Analysen zur schrittweisen Umstellung der deutschen Stahlindustrie auf die DRI-/EAF-Route kann eine Förderung von bis zu 50% der Investitionskosten notwendig werden.
- Für andere Industriebereiche mit einem ggf. ebenfalls erforderlichen grundlegenden Technologiewechsel wären die entsprechenden Investitionsvolumina und Fördersätze entsprechend zu ermitteln.
- Diese Investitionsförderungen sollten verpflichtend an einen Aufwuchskorridor für den Einsatz von klimaneutralem Wasserstoff geknüpft werden.
- Ob und inwieweit im Zeitverlauf wettbewerbliche Verfahren für die Vergabe der Investitionsförderung zur Anwendung kommen können oder sollten bleibt vertiefenden Analysen vorbehalten, bildet aber vor allem in der Anfangsphase des Markthochlaufs von Wasserstoffanwendungen in der Industrie kaum eine realistische Option.

Die Investitionsförderung für die jeweiligen Anlagen kann mit dem Abschluss eines CCfD verknüpft werden. Darüber hinaus können CCfD auch für andere Einsatzfälle von Wasserstoff in der Industrie abgeschlossen werden. Die CCfD sollten dabei für den Einsatz von klimaneutralem Wasserstoff in einer spezifischen Anlage abgeschlossen werden und auf folgenden Eckpunkten beruhen:

- Für den Einsatz von klimaneutralem Wasserstoff wird die Betriebskostendifferenz zwischen einem Basiskostenniveau und einem Referenzkostensatz für den Bezug von klimaneutralem Wasserstoff ausgeglichen. Sofern die Differenz zwischen dem Referenzkostenansatz für Wasserstoff und dem entsprechenden Basiskostenansatz für die Betriebskosten negativ wird, wird das entsprechende Unternehmen zur Rückerstattung dieser Differenz verpflichtet. Für einen anteiligen Einsatz von Wasserstoff erfolgt die Ermittlung der Differenzkosten entsprechend der jeweiligen Anteile.
- Das Basiskostenniveau wird regelbasiert ermittelt. Im einfachsten Fall bezieht es sich auf die Einsatzkosten von alternativ eingesetztem Erdgas (als Energieträger oder sonstiges Produktionsmittel) oder für den Fall des alternativen Einsatzes von grauem Wasserstoff auf den entsprechenden Marktpreis. Die Einbeziehung weiterer Bestimmungsgrößen wäre industriespezifisch zu untersuchen.
- Das Basiskostenniveau wird unter Berücksichtigung der jeweiligen Energiepreise, aber insbesondere mit Blick auf die verschiedenen Facetten der CO_2-Bepreisung auf jährlicher Basis angepasst. Zum letztgenannten Bereich gehören Veränderungen der CO_2-Preise im jeweils relevanten Bepreisungssystem, Veränderungen bei der kostenlosen Zuteilung von Emissionsberechtigungen der jeweiligen Systeme, Veränderungen bei der Kompensation indirekter CO_2-Kosten, die Einführung von Grenzausgleichsmechanismen etc.
- Der Referenzkostenansatz wird auf der Basis von Herkunftsnachweisen auf Jahresbasis aktualisiert. Bedingung für die Zahlungen im CCfD ist der Bezug von Wasserstoff und die Abgabe eines bis auf weiteres mit der Wasserstofflieferung verknüpften Herkunftsnachweises. Diese Anforderung besteht sowohl bei Wasserstofflieferungen über ein Netz als auch für die Wasserstofferzeugung am Standort der Anwendung. Auf Basis der über den Herkunftsnachweis verfügbaren Daten (Art der Herstellung, Kohorte und Region der Erzeugungsanlage, Ausgabejahr, ggf. Inanspruchnahme von Fördermitteln etc.) wird nach einem vordefinierten Verfahren der Referenzkostenansatz für den Wasserstoffeinsatz ermittelt. Ggf. können in die Ermittlung der jeweiligen Referenzkostenniveaus auch die Ergebnisse von wettbewerblichen Preisermittlungs- oder Vergabe- bzw. Beschaffungsverfahren einbezogen werden.
- Wenn sich durch den Wasserstoff spezifisch höhere oder niedrigere Einsatzmengen ergeben als im Kontext des Basisfalls, wird dies bei der Differenzbildung entsprechend berücksichtigt.
- Die jeweiligen CCfD sollten über eine Laufzeit von 15 Jahren abgeschlossen werden, ob und unter welchen Bedingungen spezifischer Industriezweige andere Laufzeiten und/oder Verlängerungsoptionen zum Zuge kommen können, bleibt weiteren Analysen vorbehalten.

Mit einem solcherart ausgestalteten Bündel von Mechanismen und auf der Finanzierungsbasis des beschriebenen Fonds bzw. Sondervermögens könnte vor allem die technologiewechselbasierte Transformation wichtiger Industriezweige auf eine verlässliche und berechenbare Grundlage gestellt werden.

Voraussetzungen, Wechselwirkungen und Zeithorizonte

Das skizzierte Modell für die Investitionsförderung hat die Zulässigkeit im Kontext des EU-Beihilferechts zur Voraussetzung. Die entsprechenden Eckpunkte sollten daher bei der Diskussion der neuen EU-Beihilfeleitlinien dringend berücksichtigt bzw. eingebracht werden. Die Verfügbarkeit von Herkunftsnachweisen für klimaneutralen Wasserstoff bildete eine zentrale Voraussetzung für die Umsetzung jeglicher CCfD-Modelle. Über die Herkunftsnachweise sollten die notwendigen Informationen bzw. Daten zur Ermittlung der Referenzkosten für den eingesetzten Wasserstoff klar und auf transparente Weise gewinnbar sein. Dies wäre bei der Ausgestaltung der in der EU und später auch im internationalen Raum aufzusetzenden Systeme zu berücksichtigen.

Das Instrument kann schrittweise aufgesetzt werden, sollte aber erste Investitionsförderungen ab 2024 ermöglichen.

8.2.3. Reformpaket für den EU ETS

Hintergrund[74]

Jenseits der diverser Kostensenkungsmaßnahmen für klimaneutralen Wasserstoff und etwaiger Nutzugsverpflichtungen für Wasserstoff oder wasserstoffbasierter Produkte bildet die CO_2-Bepreisung den einzigen ökonomischen Hebel mit dem eine Kostendifferenz zwischen fossilen Energieträgern bzw. Rohstoffen oder mit hoher CO_2-last erzeugtem Wasserstoff auszugleichen. Für die Energiewirtschaft und die energieintensive Industrie, also die Sektoren mit hoher Einsatznotwendigkeit für klimaneutralen Wasserstoff bildet das Emissionshandelssystem der Europäischen Union (EU ETS) das diesbezügliche relevante Instrument. Die Wirkungsintensität dieses Instruments ist jedoch in erheblichem Maße begrenzt. Erstens werden bisher die für den Wasserstoffeinsatz notwendigen CO_2-Preisniveaus über das EU ETS nicht erreicht, zweitens ist nur der Bereich der Stromerzeugung dem vollen CO_2-Preissignal ausgesetzt und drittens werden über das bisher angewendete System der kostenlosen Zuteilung von Emissionsberechtigungen sogar negative Anreize für den Einsatz von klimaneutralem Wasserstoff gesetzt.

Mit entsprechenden Reformen des EU ETS können die Anreize für den Markthochlauf von klimaneutralem Wasserstoff in denjenigen Einsatzbereichen verbessert bzw. die andernfalls notwendigen Flankierungen und Transfers begrenzt werden. Da der Wasserstoffhochlauf in den vom EU ETS erfassten Bereichen weithin unstrittig ist und wegen der Altersstrukturen sowie der Modernisierungszyklen bereits in der kurz- und mittelfristigen Perspektive relevant wird, bildet eine auch an transformativen Klimaschutzoptionen wie dem Wasserstoffeinsatz und den entsprechenden Technologiewechselprozessen ausgerichtete Reform des EU ETS ein wichtiges Element des Wasserstoffhochlaufs.

In welcher konkreten Höhe die notwendigen Transfers zugunsten der Wasserstoffanwendungen durch die verschiedenen Reformelemente mit Blick auf den EU ETS verringert werden können ist wegen der großen Komplexität und der vielfältigen Wechselwirkungen der Regelungen nur schwer abzuschätzen. Auf Basis einer sehr hoch aggregierten Abschätzung ließe sich der durchschnittliche jährliche Transferbedarf für die bis 2030 sowie im Zeitraum 2031-2034 in Betrieb genommene Anlagenkohorten um 15% bzw.

[74] Vgl. hierzu die Analysen im Kapitel 5.4.2.

22% senken, wenn der CO_2-Preis des EU ETS in vollem Umfang zur wirtschaftlichen Stärkung des Wasserstoffeinsatzes beitragen würde.

Ansatz

In den kommenden Reformprozessen des EU ETS können und sollten die Anpassungen des Systems auf verschiedenen Ebenen erfolgen.

Die erste Ebene betrifft die übergreifenden Parameter bzw. Rahmensetzungen des Systems:

- Im Rahmen des European Green Deals bzw. der erhöhten Emissionsminderungsziele der EU für 2030 und 2050 wird eine Erhöhung des Ambitionsniveaus unabdingbar. Dieses höhere Ambitionsniveau wird auch eine Verstärkung der Preissignale des EU ETS bewirken. Nötig dazu ist zunächst die Verschärfung der Emissionsobergrenze des EU ETS (Cap). Die Cap sollte an einer Emissionsminderung von 65% gegenüber dem Basisniveau des EU ETS (im Unterschied zu den übergeordneten Emissionsminderungszielen der EU bildet hier das Jahr 2005 den Startpunkt) ausgerichtet werden. Dafür können und sollten zwei Maßnahmen parallel ergriffen werden, erstens die einmalige Anpassung des Cap-Niveaus (*Rebasing*) um 250 Millionen Zertifikate sowie zweitens eine weitere Anpassung der jährlichen Cap-Reduktion über den Erhöhung des sog. Linearen Reduktionsfaktors (LRF).
- Die erforderlichen Emissionsminderungen bzw. die damit verbundenen Preissignale werden jedoch nur verstärkt werden können, wenn die Revision des Caps auch mit einer Reform der Marktstabilitätsreserve (MSR) verbunden wird. Ein verstärkter Abbau des in der Vergangenheit entstandenen Zertifikatsüberschusses durch die MSR sollte durch eine stärkere Abschöpfungsrate der MSR (24% bis 2030) sowie eine striktere Anpassung der anderen MSR-Parameter (v.a. die Verringerung der Schwellwerte für die Abschöpfung des Zertifikatsüberschusses) erfolgen.
- Die volle Wirksamkeit des EU ETS wird sich nur erreichen lassen, wenn die entsprechenden Wirtschaftssubjekte dem vollen CO_2-Preissignal ausgesetzt werden. Zur Vermeidung von Produktionsverlagerungen aus dem EU ETS (*Carbon Leakage*) wird dieses Preissignal aber in vielen Bereichen deutlich abgemildert. Vor diesem Hintergrund gewinnen Grenzanpassungsmechanismen (*Carbon Border Adjustment Mechanisms* – CBAMs) eine zunehmende Bedeutung. Mit diesen Maßnahmen kann der *Carbon-Leakage*-Schutz aus dem EU ETS an die Außengrenzen der EU bzw. des vom EU ETS erfassten Wirtschaftsraums verlagert werden, für viele der wasserstoffrelevanten Industriezweige können CBAMs wirksam werden. Die gleichwohl rechtlich und politisch komplexe Einführung von CBAM sollte massiv unterstützt werden.
- Schließlich sollten die Kriterien angepasst werden, auf deren Grundlage das derzeitige Hauptinstrument des *Carbon-Leakage*-Schutzes, die kostenlose Zuteilung von Emissionszertifikaten angewendet wird. Soweit der Einsatz von klimaneutralem Wasserstoff möglich ist und durch andere Maßnahmen gefördert wird, sollten sich die entsprechenden Wasserstoff-Produktionsprozesse mit hoher CO_2-Last nicht länger für eine kostenlose Zuteilung qualifizieren.

Die zweite Ebene des Reformpakets für das EU ETS betrifft gezielte Veränderungen des Systems der kostenlosen Zuteilung, soweit und solange dieses weiterbestehen soll oder muss:

- Anpassung der Vorschriften für die kostenlose Zuteilung von Emissionszertifikaten für wasserstoffverbrauchende Anlagen, nach denen der Ersatz von selbst oder in durch das EU ETS regulierten Anlagen erzeugtem CO_2-intensivem Wasserstoff durch klimaneutralem Wasserstoff in der folgenden Zuteilungsperiode zu einer Verringerung der kostenlosen Zuteilung führt. Eine solche Regelung könnte sich an die bereits heute existierenden Verfahren anlehnen, mit denen kontraproduktive Anreizeffekte für die Erhöhung der Energieeffizienz in Anlagen vermieden werden sollen, die eine Zuteilung auf Basis des sog. Brennstoff-Benchmarks erhalten.
- Anpassung der Vorschriften für die kostenlose Zuteilung von Emissionszertifikaten an Raffinerien, in denen ein Ersatz von mit hoher CO_2-Last erzeugtem Wasserstoff durch klimaneutralen Wasserstoff zu einer Veränderung der Aktivitätsrate nach dem sog. CWT-Ansatz führt, die bei Überschreitung gewisser Schwellwerte innerhalb von drei Jahren zu einer Anpassung der kostenlosen Zuteilung für die Raffinerieanlagen führt.
- Einführung eines technologieneutralen Einheitsbenchmarks für die Primär-Stahlherstellung, mit dem CO_2-arme Verfahren der Stahlherstellung (DRI-basierter Stahl) durch ihre Emissionsvorteile auch wirtschaftliche Vorteile erhalten bzw. durch den Verkauf nicht benötigter Zertifikate zusätzliche Finanzierungsbeiträge erzielen können.
- Als kleinere, aber gleichwohl wirksame Reformmaßnahme im Bereich der kostenlosen Zuteilung kann die Nicht-Anwendung des sektorübergreifenden Korrekturfaktor (CSCF) für Anlagen empfohlen werden, deren reale Emissionen um mindestens 50% unter den einschlägigen Emissions-Benchmarks liegen. Dieser Mechanismus wird nach den bisherigen Projektionen erst um das Jahr 2030 relevant werden, kann aber zusätzliche Anreize und Finanzierungsbeiträge auch für die Anwendung klimaneutralen Wasserstoffs schaffen.

Die dritte Ebene möglicher Reformschritte im Bereich des EU ETS betrifft die Verzerrungen, die durch die Kompensation indirekter CO_2-Kosten entstehen können:

- Die Herstellung von Wasserstoff qualifiziert sich ab 2021 für die Zahlung von Beihilfen für den Bezug von Strom, für den eine Einpreisung der CO_2-Zertifikatskosten angenommen wird. In der deutschen Umsetzung der entsprechenden Beihilfeleitlinie qualifiziert sich Strom aus Direktlieferungen von erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen nicht für diese Kompensation indirekter CO_2-Kosten. Da jedoch auch für solche Lieferungen eine Preisorientierung an Strommarktindizes oft angenommen werden kann, sollten diese Lieferungen von der Strompreiskompensation nicht länger ausgenommen werden.

Voraussetzungen, Wechselwirkungen und Zeithorizonte

Die Preiseffekte bewirkenden Reformen wie auch die mögliche Einführung von CBAMs und die verschiedenen Anpassungsmaßnahmen im Bereich der kostenlosen Zuteilung

von Emissionszertifikaten haben unmittelbare Wirkungen im Bereich der CCfDs. Sie können aber, soweit sie die Stromkosten beeinflussen, auch einen (erheblichen) Einfluss auf die Erzeugungskosten von in Deutschland mit der Elektrolyse erzeugtem Wasserstoff haben.

Die meisten der genannten Maßnahmen machen Veränderungen von rechtlichen Regelungen erforderlich. Dies betrifft einerseits die EU ETS-Richtlinie und die entsprechenden Verordnungen und Regelwerke der Europäischen Union. Die Anpassungen der Cap und der MSR können möglicherweise recht kurzfristig erfolgen, alle die kostenlose Zuteilung betreffenden Regelungen können zwar vor 2025 beschlossen werden, werden aber wegen der für den Zeitraum 2021 bis 2025 bereits rechtsgültig erteilten Zuteilungsbescheide frühestens ab 2026 umgesetzt werden können.

Da die Reform des EU ETS im Rahmen des European Green Deal ab Juni 2021 ohnehin auf der politischen Agenda steht, können und müssen die genannten Reformprojekte bereits sehr kurzfristig adressiert werden. Falls dies für die die kostenlose Zuteilung betreffenden Änderungen im Zuge der anstehenden EU ETS-Reform nicht gelingt, würden sich die entsprechenden Verbesserungen auf den Zeitraum nach 2030 verschieben und gerade für die kostenintensive Periode des Wasserstoffhochlaufs keine Entlastungseffekte zeitigen.

Die Anpassungsmaßnahmen mit Blick auf die Anpassungen der indirekten CO_2-Kostenkompensation für die Stromkosten basieren zwar auf einer Europäischen Beihilfeleitlinie, können und müssen aber insbesondere bei der entsprechenden Ausgestaltung der Förderrichtlinie der Bundesregierung adressiert werden.

8.2.4. Markthochlaufinstrument Wasserstoff-KWK

Hintergrund[75]

Wasserstoff wird für die Ausbalancierung eines vor allem auf variablen erneuerbaren Energien basierenden Stromsystems wie auch für den Übergang zu grüner Fernwärme perspektivisch eine wichtige Rolle spielen können und müssen. Angesichts des relativ teuren Energieträgers Wasserstoff sollte dabei bis auf weiteres der Anwendung von Wasserstoff in Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung Priorität haben. Mit Blick auf den in den nächsten Jahren erheblichen Zubaubedarf an Stromerzeugungskapazitäten, die zumindest perspektivisch mit Wasserstoff betrieben werden sollen, ist es sinnvoll, diesen Hochlauf bereits relativ früh und zunächst mit einem begrenzten Segment zu beginnen und dabei auch die die Tauglichkeit der diversen Wasserstoff-Readiness-Konzepte breitflächiger zu erproben.

Die Instrumentierung dieser Strategie kann einerseits an die langjährigen Erfahrungen mit dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) anschließen und gleichzeitig Elemente der CCfD für Wasserstoff aufnehmen.

[75] Vgl. hierzu die Analysen in Kapiteln 5.3 und 5.4 .

Gleichzeitig sollte bei der Ausgestaltung dieser Strategie und des entsprechenden Instruments berücksichtigt werden, dass im Stromsystem keine neuen Inflexibilitäten entstehen, die den Ausbau der regenerativen Stromerzeugung behindern bzw. verteuern können.

Für die Entwicklung dieses Instruments müssen neben der ohnehin anfallenden Kosten für die Kapazitätsprämien der KWK-Anlagen (die auch über eine allgemeine Anpassung des Strommarktdesigns aufgebracht werden könnten) vor allem die Kostendifferenzen bei der Wasserstoffanwendung geschlossen werden. Für eine 15jährige Förderperiode der bis 2030 in Betrieb genommenen Anlagen müssten hier etwa 0,9 Mrd. € jährlich aufgebracht werden (zum Vergleich: das aktuelle Umlagevolumen der Förderung über das KWKG-liegt etwa in dieser Größenordnung).

Ansatz

Die bisherigen Regelungen des KWKG für vor allem erdgasbasierte Anlagen wird zunächst um einen Fördertatbestand wasserstoffbasierter KWK-Anlagen ergänzt und nach einer Übergangszeit ersetzt. Dieser Fördertatbestand sollte sich an folgenden Eckpunkten ausrichten:

- Die Investition für wasserstoffbetriebene KWK-Anlagen wird grundsätzlich durch eine Kapazitätsprämie ersetzt, die einen flexiblen Betrieb der Anlage ermöglicht.
- Die Investitionsprämien können in Verbindung mit dem Angebot des nachfolgend beschriebenen CCfD ggf. versteigert werden. Bis zum Jahr 2030 sollte eine installierte elektrische Leistung von 4 GW an systemdienlichen wasserstoffbasierten KWK-Anlagen in Betrieb genommen worden sein.
- Für den Einsatz von klimaneutralem Wasserstoff wird für eine mit dem systemdienlichen Betrieb kompatible Zahl von Vollbenutzungsstunden (perspektivisch z.B. 2.000 Stunden bzw. über ein gleitendes Stundenmodell) die Betriebskostendifferenz zwischen einem Basiskostenniveau und einem Referenzkostensatz für den Bezug von klimaneutralem Wasserstoff so ausgeglichen. Sofern die Differenz zwischen dem Referenzkostenansatz für Wasserstoff und dem entsprechenden Basiskostenansatz für die Betriebskosten negativ wird, wird das entsprechende Unternehmen zur Rückerstattung dieser Differenz verpflichtet.
- Das Basiskostenniveau wird unter Berücksichtigung der jeweiligen Energiepreise, aber auch mit Blick auf die verschiedenen Facetten der CO_2-Bepreisung auf jährlicher Basis regelbasiert ermittelt und angepasst. Bei den Energiepreisen werden Erdgaspreise für die Verstromung aber auch die anlegbaren Wärmeerträge berücksichtigt. Mit Blick auf die CO_2-Preise werden sowohl die CO_2-Kosten für den Anlagenbetrieb als auch mögliche kostenlose Zuteilungen für die Fernwärmeerzeugung einbezogen. Die CO_2-Bepreisungseffekte von Instrumenten jenseits des EU ETS (wie z.B. das nETS in Deutschland bzw. eine entsprechenden europäische Anschlusslösung) werden bei der Ermittlung der Wärmeerträge berücksichtigt.

- Der Referenzkostenansatz wird auf der Basis von Herkunftsnachweisen auf Jahresbasis aktualisiert. Bedingung für die Zahlungen im CCfD ist der Bezug von Wasserstoff und die Abgabe eines bis auf weiteres mit der Wasserstofflieferung verknüpften Herkunftsnachweises. Diese Anforderung besteht sowohl bei Wasserstofflieferungen über ein Netz als auch für die Wasserstofferzeugung am Standort der Anwendung. Auf Basis der über den Herkunftsnachweis verfügbaren Daten (Art der Herstellung, Kohorte und Region der Erzeugungsanlage, Ausgabejahr, ggf. Inanspruchnahme von Fördermitteln etc.) wird nach einem vordefinierten Verfahren der Referenzkostenansatz für den Wasserstoffeinsatz ermittelt. Ggf. können in die Ermittlung der jeweiligen Referenzkostenniveaus auch die Ergebnisse von wettbewerblichen Preisermittlungs- oder Vergabe- bzw. Beschaffungsverfahren einbezogen werden.
- Die jeweiligen CCfD sollten über eine Laufzeit von 15 Jahren abgeschlossen werden, ob und unter welchen Bedingungen andere Laufzeiten und/oder Verlängerungsoptionen zum Zuge kommen können, bleibt weiteren Analysen vorbehalten.

Mit diesem Modell wird der von der KWK-Anlage erwirtschaftete Deckungsbeitrag für den Betrieb mit Wasserstoff auf das Niveau angeglichen, das beim Betrieb mit Erdgas erwirtschaftet werden könnte. Letztlich basiert der Ausgleich des CCfD auf dem Clean-Spark-CHP-Spread, wie er auch für die wirtschaftliche Bewertung der KWK herangezogen wird (Matthes und Ziesing 2011).

Voraussetzungen, Wechselwirkungen und Zeithorizonte

Das KWKG regelt bisher die Förderung von bis zum Jahr 2030 in Betrieb gehenden Anlagen. Gleichzeitig sollte mit dem Aufbau der wasserstoffbasierten KWK-Kapazitäten nicht zu spät begonnen werden. Damit würde sich für einen begrenzten Zeitraum die Schaffung zunächst einer Parallelregelung anbieten, die dann z.B. ab 2027 durch die Wasserstoffregelung die bisherige Förderung durch das KWKG ersetzt. Der Zeitraum ab 2027 bietet sich insofern an, dass mit Blick auf diesen Zeithorizont ohnehin eine Revisionsmöglichkeit vorgesehen ist, damit das Vertrauen in die Bestandskraft der KWKG-Regelungen nicht beschädigt und der im Zuge des Kohleausstiegs notwendige Aufbau CO_2-armer und CO_2-freier Anlagen im Bereich der einlastbaren Kapazitäten nicht behindert wird. In jedem Fall werden die Wechselwirkungen zwischen Markthochlaufinstrument für die Wasserstoff-KWK mit anderen, v.a. strommarktrelevanten Reformprojekten zu berücksichtigen sein.

8.2.5. Markthochlaufpaket synthetische Flüssigkraftstoffe für den Flugverkehr

Hintergrund[76]

Anders als im landgebundenen Verkehr stehen wegen der großen Transportdistanzen und der hohen Anforderungen an die volumetrische Energiedichte des Energieträgers heute und in naher Zukunft keine alternativen Antriebsoptionen zu den heutigen Flugzeugkonzepten zur Verfügung. Batterieelektrische Flugzeuge sind – wenn überhaupt – eine Option für sehr kurze Flugdistanzen. Antriebskonzepte, die mit Wasserstoff betrieben werden, stehen erst am Anfang der Entwicklung und stehen frühestens im Zeitraum 2035 – 2040 zur Verfügung. Zudem sind Wasserstoff-betriebene Flugzeuge wegen der geringeren volumetrischen Energiedichte des Wasserstoffs eher geeignet für mittlere Distanzen bis 2.000 km. Für Flugzeuge auf der Langstrecke stehen aller Voraussicht nach daher keine Alternativen zur Kerosinnutzung zur Verfügung. Neben synthetischen, aus klimaneutralem Wasserstoff hergestellten Flugtreibstoffen sind sogenannte fortschrittliche Biokraftstoffe eine Option für den Klimaschutz im Flugverkehr. Da die für die fortschrittlichen Biokraftstoffe notwendigen biogenen Ausgangsstoffe in ihrer Mengenverfügbarkeit begrenzt sind, wenn sie im nachhaltigen Ausmaß eingesetzt werden sollen, und eine Nutzungskonkurrenz zu anderen Anwendungen wie beispielsweise im Industriesektor (Prognos; Öko-Institut; Wuppertal Institut 2020) besteht, gibt es für einen Großteil des Flugverkehrs keine relevante Alternative zum Einsatz synthetischer Flugtreibstoffe.

In Aussicht eines Marktes für synthetische Flugtreibstoffe sind erste Produktionsanlagen im Demonstrationsstadium im Betrieb; es besteht allerdings die technische Herausforderung diese Anlagen auf den industriellen Produktionsmaßstab zu skalieren. Dabei stehen zwei Produktionspfade grundsätzlich zur Verfügung:

- Die Fischer-Tropsch-Synthese ist ein großindustriell bereits eingesetzter Prozess, um aus einem Synthesegas Kohlenwasserstoffe herzustellen. Diese Kohlenwasserstoffe können in Raffinerien zu Endprodukten wie Flugtreibstoff veredelt werden. Die technische Herausforderung besteht für diesen Prozess in der Herstellung des Synthesegases aus Wasserstoff und CO_2. Dieser Prozess muss für eine großindustrielle Nutzung skaliert werden, Die Beimischung des Flugtreibstoffs aus Fischer-Tropsch Prozessen ist im Luftverkehr bis zu 50 % zugelassen.
- Bei dem Produktionspfad von Flugtreibstoff über das Zwischenprodukt Methanol besteht die technische Herausforderung in der Weiterverarbeitung des Methanols in Flugtreibstoffe. Die dafür notwendigen Prozessschritte sind grundsätzlich vorhanden; die Prozessintegration wurde jedoch bisher nicht demonstriert. Aus Methanol hergestelltes Kerosin ist heute jedoch kein im Flugverkehr zugelassener Treibstoff. Der Einsatz von Kerosin, welches über die Methanolroute hergestellt wird, wird also nur möglich, wenn dieser Treibstoff international zugelassen wird. Der Vorteil dieses Pfades liegt darin, dass für die Methanol-Produktion die Herstellung des Synthesegases umgangen werden kann.

Für alle Prozesspfade besteht zudem die zusätzliche Herausforderung die Luftabscheidung aus der Luft auf die benötigte Größenordnung zu skalieren und die Kosten für den

[76] Vgl. hierzu die Analysen im Kapitel 2.3.2.2.

Prozess erheblich zu reduzieren. Aus technischer Sicht kann daher davon ausgegangen werden, dass erste großindustrielle Produktionsanlagen (100.000 t Produktionskapazität pro Jahr) für synthetische Treibstoffe um das Jahr 2030 zur Verfügung stehen und größere Mengen erst nach dem Jahr 2030 zum Einsatz kommen können. Über verschiedene Förderbudgets der Bundesregierung steht für den Zeitraum bis zum Jahr 2024 ein Budget von 1-2 Mrd. Euro zur Verfügung, um Anlagen zur Skalierung der Technologie finanziell zu unterstützen.

Ansatz

Das zentrale politische Instrument, welches in Deutschland für den Einsatz von synthetischen Flugtreibstoffen genutzt wird, ist eine verbindliche Quote für den Einsatz dieser Kraftstoffe. Im Entwurf zur Weiterführung der THG-Quote bis zum Jahr 2030, welcher sich gerade im parlamentarischen Verfahren befindet und nach der Erneuerbare-Energien-Richtlinie II bis zum 30. Juni 2021 in nationales Recht umgesetzt werden muss, ist ab dem Jahr 2026 eine von 0,5 % auf 1 % (ab 2028) und 2 % (2030) ansteigende Mengenquote (energetisch) für synthetisches Kerosin vorgesehen. Die im Jahr 2030 dadurch geforderte Menge an synthetischem Kerosin, entspricht dabei in etwa der Produktionskapazität von zwei großindustriellen Produktionsanlagen je 100.000 t pro Jahr. Über die auf EU-Ebene vorangetriebene *ReFuelEU Aviation Initiative* wird im Rahmen des *Fit for 55-Package* der EU ebenfalls eine verpflichtende Quote für synthetische Flugtreibstoffe erwartet. Deren Höhe ist jedoch derzeit noch nicht bekannt. Für den Fall, dass die auf EU-Ebene geforderte Mengenquote an synthetischen Treibstoffen stark nach unten von den Anforderungen der deutschen Gesetzgebung abweicht, kann eine zusätzliche finanzielle Förderung der synthetischen Kraftstoffproduktion sinnvoll sein, um die deutsche Luftverkehrswirtschaft im Vergleich zu ihren europäischen Konkurrenten nicht schlechter zu stellen.

Voraussetzungen, Wechselwirkungen und Zeithorizonte

Entscheidende politische Rahmenbedingungen für die Herstellung von synthetischen Flugtreibstoffen sind heute noch nicht final beschlossen. In der Erneuerbare-Energien-Richtlinie II sind zwei delegierte Rechtsakte vorgesehen, die die Berechnungsmethodik der THG-Emissionsbestimmung synthetischer Kraftstoffe festlegen und die Kriterien dafür definieren, dass der für die Kraftstoffproduktion genutzte Strom in der THG-Emissionsberechnung als erneuerbarer Strom angerechnet wird. Beide Rechtsakte sollen im Jahr 2021 veröffentlich werden. Die sich daraus ergebenden Kriterien müssen in der 37. BImSchV in nationale Rechtsprechung umgesetzt werden, um den regulatorischen Rahmen zu definieren.

Zudem stellt sich eine Wechselwirkung mit anderen Endprodukten in Raffinerien ein. Eine vollständige selektive Produktion von Flugtreibstoff ist technisch nicht möglich. Kerosinanteile in der Größenordnung von 50 – 60 % sind heute möglich und können gegebenenfalls auf bis zu 90 % erhöht werden. Es entstehen entsprechend weitere Endprodukte, die in anderen Verkehrsanwendungen oder anderen Wirtschaftssektoren als Energieträger bzw. Grundstoff eingesetzt werden können.

8.2.6. Markthochlaufpaket Schwerlastfernverkehr

Hintergrund[77]

Durch die im Jahr 2019 in Kraft getretenen und ab dem Jahr 2025 wirksamen[78] CO_2-Emissionsstandards für schwere Nutzfahrzeuge besteht für die Hersteller der im Schwerlastverkehr eingesetzten Lkw anders als bisher die Herausforderung, den CO_2-Emissionsausstoß der neu zugelassenen Lkw erheblich zu reduzieren. Angebotsseitig entsteht durch die CO_2-Emissionsstandards ein Innovationsanreiz, der dazu geführt hat, dass alle Hersteller im Lkw-Bereich seit Beschluss der CO_2-Emissionsstandards Elektrifizierungsstrategien für ihre Lkw-Neufahrzeugflotte entwickelt haben.

Übergreifend über alle Hersteller ist diesen Elektrifizierungsstrategien gemein, dass batterieelektrische Lkw für den Nah- und Regionalverkehr mit einem Bedarf an Reichweite von rund 300 km der zentrale Baustein des Fahrzeugangebots sein werden. Im Schwerlastfernverkehr sind zwischen den Herstellern unterschiedliche Technologie-Strategien sichtbar. Einige Hersteller setzen auch für den Schwerlastfernverkehr schwerpunktmäßig auf batterieelektrische Lkw (Traton Gruppe), während andere neben der Entwicklung batterieelektrischer Lkw einerseits strategische Partnerschaften für die Entwicklung von Brennstoffzellen-Lkw eingehen und wie im Fall von Daimler Truck selbst solche Fahrzeuge entwickeln. Im Gegensatz zu den Lkw im Nah- und Regionalverkehr ist für den Schwerlastfernverkehr eine größere Technologievielfalt wahrscheinlich. Serienfahrzeuge mit Brennstoffzellen-Antrieb sind jedoch frühestens in der zweiten Hälfte der Dekade der 2020er Jahre zu erwarten. Oberleitungs-Lkw, die netzgebunden elektrischen Strom als Antriebsenergie beziehen, werden derzeit nur von wenigen Akteuren weiter vorangetrieben.

Allen Herstellerstrategien ist ebenfalls gemein, dass der Weiterentwicklung verbrennungsmotorischer Diesel-Lkw eine geringe Bedeutung zukommt: Dies ergibt sich einerseits aus der Tatsache, dass Diesel-Lkw nur bis zu einer gewissen CO_2-Minderungsanforderung kosteneffizient zur Erreichung der CO_2-Emissionsstandards beitragen können und dass andererseits durch die Elektrifizierung im Pkw-Bereich die Synergien mit der Motorenentwicklung in anderen Fahrzeugsegmenten nicht mehr möglich sein wird.

Für die Nutzer im Schwerlastverkehr sind die Gesamtnutzungskosten der Lkw[79] (TCO) sowie die Reichweiten- und Nutzlastanforderungen von Bedeutung (siehe auch Abschnitt 8.3.5. zum Aufbau einer Wasserstoff-Tankinfrastruktur). Um die Nutzung elektrifizierter Fahrzeuge im Schwerlastfernverkehr auch für die Kunden der Fahrzeughersteller attraktiv zu machen und eine Nachfrage nach diesen Fahrzeugen zu generieren, existieren bereits mehrere Anreizinstrumente: Emissionsfreie Lkw sind von der Maut befreit, es gibt eine Kaufprämie in Höhe von bis zu 40.000 € für Fahrzeuge ab 12 Tonnen Gesamtgewicht sowie eine Sonder-Abschreibung in Höhe von zusätzlich 50 % im Anschaffungsjahr. Zur Unterstützung des Erwerbs von Lkw mit alternativen Antriebstechnologien stehen im Rahmen des Energie- und Klimafonds (EKF) Mittel in Höhe von 1,65

[77] Vgl. hierzu die Analysen im Kapitel 2.2.3.1.

[78] Über den Mechanismus der *Early credits* kann für einige Hersteller der Anreiz entstehen, sehr emissionsarme Fahrzeuge bereits vor dem ersten Zieljahr 2025 zuzulassen, um auf diese Weise einen Teil der Zielerreichung für die erste Phase der Regulierung (2025-2029) zu erfüllen.

[79] Aufgrund der eher ökonomisch rational ausgerichteten Nutzer besitzen die Gesamtnutzungskosten für die Attraktivität alternativer Antriebe eine größere Bedeutung als im Bereich der Pkw. Ökonomische Anreize, die auf die Nutzungsphase der Fahrzeuge wirken, sollten also dementsprechend eine stärkere Wirkung entfalten als im Pkw-Bereich.

Mrd. Euro zur Verfügung, mit denen in den Jahren 2021 – 2024 die Investitionsmehrkosten der Fahrzeuge mit alternativen Antrieben anteilig durch den Bund übernommen werden sollen.[80]

Durch die Fortschreibung der THG-Quote im Straßenverkehr[81] wird ein Anreiz gesetzt werden, emissionsarme, erneuerbare Energieträger in den Verkehr zu bringen. Indirekt entsteht dadurch ein Preissignal für die THG-Emissionen der im Straßenverkehr eingesetzten Energieträger; die Höhe dieses Preissignals sowie der mengenmäßige Anreiz, erneuerbaren Wasserstoff im Verkehr zu nutzen, ergibt sich aus dem Ambitionsniveau der THG-Quote sowie der Konkurrenz zu anderen Erfüllungsoptionen der THG-Quote. Mit der THG-Quote existiert ein indirektes Preissignal für die Nutzung von erneuerbarem Wasserstoff im Straßenverkehr, wobei die Höhe der Anreizwirkung sich aus dem Markt für die THG-Quote ergibt.

Für die Ausgestaltung der Instrumente ist es relevant, diese möglichst stark innerhalb der gesamten EU zu harmonisieren. Da Transportrelationen im Schwerlastfernverkehr häufig durch mehrere Mitgliedsstaaten der EU führen, entsteht die Anreizwirkung vor allem dann, wenn die im Folgenden diskutierten Ansätze auch entlang der gesamten Transportstrecke ihre Wirkung entfalten. Ein Vorteil eines möglichst europäischen Scopes der Instrumente ist zudem, dass deutsche Logistikunternehmen mit einem stärkeren Anteil der Transporte in Deutschland keine Nachteile gegenüber Akteuren mit stärkeren Geschäftsanteilen in anderen Mitgliedsstaaten erfahren.

Ansatz

Für den Markthochlauf elektrischer Lkw für den Schwerlastfernverkehr kann grundsätzlich auf dem Gerüst des „Gesamtkonzept klimafreundliche Nutzfahrzeuge“ (BMVI 2020) aufgebaut werden. Entsprechend des Stands der Technik sowie der Zeitbedarfe für den Aufbau der notwendigen Infrastrukturen wird ein stufiges Vorgehen vorgeschlagen, welches sich in die Entwicklung eines regulatorischen Rahmens sowie die konkrete Technologieförderung aufteilt. Dabei sollten wegen der verschiedenen Antriebskonzepte, die in der Entwicklung sind, möglichst technologieoffene Anreizinstrumente für elektrische Antriebsoptionen gewählt werden.

Für den regulatorischen Rahmen sind folgende Ansätze zielführend:

- Der wesentlich Innovationsanreiz für die Fahrzeughersteller geht aus den CO_2-Emissionsstandards für schwere Nutzfahrzeuge hervor. Die Revision dieser Regulierung findet im Jahr 2022 bzw. 2023 statt. Zentrale Aspekte für die Transformation hin zu elektrischen Antriebsoptionen sind die Zielwerte der Emissionsstandards sowie das Prinzip, dass die Fahrzeugemissionen die Grundlage für die Zielerreichung bilden. Ambitionierte Zielwerte für die Zieljahre 2035 und

[80] Das angekündigte Förderprogramm sieht eine hohe Beihilfeintensität vor. Eine Weiterführung der Kaufförderung ist vorgesehen.

[81] Die Fortführung der THG-Quote (§37a des BImSchG), die den Inverkehrbringern von Kraftstoffen im Verkehrssektor die Vorgabe macht, die THG-Emissionen der in den Markt gebrachten Energieträger um einen über die Zeit steigenden Prozentsatz gegenüber einer rein fossilen Kraftstoffversorgung zu verringern, ist derzeit im Gesetzgebungsprozess kurz vor dem Abschluss. Die RED II sieht die nationale Umsetzung bis zum 30. Juni 2021 vor.

gegebenenfalls das Jahr 2040[82] würden den Fahrzeugherstellern die Langfristperspektive bieten, in elektrische Fahrzeugkonzepte zu investieren und ihren Fokus auf den Technologiewechsel zu elektrischen Fahrzeugen zu legen. Die Investitionssicherheit für die Entwicklung elektrischer Lkw erhöht sich für die Hersteller zudem, wenn wie bisher die Fahrzeugemissionen als Grundlage der Emissionsbewertung herangezogen werden und nicht optional über die Anrechnung von Kraftstoffen die Zielwerte erfüllt werden können.

- Der zweite wesentliche regulatorische Baustein ist die Etablierung eines CO_2-Preises für die entstehenden CO_2-Emissionen während der Nutzung der Lkw. Für den Lkw-Verkehr ist die Einführung einer CO_2-Komponente in der Lkw-Maut die zentrale Stellschraube, um auch für Transitverkehre durch Deutschland einen CO_2-Preis sicherzustellen. Um eine möglichst weitreichende Anreizwirkung für den Technologiewechsel zu erzeugen, sollte für die deutsche Umsetzung der Eurovignetten-Richtlinie eine CO_2-Komponente in der Höhe von rund 200 €/t CO_2 angestrebt werden. Zusammen mit der Absenkung der Infrastrukturkomponente der Maut für elektrische Lkw auf das in der Eurovignetten-Richtlinie vorgesehen minimale Maß, können zusätzliche Kostenanreize für die Nutzung elektrischer Lkw geschaffen werden. Weitere Bestandteile des CO_2-Preises können sich aus dem nationalen BEHG und der Energiebesteuerung ergeben. Im Bereich des Schwerlastfernverkehrs würden diese für einen relevanten Anteil der Fahrzeuge jedoch keine Lenkungswirkung entfalten, wenn nicht ähnliche Instrumente in den umliegenden Mitgliedsstaaten der EU eingeführt werden.
- Die Grundlagen für die Energiebesteuerung sowie für die Lkw-Maut ergeben sich aus der Energiesteuer-Richtlinie und der Eurovignetten-Richtlinie. Beide Richtlinien werden derzeit überarbeitet; die Eurovignetten-Richtlinie befindet sich derzeit bereits im Trilog-Verfahren. In der Überarbeitung beider Richtlinien wäre die Etablierung einer CO_2-Komponente sowie eine möglichst verpflichtende Umsetzung in der Richtlinie zielführend für den Markthochlauf der elektrischen Lkw. Zudem würde die Überführung des BEHG in ein EU-weites Handelssystem unterstützend für den Markthochlauf der alternativen Antriebstechnologien im Schwerlastfernverkehr wirken.

Ziel sollte es sein, bis zur Mitte der 2020er mit den genannten Instrumenten zusammen mit den CO_2-Emissionsstandards für schwere Nutzfahrzeuge ein regulatorisches Umfeld zu schaffen, welches den vollständigen Technologiewechsel zu elektrischen Lkw im Schwerlastfernverkehr bis spätestens zum Jahr 2040 anreizt. In der Konfiguration der Anreizinstrumente sollte zudem bedacht werden, dass auch über die THG-Quote der Anreiz entstehen kann, erneuerbaren Wasserstoff in Verkehr zu bringen und indirekt eine CO_2-Bepreisung auf die fossilen Kraftstoffe entsteht. Eine detaillierte Ausgestaltung des Zusammenspiels der verschiedenen Instrumente ist zudem erst dann möglich, wenn der europäische Rechtsrahmen für den Zeitraum bis 2030 und danach festgelegt ist.

Ansätze zur Unterstützung der Technologieentwicklung und der Verringerung der Mehrkosten beim Fahrzeugkauf sind die folgenden:

- Zur Technologieerprobung und Weiterentwicklung der Fahrzeugtechnologien ist die vorgesehene Umsetzung sogenannter Innovationskorridore zielführend,

[82] Die Lkw-Hersteller verfolgen selbst das Ziel im Jahr 2040 nur noch defossilisierte Lkw zuzulassen.

in denen die verschiedenen Technologieoptionen elektrischer Lkw fahrzeug- und infrastrukturseitig erprobt werden. Zur Fahrzeugförderung können dafür bis zum Jahr 2024 Fördervolumen aus den zur Verfügung stehenden Mitteln genutzt werden.

- Über die Weiterführung und Ausgestaltung einer expliziten Förderung beim Kauf elektrischer Lkw im Schwerlastfernverkehr, die vor allem für Brennstoffzellen-Lkw notwendig werden kann, sollte nach der Festlegung des regulatorischen Rahmens auf der EU-Ebene entschieden werden.

Voraussetzungen, Wechselwirkungen und Zeithorizonte

Die regulatorischen Spielräume in Deutschland ergeben sich aus den zuvor genannten europäischen Rahmensetzungen. Diese Rahmensetzungen werden im Zeitraum bis zum Jahr 2023 festgeschrieben, so dass sich die Möglichkeiten der regulatorischen Gestaltung auf nationaler Ebene ab dem Jahr 2023 wesentlich konkretisieren lassen. Die entstehenden Investitionsmehrkosten und Förderbedarfe lassen bei geeigneter Ausgestaltung des regulatorischen Rahmens im starken Maß auf die Nutzer überwälzen.

Eine starke Wechselwirkung besteht mit dem Aufbau der benötigten Energieversorgungsinfrastruktur. Die Nutzung der Brennstoffzellen-Lkw sowie anderer alternativer Energieversorgungsoptionen wird nur dann möglich, wenn diese rechtzeitig skaliert und zur Verfügung gestellt wird. Dabei besteht ein Wechselspiel zwischen der Qualität der Energieversorgungsinfrastruktur und der benötigten Reichweiten der Fahrzeuge für eine Nutzerakzeptanz. Die Ausgestaltung der Infrastruktur kann dementsprechend eine Auswirkung auf die notwendige Förderintensität und die Gesamtkosten der Transformation besitzen.

8.3. Infrastruktur und deren Finanzierung

8.3.1. Strategische Ansätze

Der Aufbau einer Wasserstoff-Infrastruktur bildet eine der zentralen Erfolgsfaktoren für die Schaffung des aus Klimaschutzgründen erforderlichen Wasserstoff-Segments für die deutschen Volkswirtschaft.

- Die Entwicklung der Wasserstoffanwendungen wird dabei erkennbar von einigen Kernen ausgehen, einerseits den industriellen Zentren der Stahl- und Chemieindustrie und andererseits möglicherweise entlang der wichtigsten Güterverkehrsmagistralen. Insbesondere die westlichen Industrieregionen, aber auch einige südliche und östliche Industriezentren werden hier eine herausragende Rolle spielen. Eine besondere Situation ergibt sich hier für den möglichen Wasserstoffbedarf für den Schwerlast-Güterverkehr auf der Langstrecke, der sich mit Blick auf die Tankstellen-Bedarfe entlang sehr weniger Nord-Süd- und Ost-West-Relationen konzentrieren würde.

- Ein breit über das Land verteiltes Muster von Wasserstoffanwendungen und die damit ggf. erforderlichen Infrastrukturen sind nach derzeitiger Einschätzung einerseits eher unwahrscheinlich und würden andererseits allenfalls sehr langfristig relevant.
- Die Zentren des Aufkommens von klimaneutralem Wasserstoff werden sich ebenfalls aus der Richtung unterschiedlicher Kerne entwickeln. Neben den Regionen mit einem großen Angebot regenerativer Stromerzeugung im Norden und im Osten Deutschlands werden dies auch die Grenzübergangspunkte der im Zeitverlauf zunehmenden Importe sein. Auch hier werden zunächst die nördlichen und westlichen Regionen Deutschlands wichtige Anlandepunkte sein, ob sich eine solche Situation auch für den süddeutschen Raum ergeben kann, wird davon abhängen, ob bzw. wann Wasserstofflieferungen aus dem Mittelmeerraum oder aus Osteuropa zukünftig eine signifikante Rolle spielen können.

Während so die räumlichen Schwerpunkte der Wasserstoffnachfrage zumindest in den wichtigsten Grundzügen erkennbar sind, verbleiben auf der Angebotsseite erhebliche Unsicherheiten, die wohl erst mittelfristig aufgelöst werden können.

Die Wechselwirkungen mit anderen existierenden Infrastrukturen bilden eine weitere Determinante für die Wasserstoff-Infrastrukturentwicklung.

- Erstens ergibt sich vor dem Hintergrund der Tatsache, dass wesentliche Teile der zukünftigen Pipeline-Infrastruktur über eine Umnutzung bestehender Erdgas-Infrastrukturen geschaffen werden, eine erhebliche regionale Disparität. Während vor allem im Westen Deutschlands Infrastrukturen der L-Gasversorgung nach Abschluss der Umstellung auf H-Gas bereits kurzfristig für die Wasserstoffnutzung verfügbar gemacht werden können, wird sich dieser Umnutzungsprozess in den anderen Teilen Deutschlands länger hinziehen, da die Pipeline-kapazitäten auf für die Wasserstoffwirtschaft notwendigen Transportrelationen zumindest mittelfristig auch noch für die Erdgasversorgung benötigt werden.
- Zweitens besteht die Herausforderung, dass die Errichtung großer Elektrolysekapazitäten jenseits der zumindest in den 2020er Jahren noch fortbestehenden Engpässe in den Übertragungsnetzen für Strom zu einer Verschärfung der Netzengpass-Situation führen kann und nach Möglichkeit vermieden werden sollte. Auch hier ergibt sich letztlich wieder ein Spannungsfeld zwischen den potenziellen Wasserstoffverbrauchszentren in Süddeutschland und den zumindest zeitweise entstehenden Versorgungsproblemen für diese Zentren aus der logistischen Perspektive.

Gerade wenn die Verfügbarmachung von klimaneutralem Wasserstoff sich für einige Sektoren oder Anwendungen als wichtiger Faktor für die Zukunftssicherung diverser Standorte erweist, ergibt sich neben der Anwendungsförderung auch die infrastrukturelle Erschließung nicht nur als Herausforderung im engeren Sinne der effizienten Netznutzung in den Bereichen Strom und Gas oder des effizienten Netzausbaus, sondern auch als industrie- und regionalpolitisches Thema. Damit entsteht für wasserstoffpolitische Strategien ein Spannungsfeld, in dem angepasste Lösungen gefunden werden müssen.

Eine ähnliche Herausforderung ergibt sich für die Frage, ob und in welchem Umfang bzw. in welcher Kapillarität die heutigen Erdgas-Verteilnetze mit ihren verschiedenen Funktionalitäten für die zukünftige Wasserstoffwirtschaft eine Rolle spielen können. Da

es in diesem Bereich nicht nur um Ausbau- oder Umbaukonzepte, sondern ggf. auch um Abbaukonzepte mit allen technischen, wirtschaftlichen, regulatorischen, aber auch politischen Implikationen geht, ist eine rechtzeitige und vor allem umfassende Bearbeitung dieses Themas unerlässlich.

Für die Auflösung dieser Spannungsfelder und Unsicherheiten wird es sehr pragmatischer und im Zeitverlauf flexibler Lösungen bedürfen. Neben bisher schon laufenden Diskussions- und Netzplanungsprozessen für längere Zeithorizonte und auch für den europäischen Verbund ergibt sich eine hohe Dringlichkeit für eine Reihe von kurzfristigen Maßnahmen, die im bisherigen Wasserstoffkonzept nur unzureichend adressiert werden.

8.3.2. Robustes Förderprogramm On-site-Erzeugung

Hintergrund[83]

Die erste Phase des Markthochlaufs für die Wasserstoffwirtschaft wird erkennbar von einigen großen Industriestandorten ausgehen. Vor allem im Bereich der Stahlindustrie könnten bereits ab 2024 Industrieanlagen entstehen, die zwar zunächst auch mit Erdgas betrieben werden können, im Kontext der Klimaschutzziele jedoch so schnell wie möglich auch mit Wasserstoff versorgt werden sollen. Der Wasserstoffbedarf dieser Projekte ist so groß, dass die Pipeline-Erschließung dieser Standorte erstens zwar verbrauchseitig attraktiv, zweitens aber die Risiken erheblich sind und drittens das Aufkommen für solche Standorte wahrscheinlich nicht an sehr konzentrierte Erzeugungsstandorte und damit infrastrukturell schnell angebunden werden kann (die einzige Ausnahme bildet hier möglicherweise die Erzeugung von blauem Wasserstoff an geeigneten Küstenstandorten). Zur Verdeutlichung: Für die vollständige Wasserstoffversorgung einer großen Industrieanlage kann die Bereitstellung von mehr als 4 TWh Wasserstoff notwendig werden. Bei systemdienlichen Anlagenbetrieb würde für die Erzeugung eine solchen Wasserstoffmenge eine Elektrolysekapazität von etwa 1,5 GW notwendig. Dies ist zwar grundsätzlich und v.a. längerfristig mit Blick auf die Offshore-Windkraft vorstellbar, aber als kurz- und mittelfristige Einspeisung in wenig vermaschte Pipeline-Infrastrukturen und bei anfangs noch eher unklaren Abnahmebeziehungen durchaus eine Herausforderung. Das Spannungsfeld zwischen den räumlichen Mustern des Wasserstoffbedarfs, der Wasserstoff-Infrastruktur-Entwicklung und infrastrukturellen Engpässen des Stromsystems muss angemessen adressiert und entsprechende Ansätze entsprechend austariert werden.

Es erscheint daher als sinnvoll und zielführend, die Entwicklung der notwendigen Pipeline-Infrastrukturen zumindest in der Anfangsphase des Markthochlaufs durch eine gezieltes, aber auch begrenztes Programm zur Unterstützung von verbrauchsnahen Großelektrolyseanlagen zu ergänzen.

[83] Vgl. hierzu die Analysen in den Kapiteln 4 und 5.4.

Ansatz

Parallel zur Unterstützung von großen Industrieprojekten aus dem Transformationspaket Industrie (vgl. Kapitel 8.2.2) werden Elektrolyseanlagen in der Nähe der entsprechenden wasserstoffverwendenden Anlagen gefördert. In einem weiteren Schritt kann ggf. eine ähnliche Strategie für regionale Zentren zur Versorgung der Lkw-Tankstelleninfrastruktur bzw. auch der Flugtreibstoffproduktion verfolgt werden.

- insgesamt wird bis zum Jahr 2030 bis zu einem Drittel der Kapazitäten des nationalen Elektrolyseziels explizit für die verbrauchsnahe Erzeugung gefördert, wobei auch Infrastruktur-Synergien ein relevantes Entscheidungskriterium bilden sollten;
- zur Erzielung größtmöglicher Lernkurveneffekte bzw. zur Schaffung eines hohen Kostensenkungsdrucks werden hierfür in relativ hoher Taktung (z.B. alle 6 Monate) Elektrolysekapazitäten in Auktionen von beispielsweise 200 MW Elektrolyseleistung ausgeschrieben (mit solchen Stückelungen könnten auch größere Elektrolysestandorte schrittweise und unter Reflektion der Erfahrungen in den verschiedenen Auktionsrunden ausgebaut werden);
- die Erfüllungszeiträume sollten auf etwa 3 Jahre nach der Auktion festgesetzt werden;
- zur Begrenzung nicht mehr hinnehmbarer Engpasseffekte mit Blick auf das Stromnetz wird die Lokalisierung der angebotenen Projekte entweder über bestimmte Kontingente oder „Südkomponenten“ (ggf. analog zu den Ausschreibungen für die Stilllegung von Steinkohlekraftwerken) oder bedingte Befreiungstatbestände für Netznutzungsentgelte o.ä. Mechanismen berücksichtigt;
- die Ausgestaltungsregelungen für diese Verfahren könnten von den inzwischen umfangreich vorliegenden Erfahrungen verschiedener Auktionierungsmodellen abgeleitet werden.

Diese Elektrolyseanlagen für die verbrauchsnahe Wasserstofferzeugung im Industriebereich könnten Kern für den Markthochlauf der Wasserstoffversorgung sowie ein wichtiges Signal in den Markt bilden. Die Bindung an Industriestandorte mit erheblicher Flexibilität zwischen Erdgas- und Wasserstoffeinsatz würde auch flexible Ausbaupfade und relativ flexible Vergabeverfahren für die notwendigen Unterstützungszahlungen ermöglichen.

Voraussetzungen, Wechselwirkungen und Zeithorizonte

Voraussetzung für dieses Modell ist ein ausreichender Vorlauf für die entsprechenden Anwendungsprojekte, die Klärung der beihilferechtlichen Zulässigkeit sowie die Entwicklung der entsprechenden Vorarbeiten und Regularien für die Ausschreibungsverfahren. Auf einem ambitionierten Zeitpfad sollten die ersten Ausschreibungen in der zweiten Hälfte der kommenden Legislaturperiode möglich werden.

8.3.3. Beschleunigte Umsetzung des Wasserstoff-Startnetzes

Hintergrund[84]

Die schnelle Vernetzung von Standorten der Wasserstoff-Produktion einerseits und der Wasserstoffanwendung andererseits bildet eine wesentliche Voraussetzung für den Wasserstoffhochlauf. Neben der grundsätzlichen Verfügbarmachung der benötigten Wasserstoffmengen bilden aber Aspekte der Versorgungssicherheit und einer hinreichenden Flexibilität der Versorgung eine wichtige Voraussetzung für die notwendigen Investitionsbedingungen auf der Versorgungs- wie auch der Anwendungsseite.

Die schnelle Schaffung eines Wasserstoff-Startnetzes bzw. dessen Fortschreibung ist damit eine essenzielle Voraussetzung für einen schnellen und hinreichend dynamischen Aufwuchs der v.a. klimapolitisch notwendigen, aber auch industriepolitisch sinnvollen Wasserstoffanwendungen bzw. der entsprechenden Produktionsanlagen.

Für die Umsetzung des Wasserstoff-Startnetzes müssen aber noch die regulatorischen und finanziellen Voraussetzungen geschaffen werden, es stehe aber auch planerische Fragen zu weiteren Entwicklungsstufen des Startnetzes im Raum. Für die Entwicklung des Wasserstoff-Startnetzes wird es mit Blick auf die aktuell existierenden Rahmenbedingungen sehr pragmatischer Lösungen bedürfen. Die ersten Planungs- und Umsetzungsphasen des Startnetzes fallen aber auch in einen Zeitraum, in dem die breiteren Herausforderungen für die Weiterentwicklung in Richtung eines umfassenden und vermaschten Wasserstoffnetzes über grundlegende Weichenstellungen angegangen werden können und müssen.

Ansatz

Mit Blick auf den vorliegenden Planungsstand des Wasserstoff-Startnetzes sowie der Weiterentwicklung dieses Startnetzes und der Schaffung zielführender Grundlagen für den weiteren Ausbau eines Fernleitungsnetzes für Wasserstoff sollten die folgenden Handlungsschwerpunkte prioritär verfolgt werden:

- Vermeidung von Verzögerungen bei der Umsetzung des Startnetzes durch die Herauslösung aus dem NEP 2020 (Abtrennung) durch einen dialogorientierten Verständigungsprozess zwischen Netzbetreibern, Regulierungsbehörde und Bundesregierung;
- Sicherstellung der Finanzierung der verschiedenen Elemente des Wasserstoff-Startnetzes als IPCEI-Projekte als Alternative zur bis auf weiteres nicht ermöglichten Risikoeingrenzung durch die Integration in den Regulierungsrahmen für (Erd-) Gas durch ein intensives Engagement bei den entsprechenden Prozessen auf der EU-Ebene sowie der nachfolgenden nationalen Umsetzung der konkreten Fördermaßnahmen;
- Prüfung und Entwicklung einer kurzfristig umsetzbaren Ost- und Süd-Komponente des Wasserstoff-Startnetzes;

[84] Vgl. hierzu die Analysen im Kapitel 4.1.

- Prüfung und Entwicklung der möglichen Anforderungen an das Wasserstoff-Startnetz durch die Ermöglichung von Erzeugungsanlagen für blauen Wasserstoff in Deutschland;
- Spezifikation der Weiterentwicklungspfade für das Wasserstoff-Startnetz in Richtung eines nationalen Wasserstoffnetzes mit den entsprechenden Anschlusspunkten für grenzüberschreitende Lieferungen;
- Nutzung der Abstimmungs- und Verhandlungsprozesse im Rahmen des *Hydrogen and Decarbonised Gas Market Package* zur erneuten Novellierung der EU-Gasrichtlinie bzw. der EU-Gasverordnung zur Etablierung eines integrierten Planungs- und Regulierungsansatzes für Erdgas- und Wasserstoffnetze.

Voraussetzungen, Wechselwirkungen und Zeithorizonte

Die Planungs- und Umsetzungsarbeiten am Startnetz sollten ohne weitere Verzögerung nach den ergangenen Entscheidungen zur Abtrennung zunächst als separater Arbeitsstrang neben dem Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030 weiterverfolgt werden, so dass die bis 2025 bzw. 2030 angestrebten Ausbaustände erreicht werden. Parallel dazu sollte kurzfristig ein Konsultationsprozess zur ersten Erweiterungsstufe in Richtung Süden und Osten aufgesetzt werden.

Der Gesetzgebungsvorschlag der Europäischen Kommission zum *Hydrogen and Decarbonised Gas Market Package* wird noch im Jahr 2021 vorgelegt werden, in den darauf folgenden Abstimmungs- und Verhandlungsprozessen im Europäischen Rat und im Europäischen Parlament könnte ein erneuter Versuch in Richtung einer integrierten Planung und Regulierung für Erdgas- und Wasserstoffnetze erfolgen.

Mit Blick auf diese Prozesse, aber auch die für 2022 erwarteten Entscheidungen zu den IPCEI-Finanzierungs- bzw. Fördermöglichkeiten sowie die anstehenden Grundsatzentscheidungen mit Blick auf die Erzeugung und Nutzung von blauem Wasserstoff werden viele Umsetzungs- und Grundsatzentscheidungen im Jahr 2022 anstehen.

8.3.4. Umbaukonzept Gas-Verteilnetze

Hintergrund[85]

Die Gas-Verteilnetze bilden im Zuge einer Klimaneutralitätsstrategie für Deutschland in Teilen eine wichtige Grundlage wie in anderen Teilen auch eine zentrale Herausforderung für die anstehende Transformation, auch und besonders im Kontext der Wasserstoffstrategie.

Denn ein Teil der bestehenden Gas-Verteilnetze erfüllt einerseits auch eine Transportfunktion für Wasserstoff-Einsatzbereiche, die im Zuge des Wasserstoffhochlaufs in Deutschland auf jeden Fall eine Rolle spielen werden (v.a. mit Blick auf den Einsatz in Teilen der Industrieunternehmen oder die Strom- und Fernwärmeerzeugung). Diesbezüglich ist die Zuordnung der Transport- und Verteilungsfunktion zu den Fernleitungs-

[85] Vgl. hierzu die Analysen im Kapitel 4.3.

und den Verteilnetzbetreibern im Gasbereich deutlich weniger trennscharf als in der Stromversorgung. Andererseits bilden Teile der existierenden Gasverteilnetze im Sinne einer originären Verteilungsfunktion auch die Basis für den Wasserstoff-Einsatz in Bereichen, für die zumindest eine hohe Wahrscheinlichkeit besteht, dass sie wasserstoffseitig relevant werden könnten (Tankstellen-Infrastrukturen für den Schwerlast-Güterverkehr oder Teile des Schienenverkehrs).

In einer Reihe von Bereichen werden viele der heutigen Erdgasanwendungen für den großflächigen Wasserstoffeinsatz mit hoher Wahrscheinlichkeit nicht in Frage kommen. Dazu gehören vor allem dezentrale Wärmeanwendungen im Gebäude-, teilweise aber auch industriellen Bereich bzw. ein sehr relevanter Teil dieses Verbrauchs. Hier ist die Zukunft der Gasinfrastrukturen in doppelter Hinsicht relevant. Einerseits kann eine Reihe dieser Erdgasanwendungen durch direktelektrische Optionen oder durch Fern- und Nahwärmelösungen verdrängt werden. Andererseits kann aber der damit einhergehende Rückgang beim Durchsatz der Gas-Verteilnetze zu einer nochmals komplexeren wirtschaftlichen Lage etwaiger Wasserstoffnutzungen führen.

Vor diesem Hintergrund wird klar, dass den Gasverteilnetzen im zukünftigen Wasserstoffsegment der deutschen Volkswirtschaft eine deutlich veränderte Rolle zukommen wird. Mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit werden diese Netze in ihrer heutigen Kapillarität langfristig keinen Bestand haben können. Dies wird sowohl auf politischer und regulatorischer Ebene, aber auch im Bereich der Unternehmen reflektiert werden müssen. Gleichwohl wird es aber auch nicht zu einer Situation kommen, in der die Gasverteilnetze in Gänze obsolet werden. Gleichwohl erfolgen derzeit immer noch relativ hohe Investitionen in die Erdgasverteilnetze, die über lange Zeiträume (i.d.R. 55 Jahre) abgeschrieben werden. Hier entsteht ein Spannungsfeld zwischen der Gewährleistung von Versorgungssicherheit in der kurz- und mittelfristigen Perspektive, gleichzeitig aber der Vermeidung langfristiger Fehlinvestitionen und für die Teile der auch längerfristig benötigten Gasverteilnetze einer Absicherung der Wasserstoff-Readiness. Nicht zuletzt werden sich erst im Kontext einer fundierten Strategie zur Zukunft und zum Umbau der Gasverteilnetze Richtungsentscheidungen zur zukünftigen Rolle von Wasserstoff in der dezentralen Wärmeversorgung treffen bzw. werden erst dann die Zeitpunkte robust entschieden werden können, wann solche Entscheidungen spätestens getroffen werden müssen.

Eine besondere Komplexität entsteht zudem dadurch, dass die genannten Spannungsfelder mit Blick auf die räumlichen, regionalwirtschaftlichen und Verbrauchsstrukturen sehr heterogen sein können und einer entsprechend differenzierten Strategiebildung und politischen Instrumentierung bedürfen. Für die notwendigen energie- und klimapolitischen, wie auch für die Gestaltung der infrastrukturseitigen und regulatorischen Rahmenbedingungen werden auf Bundesebene Entscheidungen getroffen werden müssen.

Auch wenn schnelle und klare Entscheidungen zum Umbau der Gasverteilnetze notwendig wären, muss konstatiert werden, dass die notwendige Informations- und Datenbasis für solche Entscheidungen oder deren zeitliche Abfolgen jedoch bisher nicht in der benötigten Robustheit verfügbar ist. Zu den diesbezüglichen Herausforderungen gehört auch, dass die Ausgestaltung der konkreten Transformationspfade für die Gasverteilnetze eine viel stärkere lokale und regionale Komponente haben müssen als die im Bereich der Stromnetze.

Ansatz

Zur Vorbereitung einer fundierten Strategie sollte ein Erarbeitungsprozess für ein nationales Umbaukonzept Gasverteilnetze initiiert und mit hoher Priorität vorangetrieben werden. Zentrale inhaltliche Elemente dieses Prozesses sind

- die Erfassung des Ist-Zustandes der Gasverteilnetze mit Blick auf Verbrauchstrends, aber auch den aktuellen Wert dieser Infrastrukturen;
- die Identifikation typischer bzw. repräsentativer Versorgungskonstellationen und Netzausprägungen im Bereich der Gasverteilnetze, auf deren Basis die notwendigen Analysen in der notwendigen Robustheit durchgeführt werden können;
- die Durchführung eines Transformations-Stresstests für diese repräsentativen Fälle mit Blick auf das Ziel der Klimaneutralität 2045 sowie unterschiedliche Entwicklungen für Wasserstoffanwendungen bzw. die konkurrierenden Versorgungsoptionen, auch mit Blick auf mögliche zeitliche Entwicklungsmuster sowie die Interaktionen mit dem Ausbau der Strom-Verteilnetze (zusätzlicher Ausbaubedarf jenseits der ohnehin notwendigen Netzverstärkung wegen Elektromobilität etc.);
- die konkrete Untersuchung der technischen Restriktionen für eine eventuelle Wasserstoffbeimischung mit Blick auf die Gesamtheit der an die jeweils typischen Netze angeschlossenen Verbraucher, die Identifikation der entsprechenden Barrieren bzw. kritischen Schwellwerte auf dem schnellstmöglichen Weg zu einer vollständigen Wasserstoffversorgung bzw. die entsprechend notwendigen zeitlichen Vorläufe und die Kosten;
- die Entwicklung von robusten Indikatoren für die Kipppunkte von Gasverteilnetzen, also der Spezifikation von Umfeldbedingungen, bei denen ein längerfristiger Fortbestand von Gasverteilnetzen nicht länger verfolgt werden sollte;
- die Entwicklung aussagekräftiger Indikatoren, auf deren Basis regulatorische Entscheidungen zum Um- sowie ggf. auch dem schrittweisen Abbau von Gasverteilnetz-Infrastrukturen getroffen werden können;
- die Erarbeitung von Anforderungen an die kommunale Wärmeplanung aus der Perspektive des Gasverteilnetz-Umbaus;
- eine Analyse der Wirkung möglicher Umbauprozesse in den Gasverteilnetzen auf die vorgelagerten Netzstufen und die Identifikation der Konsequenzen für die Entwicklung des übergeordneten Wasserstoff-Fernleitungssystems;
- Spezifikation von Wasserstoff-Readiness-Anforderungen für die längerfristig notwendigen bzw. bestandsfähigen Gasnetze;
- Erarbeitung eines Regulierungskonzeptes für den Umbau der Gasnetze (Umgang mit Wertberichtigungen);
- Analyse der Konsequenzen eines Umbaus von Gasverteilnetzen auf die Finanzierung der kommunalen Daseinsvorsorge und Erarbeitung einer entsprechenden Anpassungsstrategie.

Voraussetzungen, Wechselwirkungen und Zeithorizonte

Ein analytisch breit fundiertes sowie robustes und hinsichtlich der zeitlichen Abfolgen hinreichend spezifiziertes Umbaukonzept für die Gasverteilnetze bildet erstens eine wichtige Grundlage für die Weiterentwicklung der deutschen Wasserstoffstrategie (z.B. mit Blick auf den Wärmemarkt, die Tankstelleninfrastruktur, vielfältige Gas-Regulierungsfragen etc.). Es hat zweitens wichtige Querbeziehungen zu anderen Handlungsbereichen (kommunale Wärmeplanung etc.). Drittens sollten keine Entscheidungen verzögert werden, da dies zur Folge hätte, dass weiterhin hohe Investitionen in die Gasinfrastruktur erfolgen, die zu *Stranded Assets* in diesem Bereich führen. Die Erarbeitung dieses Umbaukonzeptes hat daher eine hohe Priorität und sollte unmittelbar begonnen werden und innerhalb eines Zeitraums von nicht mehr als drei Jahren zum Abschluss gebracht werden.

8.3.5. Tankstellen-Infrastruktur für den Straßengüterferntransport

Hintergrund[86]

Der Großteil der heute verfügbaren rund 100 Wasserstoff-Tankstellen in Deutschland ist für Pkw konzipiert, so dass sie hinsichtlich ihrer Mengenkapazität für den Schwerlastfernverkehr nicht geeignet sind. Aus technischer und operativer Sicht muss die in heutigen Wasserstoff-Tankstellen eingesetzte Technologie daher auf ein Vielfaches ihrer heutigen Kapazitäten skaliert werden, um für den Schwerlastfernverkehr nutzbar zu werden. Da die technischen Standards und die Charakteristika für den Einsatz von Wasserstoff im Schwerlastfernverkehr zwischen den verschiedenen Industrieakteuren beispielsweise hinsichtlich des genutzten Druckniveaus und des Aggregatzustands des Wasserstoffs für den Straßengüterferntransport bisher nicht fest definiert sind, kann dieser Skalierungsschritt derzeit nicht richtungssicher vorangetrieben werden. Für den Aufbau der Wasserstoff-Tankstellen-Infrastruktur ist zudem zu beachten, dass Brennstoffzellen-Lkw, welche als Serienfahrzeug gefertigt werden und für den Einsatz im Güterferntransport geeignet sind, erst in der zweiten Hälfte der 2020er Jahre zur Verfügung stehen werden. Es ist jedoch davon auszugehen, dass aufgrund der heute erkennbaren, strategischen Planungen der Lkw-Hersteller ein Teil des Lkw-Bestands für den Güterferntransport aus Brennstoffzellen-Lkw bestehen wird. Welche Größenordnung der Bestand an Brennstoffzellen-Lkw in diesem Segment einnehmen wird, ist zurzeit noch nicht abzusehen.

Entsprechend der strategischen Planungen der Lkw-Hersteller zur Erreichung der in den CO_2-Emissionsstandards gesetzten Zielwerte für die durchschnittlichen CO_2-Emissionswerte für Neufahrzeuge wird deutlich, dass ab der zweiten Hälfte der 2020er-Jahre eine ausreichend ausgebaute Tankinfrastruktur für den Schwerlastfernverkehr aller Voraussicht nach benötigt wird. Die Planung des dafür benötigten Infrastrukturausbaus sollte die verkehrsreichen Langstreckenkorridore im deutschen Autobahnnetz (ca. 4.000 km) und die europäischen Transportverbindungen entlang des Trans-European Transport Network (TEN-T) als zentrales Element beinhalten. Dabei sollte eine Mindestdichte und –kapazität der Tankstellen in der Planung vorgesehen werden, die bei einem schnellen Hochlauf des Marktes nach oben angepasst werden kann und den technischen Fokus

[86] Vgl. hierzu die Analysen im Kapitel 4.4.

auf den Schwerlastfernverkehr legt. In einer solchen Planung sollten zudem mögliche Schnittstellen mit anderen potenziellen Wasserstoff-Nutzern außerhalb des Verkehrssektors Berücksichtigung finden, um möglichst Synergien mit anderen Nachfragesegmenten vor allem in der Industrie zu ermöglichen.

Ansatz

Als Ansatz für den Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur ist sowohl die Förderung der technischen Weiterentwicklung und die Skalierung der Tankstellentechnologie notwendig als auch darauffolgend der Aufbau der Tankstellen-Infrastruktur an den genannten Verkehrsachsen. Auch für den Infrastrukturaufbau bietet das Gesamtkonzept klimafreundliche Nutzfahrzeuge (BMVI 2020) einen guten Ansatzpunkt.

Für die Marktvorbereitungsphase sind die folgenden Ansätze zielführend:

- Die Technologieentwicklung sollte anhand von Innovationskorridoren für die verschiedenen elektrischen Lkw-Technologien vorangetrieben werden. Hinsichtlich der Wasserstoffversorgung sollte bei diesen Innovationskorridoren die Technologieskalierung der Tankstellenanlagen im Vordergrund stehen, um eine bedarfsgerechte Wasserstoffversorgung für einen sukzessiven Hochlauf von Lkw im Schwerlastfernverkehr zu ermöglichen. Diese Innovationskorridore können über die dem BMVI bis zum Jahr 2023 zur Verfügung stehenden Mittel zur Unterstützung des Ausbaus einer Lade- und Tankinfrastruktur und über IPCEI-Projekte zur Verfügung gestellt werden.
- Neben der Erprobung ist die Spezifizierung der Charakteristika der Wasserstoffnutzung im Lkw-Verkehr zwischen den verschiedenen Industrieakteuren zentral. Diese sollte möglichst EU-weit beschleunigt vorangetrieben werden, um den Lkw-Herstellern und den Infrastrukturbetreibern möglichst frühzeitig Richtungssicherheit bei der Technologieentwicklung zu geben und eine Interoperabilität innerhalb der EU zu gewährleisten.
- Die Marktvorbereitungsphase sollte in einem branchenweiten Prozess die Planung der benötigten Wasserstoff-Tankstelleninfrastruktur für den Schwerlastfernverkehr umfassen. Diese muss unbedingt die Entwicklung in den europäischen Nachbarstaaten einbeziehen und im Idealfall abgestimmt mit den direkten Nachbarn Deutschlands stattfinden.

Der Aufbau einer konkreten Wasserstoff-Tankstelleninfrastruktur für den Schwerlastfernverkehr sollte auf Basis der Marktvorbereitungsphase umgesetzt werden:

- Aufgrund der Unsicherheit bezüglich der Größenordnung des Wasserstoffbedarfs im Schwerlastfernverkehr bis zum Jahr 2030 sollte der Ausbau der Tankinfrastruktur zweiphasig gestaltet werden. Bis zum Jahr 2027 sollte ein erstes Basisnetz aufgebaut sein. Auf Basis des fahrzeugseitigen Standes der Technologie- und Marktentwicklung kann zu diesem Zeitpunkt eine Entscheidung getroffen werden, in welcher Größenordnung die Kapazität des Tankstellennetzes ab dem Jahr 2030 liegen muss. Auf Basis der Annahmen in Kapitel 4.4 kann für das Basisnetz bei einem Markthochlauf wie in der Modellanalyse „Klimaneutrales Deutschland“ (Prognos; Öko-Institut; Wuppertal Institut 2020) bis zum Jahr 2030 ein Fördervolumen von 1,25 Mrd. Euro abgeleitet werden.

Dies kann bei einer optimistischeren Bestandsentwicklung an Brennstoffzellen-Lkw auf bis zu insgesamt 2,5 Mrd. Euro für den Zeitraum bis zum Jahr 2030 steigen.

- Ab dem Jahr 2030 sollte eine robuste Technologieeinschätzung für den Schwerlastfernverkehr möglich sein. Bei einer starken Marktentwicklung von Brennstoffzellen-Lkw wird der weitere Aufbau der Wasserstoff-Tankstelleninfrastruktur zu diesem Zeitpunkt ohne Unterstützung möglich werden. Im Fall einer eher langsamen Marktentwicklung der Brennstoffzellen-Lkw kann der weitere Förderungsbedarf der Wasserstoff-Tankstelleninfrastruktur ebenfalls abgeschätzt werden, da das zukünftige Marktvolumen deutlich robuster eingeschätzt werden kann.

Voraussetzungen, Wechselwirkungen und Zeithorizonte

Wechselwirkungen für den Aufbau der Wasserstoff-Tankstelleninfrastruktur stellen sich – wie zuvor auch benannt – im sehr starken Maßstab mit der Größenordnung des Wasserstoffbedarfs im Schwerlastfernverkehr ein. Relevant dabei ist neben der Betrachtung Deutschlands auch die europäische Integration der Planungen hinsichtlich der Tankstelleninfrastruktur, um Langstreckentransporte innerhalb Europas möglich zu machen. Derzeit befindet sich die europäische Richtlinie zum Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe (AFID), die für die Mitgliedsstaaten Vorgaben zum Aufbau der Energieinfrastruktur für alternative Energieträger im Verkehrssektor macht, im Trilog-Verfahren. Diese Richtlinie stellt somit die Basis dafür dar, auf der die Wasserstoff-Tankstelleninfrastruktur innerhalb der EU bis zum Jahr 2030 weiterentwickelt wird. Aus finanzieller Sicht stellt sich eine Wechselwirkung mit den anderen elektrischen Antriebsoptionen im Straßengüterfernverkehr ein, da für diese ebenfalls Unterstützungsmittel für den Energieinfrastrukturaufbau zur Verfügung gestellt werden müssen.

8.3.6. Innovationspaket Wasserstoff-Langstreckentransport

Hintergrund[87]

Zumindest in der langfristigen Perspektive entsteht die Frage, welchen Beitrag ein globaler Markt mit über langen Strecken, und damit auf dem Seeweg antransportiertem Wasserstoff für das Aufkommen an klimaneutralem Wasserstoff für Deutschland und Europa spielen kann. Als entscheidende Determinante dafür wird sich letztlich die Entwicklung der Transportkosten auf dem Seeweg erweisen. Die hierfür relevanten logistischen Optionen befinden sich einerseits in sehr unterschiedlichen Stadien (ausgereift für Ammoniak, im Demonstrationsstadium für Flüssigwasserstoff sowie allenfalls im Pilotstadium für LOHC), können aber andererseits nur über den gesamten Prozessverbund eingeordnet werden. Zu diesem Verbund gehören die Konversion, der Schiffstransport im engeren Sinne sowie ggf. die Rekonversion bzw. die mehr oder wenige direkte Weiternutzung der transportierten Güter. Die Kostenbeiträge dieser verschiedenen Schritte unterscheiden sich je nach Transportoption sehr und sind möglicherweise auch für die einzelnen Phasen des Wasserstoffhochlaufs unterschiedlich relevant. Schließlich

[87] Vgl. hierzu die Analysen in den Kapiteln 3.2 und 4.5.

ist bisher auch in keiner Weise klar, inwieweit sich hier längerfristig eine Koexistenz der verschiedenen Logistikansätze für den transkontinentalen Transport auf dem Seeweg ergeben oder ob bestimmte Varianten längerfristig dominieren werden.

Aus Sicht der Entwicklungen in den unterschiedlichen Anwendungsbereichen, aber auch mit Blick auf Deutschland als Standort wichtiger Technologieanbieter in den unterschiedlichen Bereichen erscheint es sinnvoll, hier ein gezieltes Innovationsprogramm aufzulegen.

Ansatz

Das Innovationsprogramm Langstrecken-Transport von Wasserstoff sollte vor allem die Wasserstoff-Logistik jenseits der Pipeline-Infrastrukturen in den Blick nehmen und folgende Schwerpunkte adressieren:

- Weiterentwicklung und Demonstration innovativer Technologieansätze bzw. Technologieverbünde vor allem im Bereich der unterschiedlichen Konversions- und Rekonversionsoptionen;
- Überprüfung ggf. Verbesserung von Technologie- und Marktchancen der deutschen Industrie im Bereich der maritimen Komponente der Wasserstofflogistik auf internationalen bzw. transkontinentalen Routen;
- Analyse, Einordnung und ggf. Demonstration etwaiger Synergieeffekte zwischen der internationalen Wasserstoff-Logistik und den verschiedenen Anwendungsbereichen bzw. den dafür erforderlichen Logistikansätze für die Wasserstoff-Verteilinfrastrukturen (Weiterverwendung von Ammoniak oder Flüssigwasserstoff, Nutzung der LOHC-Route auch für die Verteilung von Wasserstoff etc.).

Voraussetzungen, Wechselwirkungen und Zeithorizonte

Das Thema der internationalen Langstrecken-Logistik für Wasserstoff wird erst sehr langfristig eine aufkommensseitig relevante Rolle für die deutsche und europäische Wasserstoffwirtschat spielen. Gleichwohl sollte das Programm so früh wie möglich initiiert werden, da mit Blick auf die möglichen Synergieeffekte oder Prozessverbünde einzelne Infrastruktur- und Anwendungsausprägungen in Deutschland abhängig von den technologischen und marktlichen Aussichten der verschiedenen Seetransportoptionen für längere oder eben auch nur kurze Zeiträume offengehalten werden können oder sollten bzw. in der Wasserstoffstrategie mit entsprechenden Maßnahmen flankiert werden sollten. In diesem Kontext wäre dann auch die Rolle deutscher Technologieanbieter abzuschätzen bzw. einzuordnen. Insofern wäre ein solches Programm sowohl aus der Perspektive strategischer Weichenstellungen für den Wasserstoffhochlauf wie auch aus der industriepolitischen Perspektive ertragreich.

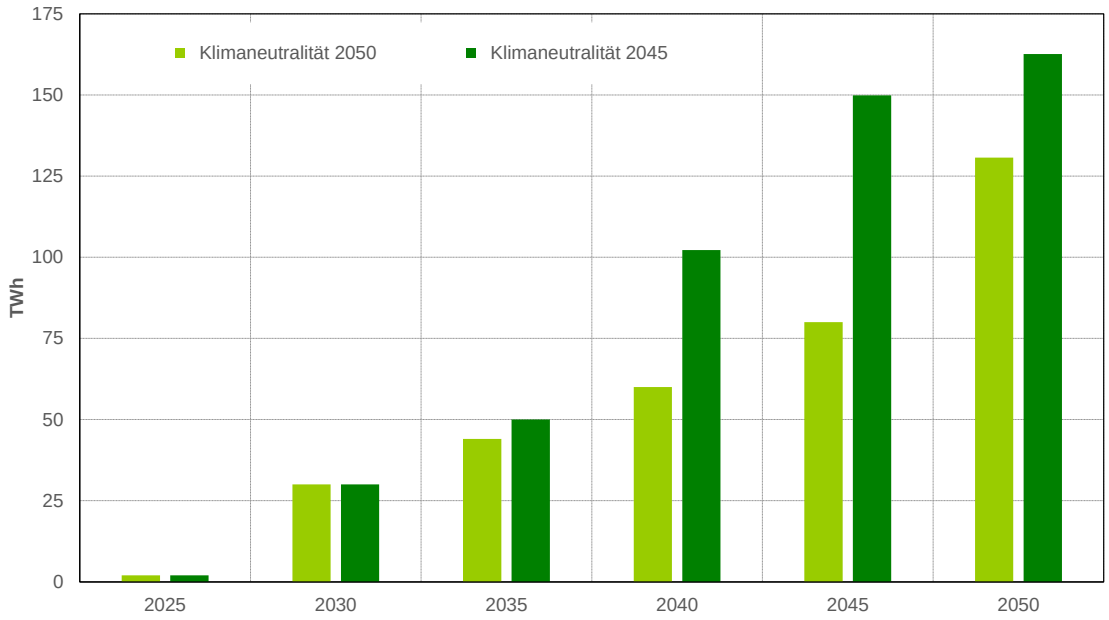
8.4. Wasserstoff-Aufkommen

8.4.1. Strategischer Hintergrund

8.4.1.1. Beschleunigter Ausbau der regenerativen Stromerzeugung

Für das gesamte Wasserstoffaufkommen für Deutschland wird die einheimische Erzeugung von grünem Wasserstoff nur eine begrenzte Rolle spielen können. Zwar werden die entsprechenden Anteile für die Perspektive 2030 den höchsten Stand erreichen und danach zurückgehen, aber auch in diesem Fall wird das absolute Niveau der Herstellung grünen Wasserstoffs in Deutschland im Jahr 2030 ein signifikantes Niveau erreichen und auch danach deutlich weiter steigen.

Abbildung 8-1: Bedarf an regenerativem Strom für die Wasserstofferzeugung Elektrolyse für unterschiedliche Trajektorien zur Erreichung von Klimaneutralität, 2025-2050



Quelle: Prognos; Öko-Institut; Wuppertal Institut (2020; 2021)

Um die grüne Qualität des erzeugten Wasserstoffs zu sichern, müssten damit allein für die Wasserstofferzeugung große Strommengen zusätzlich auf Basis regenerativer Energien erzeugt werden. Die Abbildung 8-1 verdeutlicht dies am Beispiel der beiden Klimaneutralitäts-Szenarien 2045 und 2050 der Modellierungsanalyse „Klimaneutrales Deutschland“ (Prognos; Öko-Institut; Wuppertal Institut 2020, KN2050; Prognos; Öko-Institut; Wuppertal Institut 2021, KN2045).

- bis zum Jahr 2030 müssten 30 TWh regenerativer Strom zusätzlich erzeugt werden, dies entspricht etwa dem Doppelten des jahresdurchschnittlichen Wachstums der gesamten Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in den Jahren 2010 bis 2020;

- bis zum Jahr 2040 erhöht sich die entsprechende Bandbreite auf 60 bis etwa 100 TWh und verdoppelt sich damit von 2030 bis 2040 für den Pfad zur Klimaneutralität im Jahr 2050 bzw. nimmt auf dem Pfad zur Klimaneutralität im Jahr 2045 um mehr als den Faktor 3 zu;
- bis zum Jahr 2050 wird von den Elektrolyseanlagen in Deutschland eine Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in der Bandbreite von etwa 130 bis 160 TWh nachgefragt.

Neben dem zunehmenden Direkteinsatz von Strom in den unterschiedlichen Anwendungsbereichen bildet die Wasserstofferzeugung damit einen wesentlichen Treiber für den notwendigen Ausbau der regenerativen Stromerzeugung in Deutschland, mit Blick auf die Erzeugungsstrukturen und die Elektrolyseauslastung vor allem im Bereich der Windenergie auf See und an Land.

Für diesen Ausbau der regenerativen Stromerzeugung in Deutschland ist ein umfassendes Maßnahmenpaket erforderlich:

- die schnelle und zielkonforme Erhöhung der entsprechenden Ausschreibungsmengen im EEG;
- die planerische Sicherung ausreichender Flächen für die Windkraft an Land, die Freiflächen-Fotovoltaik sowie für die Windkraft auf See;
- die Beschleunigung der entsprechenden Genehmigungsverfahren;
- die Schaffung robuster rechtlicher Regelungen zu den Artenschutzaspekte des Windkraft- und Infrastrukturausbaus;
- die Umsetzung von Kompensationspaketen für die Standortkommunen der Wind- und Solarstromerzeugung;
- den schnelleren und mit Blick auf die längere Frist robusten Ausbau der Stromnetze im Verteil- und Übertragungsnetzbereich.

Schließlich soll auch darauf hingewiesen werden, dass auch der Import von grünem Wasserstoff aus dem europäischen Raum dort eine nochmals deutliche Ausweitung der regenerativen Stromerzeugung erfordern wird, die vor allem flächen-, akzeptanz- und infrastrukturseitig abgesichert werden muss.

8.4.1.2. Wasserstoff-Aufkommen

Die vor allem durch die ambitionierteren klimapolitischen Ziele getriebene Nachfrage nach klimaneutralem Wasserstoff wird für den Zeithorizont 2030 erkennbar unter der einheimischen Wasserstofferzeugung liegen und auch in den nächsten 15 Jahren mit Importen nur teilweise zu befriedigen sein. Darüber hinaus entstehen aus der notwendigen Anpassung der Gas-Infrastrukturen erhebliche Herausforderungen.

- Es sollte relativ kurzfristig eine klare Grundsatzentscheidung über die Rolle von blauem Wasserstoff für das Wasserstoffaufkommen in Deutschland getroffen werden. Diese Entscheidung wird sowohl mengenseitig als auch mit Blick auf die Ausgestaltung einer Reihe von Mechanismen zur Flankierung des Wasserstoffeinsatzes auf der Anwendungsseite erhebliche Konsequenzen haben.

- Es sollte ein klares Phasenmodell für das deutsche Wasserstoffaufkommen entwickelt und verfolgt werden.
  - Für die Jahre bis 2035 stehen damit einheimische Wasserstofferzeugung sowie der Wasserstoffbezug aus infrastrukturell gut angebundenen bzw. anbindbaren europäischen Staaten sowie ggf. blauer Wasserstoff im Vordergrund. Damit sollten zunächst Aktivitäten für die inländische Erzeugung, die grenzüberschreitende Kooperation mit wichtigen Nachbar- oder europäischen Lieferländern bzw. -regionen (z.B. mit Blick auf die *Offshore*-Windkrafterzeugung Nord- und Ostseeraum oder die PV-Stromerzeugung auf der iberischen Halbinsel) sowie auf EU-Ebene im Mittelpunkt stehen.
  - Für den darauffolgenden Zeitraum sollte der Bezug von Wasserstoff aus dem Mittelmeerraum (v.a. über Pipelines) und später die seegestützte Versorgung aus dem weiteren internationalen Raum politisch, technologisch, infrastrukturell sowie investitions- sowie integritätsseitig vorbereitet werden. Da dieses Segment zukünftiger Wasserstoff-Importe durch ein besonders komplexes Umfeld charakterisiert ist, sind hier bereits frühzeitig initiierte und langfristig angelegte Aktivitäten unerlässlich.
  - Weitgehend ungeklärt ist mit Blick auf die verschiedenen Phasen einer Wasserstoff-Importstrategie für Deutschland und die Europäische Union wie auch die Infrastruktur- und *Governance*-Fragen die Rolle Russlands oder andere östliche Anrainerstaaten der Europäischen Union. Hier sind entsprechende Klärungs- und wahrscheinlich auch sehr komplexe Verständigungsprozesse unausweichlich und erforderlich.

Die Bandbreite der für die Wasserstoffstrategie im engeren Sinne erforderlichen Maßnahmen ist groß und vielfältig, für die drei im Folgenden beschriebenen Maßnahmen erscheint jedoch eine besonders schnelle Fokussierung und Umsetzung von herausragender Bedeutung.

8.4.2. Ausweitung des deutschen Elektrolyse-Ziels

Hintergrund[88]

Vor dem Hintergrund der erwartbaren Verschärfung der deutschen Klimaschutzziele wird der Bedarf an klimaneutralem Wasserstoff ansteigen. Gleichzeitig wird das Angebot für Importe von grünem Wasserstoff mit Blick auf die Infrastrukturrestriktionen wie die auch in den europäischen Nachbarländern zunehmenden Klimaschutzanforderungen wie auch der mögliche Aufkommensbeitrag von blauem Wasserstoff für die Zeithorizonte 2030 und 2035 erkennbar begrenzt bleiben.

Vor diesem Hintergrund wird das in der nationalen Wasserstoffstrategie gesetzte Ausbauziel für in Deutschland zu errichtende Elektrolyseanlagen von 5 GW_{el} bis 2030 nicht ausreichen, um das benötigte Aufkommen klimaneutralen Wasserstoffs abzusichern.

[88] Vgl. hierzu die Analysen im Kapitel 3.3.

Eine Ausweitung des Ziels für den Bestand an Wasser-Elektrolyseanlagen auf 10 GW_{el} bis zum Jahr 2030 erscheint angemessen und zielführend. Gleichzeitig würde sich der Beitrag Deutschlands zur globalen Lernkurve für die Reduktion der Kosten von Elektrolyseanlagen erhöhen.

Ansatz

In der nationalen Wasserstoffstrategie sollte das Ziel für den im Jahr 2030 erreichten Stand der installierten Elektrolyseleistung in Deutschland von 5 auf 10 GW_{el} erhöht werden. Damit könnte bei systemdienlichem Betrieb der Anlagen ein zusätzliches Wasserstoffaufkommen von gut 10 TWh (H_u) erzielt werden.

Voraussetzungen, Wechselwirkungen und Zeithorizonte

Zur Absicherung einer effektiv klimaneutralen Wasserstofferzeugung müssten für diese Erhöhung der Elektrolysekapazität etwa 15 TWh regenerativer Strom zusätzlich erzeugt werden, dies entspricht beispielsweise einer zusätzlich installierten Offshore-Windfarm-Kapazität von etwa 3,5 GW. Die deutschen Ausbauziele sowie die entsprechenden Rahmensetzungen und Umsetzungsinstrumente für die regenerative Stromerzeugung müssten im Zuge der ohnehin notwendigen Ausweitung entsprechend angepasst werden.

Mit Blick auf die für den Zeithorizont 2040 notwendigen bzw. erzeugungsseitig darstellbaren Elektrolyseleistungen in Deutschland würde ein auf 10 GW_{el} erhöhtes Ziel für 2030 einen etwas weniger steilen Ausbaupfad für die Dekade nach 2030 ermöglichen.

Eine Ausweitung des Elektrolyseziels würde die entsprechenden Mittel zur Investitionsförderung erhöhen, wobei ein Teil der zusätzlichen Mittel durch die zusätzliche Kostendegression zumindest für die folgenden Kohorten wieder kompensiert werden könnte.

Mit einer größeren Elektrolysekapazität in Deutschland könnten schließlich auch größere Freiheitsgrade für die räumliche Verteilung des Wasserstoffangebots bzw. eine frühere Marktdurchdringung in den verschiedenen Regionen (vgl. Kapitel 4.1 sowie 4.2) entstehen.

8.4.3. Reform der EEG-Finanzierung

Hintergrund[89]

Das Niveau der Stromkosten ist eine entscheidende Determinante für die Erzeugungskosten von grünem Wasserstoff in Elektrolyseanlagen. Die EEG-Umlage stellt eine sehr hohe und damit letztlich prohibitive Kostenposition bei den Stromeinstandskosten für die Elektrolyse dar. Die bisher gefundenen und voraussichtlich vorläufigen Regelungen zur Entlastung von Elektrolysestrom (aus regenerativer Erzeugung) sind und bleiben unbefriedigend und können auch zu erheblichen Verzerrungen zwischen verschiedenen Er-

[89] Vgl. hierzu die Analysen in den Kapiteln 5.2.2 und 5.4.

zeugungskonzepten für grünen Wasserstoff führen. Entsprechende Verzerrungen ergeben sich jedoch nicht nur mit Blick auf die Wasserstofferzeugung, sondern auch bei einer breiteren Betrachtung anderer strombasierter Technologieoptionen die für die Transformation zur Klimaneutralität ebenfalls eine große Rolle spielen werden und spielen müssen (Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen, Power-to-Heat-Lösungen etc.). Damit bildet die Einführung weiterer Sonderregelungen für Befreiungstatbestände bei der EEG-Umlage keinen zielführenden bzw. längerfristig belastbaren Ansatz. Eine Umfinanzierung der EEG-Umlage betrifft die Aufkommensseite des EEG, eine Notwendigkeit von Veränderungen bei der Finanzierung von EEG-Anlagen ergibt sich nicht.

Ansatz

Die Umlage nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz sollte deshalb auf eine Finanzierung aus dem Bundeshaushalt und hier vorzugsweise aus dem Energie- und Klimafonds (EKF) umgestellt werden. Die zusätzlich erforderlichen Budgetmittel können beispielsweise bzw. zumindest zu größeren Teilen über ein erhöhtes Aufkommen aus dem nationalen Emissionshandelssystem für Brennstoffe (nETS) nach dem Brennstoff-Emissionshandelsgesetz (BEHG) aufgebracht werden, einerseits durch eine Erhöhung der Fix- bzw. Mindestpreise des nETS bzw. andererseits durch eine frühere Freigabe der nETS-Preisbildung über den Markt.

Voraussetzungen, Wechselwirkungen und Zeithorizonte

Bezüglich einer Umfinanzierung der EEG-Umlage zeichnet sich in Deutschland zumindest im Grundsatz ein relativ breiter Konsens ab. Ob dies für alle Umsetzungsdetails und die Erzielung des komplementär notwenigen höheren Aufkommens für den Haushalt des Bundes bzw. des EKF ebenfalls gilt, wird relativ kurzfristig transparent werden. Die Umfinanzierung der EEG-Umlage könnte aber in jedem Fall zur Mitte der kommenden Legislaturperiode beschlossen sowie spätestens zum Ende der Legislaturperiode und damit rechtzeitig zur ersten größeren Investitionswelle im Bereich der Elektrolyseanlagen wirksam werden. Prinzipiell muss die Abschaffung der EEG-Umlage, wenn auch unter Berücksichtigung der temporären Entlastungstatbestände für die Elektrolyse, in den Flankierungsmechanismen auf der Wasserstoff-Anwendungsseite über entsprechende Anpassungsregelungen berücksichtigt werden.

8.4.4. Sicherung eines Segments für blauen Wasserstoff im deutschen Aufkommen

Hintergrund[90]

Die Frage der Berücksichtigung von blauem Wasserstoff für das Aufkommen klimaneutralen Wasserstoffs in Deutschland betrifft eine zentrale Weichenstellung der deutschen Wasserstoffpolitik. Denn diese Weichenstellung hat aus einer zunächst nationalen Perspektive erhebliche Konsequenzen für die Ausgestaltung der unterschiedlichen Flankierungsmechanismen sowie auch die für den Wasserstoffhochlauf entstehenden Kosten. Jenseits der nationale Perspektive ist jedoch auch zu berücksichtigen, dass in zumindest einigen unserer Nachbarstaaten blauer Wasserstoff eine wichtige Rolle im gesamten Aufkommensportfolio haben wird und dass bei zunehmend grenzüberschreitenden Netzen blauer Wasserstoff in jedem Fall eine Rolle spielen kann. Damit stellen sich für die deutsche Politik zwei unterschiedliche Fragen:

- Wie wird blauer Wasserstoff bei den Flankierungsmechanismen auf der Nachfrageseite behandelt bzw. kann man blauen Wasserstoff aus materiellen, (europa-)rechtlichen und auch politischen Gründe von der Unterstützung durch solche Mechanismen ausnehmen?
- Wird die Produktion von blauem Wasserstoff mit Blick auf die unterschiedlichen Herausforderungen strategisch und instrumentell unterstützt, d.h. z.B. mit Blick auf die entsprechenden Standorte in den Infrastrukturplanungen berücksichtigt und die Sicherstellung des CO_2-Abtransports politisch und regulatorisch flankiert?

Während bzgl. der ersten Fragestellung wahrscheinlich geringere Freiheitsgrade existieren betrifft der zweite Themenkomplex eine sehr weitreichende strategische Entscheidung, die wegen der erheblichen Ausstrahlungswirkungen auf viele der anstehenden Handlungsbereiche auch vergleichsweise schnell getroffen werden muss.

Ansatz

Bei der Fortschreibung der deutschen Wasserstoffstrategie sollte eine klare und explizite Grundsatzentscheidung mit Blick auf die Nutzung von blauem Wasserstoff für den Wasserstoffhochlauf getroffen werden:

- Deutschland sollte für das deutsche Wasserstoffaufkommen im Jahr 2030 einen Beitrag von blauem Wasserstoff von bis zu 20 TWh anstreben und die entsprechenden Anforderungen an diesen Aufkommensanteil (mit Blick auf Klimaentlastungseffekt etc.) definieren.
- Es sollte ein strukturierter Analyse- und Klärungsprozess aufgesetzt werden, in dem analysiert und abgeklärt wird, welche Rolle blauer und ggf. auch türkiser Wasserstoff für das deutsche Wasserstoffaufkommen im Zeitraum nach 2030 haben kann und soll, wie sich der Übergang zu einer Vollversorgung mit grünem Wasserstoff vollziehen kann und wie die Anschlussnutzungen der errichteten CO_2-Abtransport- und Speicherinfrastrukturen für andere CO_2-Quellen (z.B. mit

[90] Vgl. hierzu die Analysen im Kapitel 3.

Blick auf die Zementindustrie oder die Schaffung von CO_2-Senken) organisiert werden können.

- Da der blaue Wasserstoff für diesen Zeithorizont mit hoher Wahrscheinlichkeit nur in Deutschland produziert werden kann, sollte ein Standortkonzept entwickelt werden. In diesem Standortkonzept werden die Anbindung an das entstehende Wasserstoff-Startnetz, der Wasserstoffverbrauch vor Ort, der Abtransport des anfallenden CO_2 sowie auch die Möglichkeiten der Nutzung von blauem Wasserstoff in Süddeutschland (mit Abtransport des CO_2 per Flussschifffahrt) analysiert und zur Entscheidungsreife gebracht. Das Standortkonzept wird von einem strukturierten Dialogprozess mit den entsprechenden Investoren sowie unter Einbeziehung der verschiedenen Stakeholder begleitet.
- Es sollte ein Dialog mit anderen Nordsee-Anrainerstaaten zur Frage gestartet werden, welche Rolle die grenzüberschreitende Kooperation im Bereich des blauen Wasserstoffs spielen kann.
- Das Wasserstoff-Startnetz sollte mit Blick auf das Standortkonzept für die Erzeugung von blauem Wasserstoff sowie mögliche Importe von blauem Wasserstoff überprüft und ggf. angepasst werden.
- Die Möglichkeit der Nutzung von klimaneutralem blauen Wasserstoff sollte bei der Ausgestaltung der Flankierungsinstrumenten für Wasserstoffanwendungen mit Blick auf die (Kosten-) Spezifika etc. berücksichtigt werden.
- Die rechtlichen und politischen Voraussetzungen für den Abtransport von CO_2 zu den Offshore-Speicherstätten in der Nordsee sollten geschaffen werden.
- Es sollten zwischenstaatliche Vereinbarungen mit den Ländern mit erschlossenen CO_2-Speicherstandorten getroffen werden, um für die CO_2-Speicherung die Nachfragesicherheit als auch Planungssicherheit für die Projektentwicklung von Produktionsstandorten für blauen Wasserstoff zu schaffen. Die Bundesregierung sollte den möglichst frühzeitigen Abschluss von Abtransport- und CO_2-Speicherverträgen unterstützen.
- Es sollte eine Versicherungslösung bzw. ein Risikofonds geschaffen werden, mit dem die Klumpenrisiken im Spannungsfeld von Erzeugungsanlagen für blauen Wasserstoff und der Entsorgungssicherheit für das anfallende CO_2 abgebaut werden können.
- Die konsistente Berücksichtigung von blauem Wasserstoff in den (europäischen) Prozessen zur Etablierung eines integren und robusten Zertifizierungssystems auch für blauen Wasserstoffs sollte vorangetrieben werden, inklusive der Schaffung der notwendigen gesetzlichen und regulatorischen Grundlagen.

Voraussetzungen, Wechselwirkungen und Zeithorizonte

Die entsprechenden Schlüsselentscheidungen können und sollten sehr kurzfristig getroffen und die beschriebenen Prozesse sehr zeitnah aufgesetzt werden. Zumindest die Schlüsselentscheidung für oder gegen die Nutzung bzw. die Anwendungsflankierung von blauem Wasserstoff hat so große Implikationen für die Ausgestaltung der verschiedenen Mechanismen, dass ein längeres Hinausschieben der grundsätzlichen Weichenstellungen nicht vertretbar erscheint.

8.5. Governance

8.5.1. Strategischer Hintergrund

Neben den verschiedenen politischen, technischen und regulatorischen Handlungsfeldern existiert eine ganze Reihe übergreifender Herausforderungen für den Markthochlauf von Wasserstoff in Deutschland und Europa:

- Die große Breite der unterschiedlichen Flankierungsmaßnahmen für die Erzeugung und Anwendung von Wasserstoff, aber auch für die damit verbundenen Technologiewechselprozesse sind in Deutschland durch eine starke Segmentierung gekennzeichnet. Mit der absehbar nochmals massiv zunehmenden Vielfalt bzw. Ausdifferenzierung der verschiedenen Mechanismen und der erheblichen Volumenausweitung vor allem der Finanzierungsinstrumente werden die Wechselwirkungen zwischen den unterschiedlichen Mechanismen zunehmen und der explizite oder implizite Integrationsbedarf steigen. Die derzeitige Segmentierung von Verantwortlichkeiten und zeitlichen Abläufen kann den Wasserstoffhochlauf massiv behindern.
- Die deutsche Wasserstoffstrategie identifiziert eine Vielzahl von Handlungsfeldern und in einigen Bereichen (Elektrolyse-Kapazitäten) auch konkrete Ziele. Auch angesichts der über klimapolitische Aspekte hinausgehenden Motivationen zum Aufwuchs einer Wasserstoffwirtschaft fehlen bisher auf der übergreifenden Ebene auch klare und transparente Ziel- und Leitgrößen, die wichtige Signale in die Märkte geben können, aber auch einen Evaluierungsmaßstab bilden können.
- Die europäische Kooperation wird im Wasserstoff-Bereich von Beginn an eine deutlich größere Rolle spielen müssen als dies in anderen Feldern oft der Fall war. Das damit entstehende Spannungsfeld zwischen schneller Aufwuchsdynamik und den Trägheiten grenzüberschreitender Koordination oder Regelsetzung muss rechtzeitig adressiert werden.
- Angesichts der erheblichen und wohl auch mittelfristig weiterbestehenden Finanzbedarfe zur Schließung der Kostendeckungslücken in den unterschiedlichen Bereichen müssen nicht nur die nationalen Budget-Restriktionen beachtet und die ordnungspolitische Konsistenz gesichert werden, sondern auch die Kompatibilität mit den Regeln des europäischen Binnenmarkts einbezogen werden. Denn die industriepolitische Motivationskomponente für die Schaffung eines Wasserstoffsegments in der deutschen Volkswirtschaft bildet auch eine Herausforderung mit Blick auf Wettbewerbsverzerrungen im europäischen Binnenmarkt.
- Klimaneutraler Wasserstoff ist wegen der Unmöglichkeit einer stofflichen Unterscheidung von mit hoher CO_2-Last produziertem Wasserstoff ein nur über ein integres und robustes Zertifizierungssystem identifizierbares Gut. Die entsprechenden Grundlagen sind notwendig, existieren aber bisher nicht.

Neben den in den vorstehenden Abschnitten diskutierten Einzelinstrumenten, Maßnahmenpaketen und sektorspezifischen Strategien sind daher für eine ganze Reihe von Themen übergreifende Ansätze unabdingbar. Auch hier ist die Vielfalt groß, die im folgenden diskutierten Bereiche erscheinen jedoch als besonders wichtig.

8.5.2. Zielbenchmarks für Wasserstoffkosten und Zielkorridore für das Wasserstoffaufkommen

Hintergrund[91]

Die Wasserstoffstrategien wichtiger Industrienationen beinhalten auch Zielbenchmarks für wichtige Elemente der Wasserstoff-Prozesskette. Solche Zielbenchmarks sind informationelle Instrumente, die auf zwei Ebenen Wirkungen zeitigen sollen. Erstens geben Sie ein prominentes Signal in den Markt und in die Innovationsprozesse, in welchen Größenordnungen und für welche Zeithorizonte technische und Kostenfortschritte erwartet werden. Zweitens werden damit auch Kriterien für die Evaluierung und Weiterentwicklung der politischen Maßnahmepakete etabliert, die die Dynamik bei den Rahmensetzungen, aber auch deren Verbindlichkeit deutlich verbessern können.

Zielbenchmarks sind in politischen Prozessen immer indikativer Natur und bedürfen einer fortwährenden Überprüfung. Gerade diesbezüglich kann aber der die Festlegung und Überprüfung begleitende Analyse- und Diskussionsprozess in erheblichem Maße zur Transparenz der Wissensbestände, Systemgrenzen-Annahmen, Erwartungen und Grundüberzeugungen beitragen und die teilweise unübersichtliche bis widersprüchliche Diskussions- und Politiklandschaft besser strukturieren helfen.

Darüber hinaus bildet das Aufkommen von klimaneutralem Wasserstoff vor allem für den Zeithorizont 2030/2035 für den wahrscheinlich von etwa 60 auf 135 TWh steigenden Bedarf einen wesentlichen Engpass für den Wasserstoffhochlauf in Deutschland. Die transparente Definition von Aufkommenskorridoren kann wichtige Signale vor allem in den europäischen Markt geben und gleichzeitig eine robusten Rahmen für die Infrastrukturentwicklung bilden.

Ansatz

Auf Basis der in der hier vorgelegten Untersuchung vorgenommenen Auswertungen und numerischen Analysen erscheint es als sinnvoll, zunächst für drei Bereiche Zielbenchmarks für die Entwicklung bis zum Jahr 2030 zu definieren:

- einen Kostenbenchmark für die Verfügbarmachung von grünem Wasserstoff auf der Großhandelsebene bzw. frei Landesgrenze von 2,5 bis 3,5 €/kg H_2 (75 bis 105 €/MWh H_u);
- einen Kostenbenchmark für die Produktion oder die Bereitstellung von blauem Wasserstoff frei Landesgrenze von 2,0 €/kg H_2 (60 €/MWh H_u);
- einen Investitionskostenbenchmark von 350 €/kW_{el} für die kompletten System-Errichtungskosten von Wasser-Elektrolyseanlagen mit Kapazitäten im zweistelligen Megawattbereich und einer Umwandlungseffizienz von 65% (bezogen auf den unteren Heizwert), für Elektrolyseanlagen mit höheren Umwandlungseffizienzen gelten entsprechend angepasste Werte.

Entsprechende Zielbenchmarks könnten auch für die Zeithorizonte 2035 und 2040 bzw. auch darüber hinaus Perspektiven schaffen und sollten entsprechend erarbeitet werden.

[91] Vgl. hierzu die Analysen im Kapitel 5.2.3.

Darüber hinaus sollte die Bundesregierung indikative Zielkorridore für das Wasserstoffaufkommen mit dem Zielhorizont 2030/2035 setzen:

- die Produktion von grünem Wasserstoff in Deutschland auf einem Niveau von mindestens 20 bis 30 TWh;
- der Import von grünem Wasserstoff aus dem Ausland von 20 bis 30 TWh bis zum Jahr 2030 und deutlich größeren Mengen in den Folgejahren;
- die Herstellung (an deutschen Küstenstandorten) bzw. der Import von bis zu 20 TWh blauem Wasserstoff für den Zeithorizont 2030.

Voraussetzungen, Wechselwirkungen und Zeithorizonte

Die oben genannten oder ggf. auch noch weiterer Zielbenchmarks sollten in die Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie aufgenommen werden. Sinnvoll und notwendig wäre dafür ein kompakter und transparenter Faktenfindungs- und Abstimmungs- bzw. Clearing-Prozess, der im Verlauf eines halben Jahres initiiert und abgeschossen werden könnte.

8.5.3. Umwelt- und Energie-Beihilfeleitlinien

Hintergrund[92]

Die Analysen zu den erwartbaren Kosten der Wasserstofferzeugung bzw. der unterschiedlichen Wasserstoffanwendungen haben gezeigt, dass sich für die verschiedenen Bereiche über unterschiedliche Zeiträume die Notwendigkeit von Mechanismen ergibt, mit denen die Kostendeckungslücken geschlossen werden müssen. Viele dieser Instrumente und Maßnahmen fallen in den Bereich der staatlichen Beihilfen und unterliegen insofern der europäischen Beihilfekontrolle. Mit Blick auf den Aufwuchs für ein Wasserstoffsegment in den europäischen Volkswirtschaften ergeben sich spezifische Herausforderungen. Während sich die bisher geltenden Regelungen für Energie- und Umweltbeihilfen auf relativ eingrenzbare Technologien bzw. Förderansätze beschränken konnten (Förderung der Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien, Kraft-Wärme-Kopplung, CCS, Energieinfrastrukturen, Energieeffizienz etc.), werden für die Wasserstoffwirtschaft integrierte Ansätze notwendig:

- Fördermaßnahmen für die Erzeugung von klimaneutralem Wasserstoff;
- Fördermaßnahmen für den Einsatz von klimaneutralem Wasserstoff;
- Fördermaßnahmen für den Technologiewechsel im Kontext von Wasserstoffanwendungen;
- Fördermaßahmen für Maßnahmen im Bereich von Wasserstoff-Infrastrukturen.

Dies gilt einerseits mit Blick auf das bis auf weitere verbleibende Marktversagen bei der Internalisierung externer Kosten sowie mit Blick auf die Einführung neuer und transformativer Technologien mit erheblichen Ausstrahlungseffekten, aber auch hinsichtlich der

[92] Vgl. hierzu die Analysen im Kapitel 5.4.

Asymmetrien und Verzerrungen, die aus den unterschiedlichen Möglichkeiten zur CO_2-Bepreisung (vor dem Hintergrund der *Carbon Leakage*-Problematik etc.) resultieren und über die problematische Allokationseffekte oder nicht nur klimapolitisch hoch problematische Lock-in-Effekte entstehen können.

In den bis Ende 2021 geltenden Leitlinien der Europäischen Kommission für staatliche Umweltschutz und Energiebeihilfen (UEBLL – vgl. KOM 2014b) sind die spezifischen Herausforderungen im Bereich der Wasserstoffwirtschaft nur teilweise und insgesamt unzureichend erfasst. Gleichwohl existieren für die spezifischen Herausforderungen im Bereich der Wasserstofferzeugung und -anwendung in den unterschiedlichen bisher geregelten Bereichen mit jeweils ähnlichen Problemlagen (erneuerbare Energien, Biomasse, Kraft-Wärme-Kopplung, CCS etc.) durchaus Anknüpfungspunkte für zielführende Beihilferegelungen für die Wasserstoffwirtschaft.

Vor dem Hintergrund dieser Regelungslücke für Wasserstofftechnologien stellen die ersten Projekte im Bereich Wasserstoff vor allem auf die Sonderregelungen für die Förderung von Vorhaben von gemeinsamem europäischen Interesse (*Import Projects of Common European Interest* – IPCEI, vgl. KOM 2014a). Auf dieser Grundlage werden zwar relativ großzügige Rahmenbedingungen für die ersten Wasserstoff-Projekte möglich, für den Aufwuchs der unterschiedlichen Elemente eines Wasserstoffsystems jenseits der Initialphase bildet der IPCEI-Rahmen jedoch keinen sinnvollen sowie hinreichend dynamischen Rahmen.

Es besteht also ein dringender Bedarf, in den novellierten Beihilfeleitlinien die wasserstoffspezifischen Aspekte dezidiert und angemessen zu berücksichtigen.

Ansatz

Der Erlass der Beihilfeleitlinien liegt in der Kompetenz der Europäischen Kommission. Gleichwohl sind diese Leitlinien immer auch Gegenstand von Abstimmungs- und Verhandlungsprozessen zwischen den nationalen Regierungen und der Europäischen Kommission. Die Bundesregierung sollte in diesen Abstimmungs- und Verhandlungsprozessen im Bereich Wasserstoff die folgenden Aspekte einbringen:

- Es erscheint als sinnvoll und notwendig, die Regelungen für Wasserstoffprojekte auf der Erzeugungs- und Anwendungsseite in einem eigenen Kapitel zu adressieren wie dies derzeit für erneuerbare Energien, Kraft-Wärme-Kopplung und Fernwärme, Ressourceneffizienz und CCS der Fall ist.
- In diesem Kapitel sollten die Beihilfebedingungen für Wasserstoff in einem integrierten Ansatz niedergelegt werden, also die Möglichkeit von Investitionskosten- und Betriebskostenbeihilfen sowohl bei der Erzeugung als auch der Anwendung von klimaneutralem Wasserstoff eröffnen und transparente Regeln für deren integrierte Bewertung schaffen.
- Die Leitlinien sollten klare Referenzfälle für die Bemessung der beihilfefähigen Kosten (wie bisher schon im Anhang 2 der UEBLL für die unterschiedlichen Bereiche) definieren, in denen der Bezugsrahmen für die zu erzielende Kostenparität klar geregelt ist.

- Die Leitlinien sollten die Differenzierung der Beihilfemöglichkeiten und -notwendigkeiten für grünen Wasserstoff, aber auch weitgehend klimaneutralen Wasserstoff auf Erdgasbasis adressieren.
- Die Leitlinien sollten Investitionsbeihilfen für den Technologiewechsel im Kontext des Übergangs zu wasserstoffbasierten Technologien ermöglichen.
- Die Anforderungen an *Carbon Contracts for Difference* sollten, ähnlich wie heute die entsprechenden Regelungen für erneuerbare Energien, in den Leitlinien umfassend und umsetzungsorientiert niedergelegt werden.
- Für die großskalige Förderung von Elektrolyseanlagen sollten Anforderungen und Freistellungstatbestände für die entsprechenden Ausschreibungen definiert werden.
- Die Betriebsbeihilfen sollten sich über die gesamte Abschreibungszeit der entsprechenden Anlagen erstrecken, für *Carbon Contracts for Difference* sollte die Möglichkeit eröffnet werden, die Beihilfen auch längerfristig zu ermöglichen (wie dies heute beispielsweise, bei ähnlicher Problemlage, im Bereich der Biomasseanlagen der Fall ist) oder klare Optionen für die Verlängerung von Betriebskostenbeihilfen etablieren.
- Wasserstoff sowie ggf. auch CO_2-Infrastrukturen sollten analog zu den Energieinfrastrukturen in den Beihilfekatalog aufgenommen werden, wobei nicht nur auf Leitungsinfrastrukturen sondern ggf. auch auf andere Infrastrukturoptionen abgestellt werden sollte.
- Die zulässige Beihilfeintensität (Anteil an den beihilfefähigen Kosten) sollte sowohl für Investitions- als auch bei Betriebsbeihilfen im Bereich der Wasserstofferzeugung und -anwendungen sowie für die entsprechenden Infrastrukturen grundsätzlich auf 100% festgesetzt werden, Differenzierungen mit Blick auf die Anwendung oder Nicht-Anwendung von Ausschreibungsverfahren sollten für die anstehende Phase des Wasserstoffhochlaufs nicht erfolgen.

Voraussetzungen, Wechselwirkungen und Zeithorizonte

Die derzeit gültigen Beihilfeleitlinien waren, wie auch die Regelungen für IPCEI-Projekte waren ursprünglich bis Ende 2020 begrenzt, wurden aber mit Blick auf die Vielzahl von Wechselwirkungen mit den Gesetzgebungsverfahren im Rahmen des *European Green Deal* bis Ende 2021 verlängert (KOM 2020). Die Abstimmungen zwischen der Regerungen der Mitgliedsstaaten und der Kommission sind in vollem Gange, gleichwohl können und werden sich nach Vorlage des ersten Pakets von Gesetzgebungsvorschlägen zum European Green Deal im Juni 2020 noch neue Aspekte und Fragestellungen ergeben. Die Einbringung zusätzlicher Vorschläge seitens der Bundesregierung ist jedoch in jedem Fall sehr kurzfristig nötig und zeitkritisch.

8.5.4. Forum der Wasserstoff-Nachbarn

Hintergrund[93]

Vor dem Hintergrund einer zunehmenden Bedeutung der grenzüberschreitenden Zusammenarbeit wurde 2005 das Pentalaterale Energie-Forum (PEF) initiiert, in dem die für Energie zuständigen Ministerien, die entsprechenden Regulierungsbehörden, die Überragungsnetzbetreiber sowie andere wichtige Marktakteure eine engere Koordinierung und Zusammenarbeit im Bereich der Strommarktintegration und der Versorgungssicherheit vereinbarten. Die Zusammenarbeit im Pentalateralen Form wurde durch ein Memorandum of Understanding im Jahr 2007 formalisiert (PEF 2007), das im Jahr 2013 aktualisiert wurde (PEF 2013). Die Arbeit des PEF ist in sog. *Support Groups* organisiert.

Das Pentalaterale Energie-Forum hat im Jahr 2020 erstmals, auf relativ hoher Aggregationsebene und mit einer ersten Themenliste sowie einem Forderungskatalog an die Europäische Kommission, das Thema Wasserstoff adressiert (PEF 2020).

Vor dem Hintergrund der Tatsache, dass die Entwicklung eines Wasserstoffsegments in allen Volkswirtschaften zu den wichtigen Herausforderungen gehört, viele der entsprechenden Fragen bereits zu einem sehr frühen Zeitpunkt bzw. von Beginn an einige wichtige grenzüberschreitende Facetten haben und zumindest in einigen Bereichen Anknüpfungspunkte zu den bisherigen Aktivitäten existieren, erscheint es als sinnvoll, ertragreich und zielführend, das PEF stärker als Plattform für die entsprechenden Austausch- und Koordinationsprozesse zum Thema Wasserstoff und auch die entsprechenden Vorleistungen z.B. im Bereich der *Offshore*-Windkraftentwicklung innerhalb und außerhalb der jeweiligen ausschließlichen Wirtschaftszonen zu profilieren bzw. auch auszuweiten.

Ansatz

Die Bundesregierung sollte kurzfristig die Initiative ergreifen, um die Arbeit des Pentalateralen Energie-Forums mit Blick auf das Thema Wasserstoff im Kontext des Übergangs zur Klimaneutralität klar zu profilieren und in Arbeitsprogramme zu strukturieren:

- Erweiterung des Fokus auf die Fragen von Wasserstoff jenseits des Energiesektors, also auch mit Blick auf industrielle Anwendungen etc.
- frühzeitige Adressierung der grenzüberschreitenden Infrastrukturanbindungen und der entsprechenden Infrastrukturregulierungen;
- Kooperation mit Blick auf möglichst konsistente Flankierungsstrategien im regulatorischen Bereich, aber auch mit Blick auf Förderansätze bzw. den umfassenderen Politik-Mix für den Wasserstoff-Hochlauf;
- Etablierung und Verfolgung gemeinsamer Ansätze bei der Etablierung europäischer Ansätze für Zertifizierung und Herkunftsnachweise;
- Erweiterung des pentalateralen Rahmens zumindest im Bereich der Wasserstoffwirtschaft;

[93] Vgl. hierzu die Analysen in den Kapiteln 4.2, 4.5 und 5.4.

- Verständigung über gemeinsame Ansätze zu Wasserstoffimporten von außerhalb der Europäischen Union und die diesbezügliche Rolle der Infrastrukturen im Bereich der Teilnehmerstaaten des PEF;
- Vertiefung der Kooperation im Bereich der *Offshore*-Windkraft und auch der *Offshore*-Wasserstofferzeugung;
- Etablierung einer spezifischen Support Group für das Thema Wasserstoff-Strategie.

Angesichts der wichtigen Rolle, die das PEF im Zuge der Marktkopplung und der grenzüberschreitenden Adressierung von Fragen der Versorgungssicherheit bisher gespielt hat sowie mit Blick auf die teilweise sehr ähnlichen, teilweise aber auch eher neuen Fragestellungen erscheint das PEF als eine erfolgversprechende Plattform auch für die vielfältigen Fragen des Wasserstoffhochlaufs. Eine Einbeziehung wichtiger europäischer Lieferregionen (z.B. mit Blick auf die Nord- und Ostsee-Kooperation oder die iberische Halbinsel) in die Prozesses des Forums bildet wahrscheinlich eine wichtige Facette für den neuen Wasserstoff-Schwerpunkt der Arbeitsprozesse im Pentalateralen Energie-Forum.

Voraussetzungen, Wechselwirkungen und Zeithorizonte

Das Pentalaterale Energie-Forum verfügt über etablierte Strukturen. Mit der Deklaration von 2020 wurden erste thematische Grundlagen gelegt. Mit der zunehmend besseren Strukturierung der vielfältigen Themenfelder in nationalen Wasserstoffstrategien bzw. der in einigen Staaten in Arbeit befindlichen Wasserstoffstrategien existieren gute Ausgangspunkte für einen bereits kurzfristig angesetzten intensiveren Zusammenarbeitsprozess.

8.5.5. Zukunftsfähiges Zertifizierungskonzept

Hintergrund[94]

Die Zertifizierung bildet die entscheidende Grundlage, um die klimaneutrale Eigenschaft von Wasserstoff identifizieren bzw. absichern zu können, und damit auch für viele der unterschiedlichen Regelungen im Handlungsfeld Wasserstoff. In der Debatte um geeignete Zertifizierungsoptionen für das Gut Wasserstoff sind mehrere Besonderheiten zu berücksichtigen:

- Wasserstoff ist zwar eine Commodity, es existiert bislang jedoch noch kein Commodity-Markt, da Wasserstoff bisher nur in sehr geringem Umfang gehandelt (z.B. LKW-Traileranlieferungen bei Gewerbeunternehmen) wird. Der Markt befindet sich am Anfang des Hochlaufs und ist somit nicht mit den Märkten für Erdgas und Strom zu vergleichen und kann nicht an bestehende Märkte anschließen.

[94] Vgl. hierzu die Analysen im Kapitel 6.

- Welche Arten des Transports von Wasserstoff sich durchsetzen werden, ist bislang noch offen. Auch die Frage der Vermischung von Wasserstoff aus unterschiedlichen Herstellungsprozessen ist nicht geklärt. Zudem steht auch die Beimischung von Wasserstoff in das Erdgasnetz zur Debatte.
- Der Wasserstoffmarkt wird sich durch eine Vielfalt an Produkten (unterschiedliche Farben des Wasserstoffs) mit entsprechend unterschiedlichen Preisniveaus auszeichnen.
- Die Zertifizierung von Wasserstoff wird von Anfang an eine signifikante europäische und internationale Komponente haben.
- Die Zertifizierung von Wasserstoff impliziert einen Bedarf an neuen Regelungen für die Anrechenbarkeit von Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und dem daraus produzierten Wasserstoff für die unterschiedlichen sektoralen Zielsetzungen.

Als wichtige Hintergrundbedingung ist auch zu beachten, dass auf europäischer Ebene in entsprechenden Projekten erste Zertifizierungssysteme und Kriteriensets erarbeitet werden (CertifHy). Hervorzuheben ist schließlich auch, dass die Zertifizierung von klimaneutralem Wasserstoff auch mit einer Perspektive auf Importe aus Regionen außerhalb des europäischen Wirtschaftsraums von wesentlicher Bedeutung ist und dies sowohl mit Blick auf die für diese Fälle umfassenderen Kriteriensets als auch hinsichtlich der institutionellen Arrangements bzw. der technischen Umsetzung solcher Systeme umfassendere Ansätze erfordert.

Ansatz

Die dringlichsten Zertifizierungsfragestellungen sollten entlang der im Zeitverlauf erwarteten Anwendungsfälle bzw. der Relevanz der für das deutsche bzw. europäische Wasserstoffaufkommen möglichen geographischen Herkunftsregionen abgearbeitet werden. Dazu sind in drei Phasen die folgenden Themen anzugehen:

Phase I (bis ca. 2023):

- Kriterial: Kurzfristig sollten Qualifikationskriterien im nationalen Rahmen mit Fokus auf verbrauchsbezogene Fördermechanismen diskutiert und festgelegt werden. Diese könnten – auch mit Blick auf die praktische Verifizierbarkeit - ggf. zunächst auf wenige Anwendungsfälle limitiert sein (z.B. nur EE-Direktversorgung der Elektrolyse; stofflich getrenntes Tracking des Wasserstoffes bei LKW-Trailern, keine Beimischung in das Erdgasnetz). Zur Vorbereitung der nächsten Phase sind erste Abstimmungen auf europäischer Ebene bzgl. anzulegender Kriterien zu treffen. Hierzu zählt auch die Definition geeigneter Verfahren zum Ausschluss von Doppelzählungen (Stichworte: EE-Zielanrechnung, Verbraucherinformation, Konversion zwischen unterschiedlichen Energieträgern, ggf. CO_2-Emissionen mit Blick auf die Kohlenstoffquellen für die Herstellung von Wasserstoffderivaten). Aufgrund der europarechtlichen Notwendigkeiten aus der RED II liegt hier der Fokus auf grünem Wasserstoff, aber parallel erscheint mit Blick auf die absehbare Relevanz von blauem Wasserstoff auch sinnvoll, entsprechende Kriterien für blauen Wasserstoff zu entwickeln.

- Institutionell: Sollte in dieser Phase schon eine verbrauchsseitige Förderung von Wasserstoff (z.B. im Rahmen eines CCfD-Systems) eingeführt werden, müsste hierfür kurzfristig ein Auditorprozess für die Zertifizierung von Wasserstoff etabliert werden (z.B. durch zu definierende Förderrichtlinien oder Verordnungen), solange noch keine weitergehenden Zertifizierungsstrukturen vorhanden sind. Die nationalen Kompetenzen zur Zertifizierung von Wasserstoff (bspw. die Benennung einer zuständigen Stelle für Gas-HKN i.S.d. RED II, Art. 19) sollten baldmöglichst festgelegt werden. Deutschland sollte, um sich an der Ausgestaltung relevanter Regeln und Infrastrukturen effektiv beteiligen zu können, an der AIB (*Gas Scheme Group*), der CEN/CENELEC-Arbeitsgruppe zur EN 16325 und ggf. CertifHy beteiligen. Eine verstärkte Kooperation und Beteiligung im Rahmen weiterer relevanter internationaler Prozesse zur Etablierung methodischer Standards sollte geprüft werden (z.B. Methodik zu CO_2-Bilanzierung von Wasserstoff im Rahmen der IPHE).
- Technisch: Ein geeignetes Register für Wasserstoffzertifikate (Herkunftsnachweise und Nachweise i.S.v. Art. 25-30 RED II) sollte in Abstimmung mit laufenden internationalen Aktivitäten (AIB / CertifHy) entwickelt und aufgebaut werden. Zur Vorbereitung der nächsten Phase sind geeignete Platzhalter in den Registern für die Überprüfung von Qualifikationskriterien vorzusehen.

Phase II (ca. 2023 bis ca. 2026):

- Kriterial: Aufbauend auf Phase I sollten die Diskussionen und letztlich Entscheidungen mit europäischen Mitgliedstaaten zu Qualifikationskriterien für den außereuropäischen Import vorangetrieben werden, mit dem Ziel, für die Marktakteure eine Investitionssicherheit für Importwasserstoff aus Drittländern ab 2030 zu schaffen. Die Kriterien müssen hierbei neben grünem Wasserstoff auch den Import von blauem Wasserstoff adressieren.
- Institutionell: Die Kooperation in der AIB sollte fortgeführt werden. Darüber hinaus sollte ein Screening erfolgen, mit welchen Akteuren auf globaler Ebene eine Vernetzung erfolgen muss, um den Import aus Drittländern vorzubereiten.
- Technisch: Abhängig von den technischen Notwendigkeiten, die sich aufgrund von Hochlauf-, Technologie oder Kriterien-Entwicklungen ergeben, sollte eine europäische und ggf. globale Abstimmung zum technischen Aufbau eines abgestimmten Bilanzierungssystems für zukünftig relevante außereuropäische Länder erfolgen.

Phase III (nach 2026):

- Kriterial: In Phase III sollte eine zunehmende Implementierung der Kriterien und fortlaufendes Monitoring der Effekte dieser Kriterien (z.B. auch spezifisches Projekt-Monitoring) erfolgen. Entsprechend der Erkenntnisse aus diesem Monitoring müssen die Kriterien sachgerecht weiterentwickelt werden.
- Institutionell: Im Einklang mit der Entwicklung der technischen Infrastruktur in Drittländern müssen multinationale und nationale Zertifizierungsstrukturen geschaffen werden. Dies umfasst bspw. die Schaffung von übergeordneten Governance-Strukturen (i.S. einer internationalen AIB), aber auch die notwendigen nationalen Strukturen in den beteiligten Ländern und die Etablierung von Mechanismen für Audits und Verifizierung.

- Technisch: Eine Operationalisierung eines internationalen Zertifizierungssystems inkl. technischer Register sollte nach Bedarf angestrebt werden.

Es sollte starke Anstrengungen unternommen werden, um für alle drei Zeithorizonte die notwendigen Prozesse mit größtmöglicher Dynamik voranzubringen und in diesem Kontext mit hohem Nachdruck auch ein koordiniertes Vorgehen mit den wichtigsten europäischen Partnern im Kontext des Wasserstoffhochlaufs zu verfolgen.

Voraussetzungen, Wechselwirkungen und Zeithorizonte

Ein integres, robustes und möglichst europaweites System für Zertifizierung und Herkunftsnachweise bildet eine der zentralen Voraussetzungen für den Aufwuchs eines Wasserstoffsegments in der deutschen und europäischen Volkswirtschaft. Viele der diskutierten Flankierungsinstrumente für die Erzeugung und Anwendung von Wasserstoff sind abhängig von der Existenz dieser Systeme, gleichzeitig bestimmen die Funktionalitäten der Systeme für Zertifizierung und Herkunftsnachweise ganz maßgeblich die Ausgestaltung der spezifischen Regelungen im Bereich der Wasserwirtschaft. Daher sind vor allem zeitnah vorangetriebene Analyse- und Klärungsprozesse von hoher Bedeutung, damit für die Perspektive 2023/2024 auf hinreichend spezifizierte bzw. und betriebsbereite Systeme aufgebaut werden kann. Gleichzeitig müssen mit Blick auf folgende Themenkomplexe frühzeitig Richtungsentscheidungen getroffen werden:

- Zeitnah müssen methodische Konventionen (z.B. Bewertung von Methan bei blauem Wasserstoff) verabschiedet werden.
- Das Know-how und die technische Infrastruktur bestehender Institutionen (z.B. AIB) müssen genutzt werden, um Wasserstoff möglichst schnell zertifizieren zu können.
- Eine europäische und internationale Verständigung bzgl. Definitionen für z.B. grünen Wasserstoff sind vorzubereiten, verantwortliche Institutionen zu bestimmen und Prozesse zu etablieren.

Ein zukunftsfähiges Zertifizierungskonzept bedarf eines hohen politischen Engagements insbesondere in den kommenden Jahren, da in diesem Zeitraum die Weichen auch bzgl. Kriterien gestellt werden. Für die zeitlich nur leicht verzögerte Diskussion mit Blick auf transkontinentale Importströme ist die Auseinandersetzung mit Nachhaltigkeitskriterien unabdinglich. Einerseits, um Investoren die notwendige Investitionssicherheit zu geben und damit die Grundlage für verfügbare Importmengen zu legen, andererseits, um sicherzustellen, dass Wasserstoffimporte nicht zu negativen Effekten in den Exportländern führen.

9. Referenzen

9.1. Literatur

ACEA - European Automobile Manufacturers Association; PIK - Potsdam Institute for Climate Impact Research (2020). Joint statement, The transition to zero-emission road freight transport, 2020. Online verfügbar unter https://www.acea.be/uploads/publications/acea-pik-joint-statement-the-transition-to-zero-emission-road-freight-trans.pdf, zuletzt geprüft am 10.05.2021.

ACEA - European Automobile Manufacturers' Association (2020): Charging and refuelling infrastructure required for heavy-duty vehicles, 2020. Online verfügbar unter https://www.acea.be/publications/article/position-paper-charging-and-refuelling-infrastructure-required-for-heavydut, zuletzt geprüft am 10.05.2021.

ACER - European Agency for the Cooperation of Energy Regulators; CEER - Council of European Energy Regulators (2021): When and How to Regulate Hydrogen Networks? ("European Green Deal" Regulatory White Paper series, #1), 09.02.2021. Online verfügbar unter https://www.ceer.eu/documents/104400/7155350/ACER_CEER_WhitePaper_on_the_regulation_of_hydrogen_networks_2021-02-09_FINAL_CEER/d44b8193-24aa-c314-9428-bc4ccf94fd6d, zuletzt geprüft am 10.05.2021.

ADAC - Allgemeiner Deutscher Automobil-Club (2021): Autokostenrechner Auswahlseite, Allgemeiner Deutscher Automobil-Club. Online verfügbar unter https://www.adac.de/infotestrat/autodatenbank/autokosten/autokosten-rechner/default.aspx, zuletzt geprüft am 10.05.2021.

AGEB - AG Energiebilanzen (2021): Bilanzen 1990-2019, AG Energiebilanzen. Online verfügbar unter https://ag-energiebilanzen.de/7-0-Bilanzen-1990-2019.html, zuletzt aktualisiert am 10.05.2021, zuletzt geprüft am 10.05.2021.

Allianz pro Schiene (2021): Elektrifizierung der Schiene braucht einen Schub, Allianz pro Schiene. Online verfügbar unter https://www.allianz-pro-schiene.de/presse/pressemitteilungen/elektrifizierung-der-schiene-braucht-einen-schub/, zuletzt aktualisiert am 10.05.2021, zuletzt geprüft am 10.05.2021.

BBSR - Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung (2016): EnEV 2017 – Vorbereitende Untersuchungen (BBSR-Online-Publikation, 16/2017). Bonn, Februar 2016. Online verfügbar unter https://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/veroeffentlichungen/bbsr-online/2017/bbsr-online-16-2017-dl.pdf;jsessionid=254D6F95C513788AB3649561B2BDF151.live11294?__blob=publicationFile&v=1, zuletzt geprüft am 10.05.2021.

BCG - The Boston Consulting Group; Prognos AG (2018): Klimapfade für Deutschland. Studie im Auftrag des Bundesverbandes der Deutschen Industrie (BDI). Unter Mitarbeit von Gerbert, P.; Herhold, P.; Buchhardt, J.; Schönberger, S.; Rechenmacher, F. et al. Berlin, 1/2018. Online verfügbar unter https://issuu.com/bdi-berlin/docs/20180118_studie_bdi_klimapfade_fuer, zuletzt geprüft am 10.05.2021.

BELICON - An-Institut für Angewandte Nutzfahrzeugforschung und Abgasanalytik (2018): Ökologischer und ökonomischer Vergleich der SWG-Busflotte in Abhängigkeit ihrer Zusammensetzung auf den Zeithorizonten „heute" und „mittelfristig". Studie im Auftrag der Stadtwerke Gießen (SWG), 2018. Online verfügbar unter https://www.giessen.de/media/custom/684_18911_1.PDF?direct, zuletzt geprüft am 10.05.2021.

BMU - Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (2019): Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung zur Umsetzung des Klimaschutz-

plans 2050. Berlin, 2019. Online verfügbar unter https://www.bundesregierung.de/resource/blob/975226/1679914/e01d6bd855f09bf05cf7498e06d0a3ff/2019-10-09-klima-massnahmen-data.pdf?download=1, zuletzt geprüft am 10.05.2021.

BMVI - Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (2020): Gesamtkonzept klimafreundliche Nutzfahrzeuge, Mit alternativen Antrieben auf dem Weg zur Nullemissionslogistik auf der Straße. Berlin, November 2020. Online verfügbar unter https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Publikationen/G/gesamtkonzept-klimafreundliche-nutzfahrzeuge.pdf?__blob=publicationFile, zuletzt geprüft am 10.05.2021.

BMWi - Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2017): Richtlinie für Beihilfen für Unternehmen in Sektoren bzw. Teilsektoren, bei denen angenommen wird, dass angesichts der mit den EU-ETS-Zertifikaten verbundenen Kosten, die auf den Strompreis abgewälzt werden, ein erhebliches Risiko der Verlagerung von CO2-Emissionen besteht (Beihilfen für indirekte CO2-Kosten) vom 23.07.2013, zuletzt geändert durch Verordnung vom 28.08.2017. Berlin, 2017. Online verfügbar unter https://www.strompreiskompensation.de/SPK/SharedDocs/downloads/rechtliches/Foerderrichtlinie_21-08-2017.pdf?__blob=publicationFile&v=4, zuletzt geprüft am 10.05.2021.

BMWi - Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2020a): Die Nationale Wasserstoffstrategie. Berlin, Juni 2020. Online verfügbar unter https://www.bmbf.de/files/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf, zuletzt geprüft am 10.05.2021.

BMWi - Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2020b): Für eine starke Stahlindustrie in Deutschland und Europa!, Handlungskonzept Stahl. Berlin, Juli 2020. Online verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Wirtschaft/handlungskonzept-stahl.pdf?__blob=publicationFile&v=12, zuletzt geprüft am 10.05.2021.

BNetzA - Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (2021): Änderungsverlangen zum Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030. Bonn, 19.03.2021. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/Gas/NEP_2020/Aenderungsverlangen.pdf?__blob=publicationFile&v=1, zuletzt geprüft am 10.05.2021.

BNetzA - Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen; BKartA - Bundeskartellamt (2020). Monitoringbericht 2019, Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB. Stand: 13. Januar 2020. Bonn, 2020. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2019/Monitoringbericht_Energie2019.pdf?__blob=publicationFile&v=6, zuletzt geprüft am 10.05.2020.

BNetzA - Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen; BKartA - Bundeskartellamt (2021): Monitoringbericht 2020, Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB. Stand: 1. März 2021. Bonn, 01.03.2021. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2020/Monitoringbericht_Energie2020.pdf?__blob=publicationFile&v=8, zuletzt geprüft am 10.05.2021.

CAM - Center of Automotive Management (2020): Wasserstoffmobilität: Stand, Trends, Perspektiven. Studie im Auftrag des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches (DVGW). Bonn, Januar 2020. Online verfügbar unter https://www.dvgw.de/medien/dvgw/forschung/berichte/g201910-abschlussbericht-h2-mobilitaet.pdf, zuletzt geprüft am 10.05.2021.

COFACE (2021): Country Risk Asssessment, COFACE. Online verfügbar unter https://www.coface.de/Wirtschaftsanalysen/Rating-table, zuletzt geprüft am 10.05.2021.

Creos; DESFA - National Natural Gas System Operator; Elering; Enagás; Energinet; Eustream, FGSZ; Fluxys Belgium; Gasgrid Finland; Gasunie; GAZ-System - Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM; GCA - Gas Connect Austria; GNI - Gas Networks Ireland; GRTgaz; National Grid; NET4GAS; Nordion Energi; OGE - Open Grid Europe; ONTRAS; Plinovodi; Snam; TAG - Trans Austria Gasleitung; Teréga (2021): Extending the European Hydrogen Backbone, A European Hydrogen Infrastructure Vision Covering 21 Countries. Utrecht, April 2021. Online verfügbar unter https://gasforclimate2050.eu/?smd_process_download=1&download_id=669, zuletzt geprüft am 10.05.2021.

DEHSt - Deutsche Emissionshandelsstelle im Umweltbundesamt (2020): Leitfaden zur Erstellung von Anträgen auf Beihilfen für indirekte CO2-Kosten (Strompreiskompensation). Berlin, März 2020. Online verfügbar unter https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/spk/SPK-Leitfaden.pdf?__blob=publicationFile&v=14, zuletzt geprüft am 10.05.2021.

DEHSt - Deutsche Emissionshandelsstelle im Umweltbundesamt (2021): Beihilfen für indirekte CO2-Kosten des Emissionshandels (Strompreiskompensation) in Deutschland für das Jahr 2019 (SPK-Bericht 2019). Berlin, März 2021. Online verfügbar unter https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/spk/Auswertungsbericht_2019.pdf?__blob=publicationFile&v=3, zuletzt geprüft am 10.05.2021.

Destatis - Statistisches Bundesamt (2017): Schieneninfrastruktur: Betriebsstreckenlänge nach Bundesländern, Statistisches Bundesamt. Online verfügbar unter https://www.destatis.de/DE/Themen/Branchen-Unternehmen/Transport-Verkehr/Unternehmen-Infrastruktur-Fahrzeugbestand/Tabellen/schieneninfrastruktur.html, zuletzt aktualisiert am 18.03.2019, zuletzt geprüft am 10.05.2021.

DLR - Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V.; IFEU - Institut für Energie- und Umweltforschung; LBST - Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH; DBFZ - Deutsches Biomasseforschungszentrum (2015): Potenziale des Hybrid-Oberleitungsbusses als effiziente Möglichkeit für die Nutzung erneuerbarer Energien im ÖPNV. Heidelberg, Landshut, München, 18.12.2015. Online verfügbar unter https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/G/MKS/studie-hybrid-oberleitungsbusse.pdf?__blob=publicationFile, zuletzt geprüft am 10.05.2021.

DNV GL (2019): Comparison of Alternative Marine Fuels. Høvik, 25.09.2019. Online verfügbar unter https://sea-lng.org/wp-content/uploads/2020/04/Alternative-Marine-Fuels-Study_final_report_25.09.19.pdf, zuletzt geprüft am 10.05.2021.

DVGW - Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches (2020): H2 vor Ort: Wasserstoff über die Gasverteilnetze für alle nutzbar machen. Bonn, November 2020. Online verfügbar unter https://www.dvgw.de/medien/dvgw/leistungen/publikationen/h2vorort-wasserstoff-gasverteilnetz-dvgw-broschuere.pdf, zuletzt geprüft am 10.05.2021.

E.ON (2021): Energiewende im Wärmesektor, Digital Energy Twin Essen. Essen, 2021.

EC - European Commission (2020a): A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe, Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Socoal Committee and the Committee of the Regions. COM(2020) 301 final. Brussels, 08.07.2020. Online verfügbar unter https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/hydrogen_strategy.pdf, zuletzt geprüft am 10.05.2021.

EC - European Commission (2020b): Guidelines on certain State aid measures in the context of the system for greenhouse gas emission allowance trading post 2021. 6400 final, 21.09.2020. Online verfügbar unter https://ec.europa.eu/transparency/regdoc/rep/3/2020/EN/C-2020-6400-F1-EN-MAIN-PART-1.PDF, zuletzt geprüft am 10.05.2021.

EC - European Commission (2020c): Impact Assessment Accompanying the document Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions Stepping up Europe's 2030 climate ambition. Investing in a climate-neutral future for the benefit of our people. Commission Staff Working Document (SWD(2020) 176 final Part 1/2). Brussels, 17.09.2020. Online verfügbar unter https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:749e04bb-f8c5-11ea-991b-01aa75ed71a1.0001.02/DOC_1&format=PDF, zuletzt geprüft am 10.05.2021.

EC - European Commission (2021): Commission Implementation Regulation (EU) 2021/447 of 12 March 2021 determining revised benchmark values for free allocation of emission allowances for the period from 2021 to 2025 pursuant to Article 10a(2) of Directive 2003/87/EC of the European Parliament and of the Council (Official Journal of the European Union, L87/29). Brussels, 15.03.2021. Online verfügbar unter https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32021R0447&qid=1620667059492&from=en, zuletzt geprüft am 10.05.2021.

ECO2 Project (2015): ECO2 - Sub-seabed CO2 Storage: Impact on Marine Ecosystems, ECO2 Final Publishable Summary Report. Kiel, 2015. Online verfügbar unter http://www.eco2-project.eu/ECO2(265847)%20Final%20Publishable%20Summary%20Report.pdf, zuletzt geprüft am 10.05.2021.

ecomento (2020): FlixBus: E-Mobilität vorerst „nur eine Utopie" -, ecomento. Online verfügbar unter https://ecomento.de/2020/02/12/flixbus-e-mobilitaet-vorerst-nur-eine-utopie/, zuletzt aktualisiert am 10.05.2021, zuletzt geprüft am 10.05.2021.

ecomento (2021): Scania bekennt sich zu Batterie-Elektrofahrzeugen, ecomento. Online verfügbar unter https://ecomento.de/2021/02/08/lkw-und-bus-hersteller-scania-bekennt-sich-zu-batterie-elektrofahrzeugen/, zuletzt aktualisiert am 10.05.2021, zuletzt geprüft am 10.05.2021.

EDFE - Environmental Defense Fund Europe; RE&E - Ricardo Energy & Environment (2019): Electrofuels for shipping: How synthetic fuels from renewable electricity could unlock sustainable investment in countries like Chile. London, 2019. Online verfügbar unter https://www.edfeurope.org/file/519/download?token=3VSQ5LR6, zuletzt geprüft am 10.05.2021.

EEA - European Environment Agency; EASA - European Aviation Safety Agency; Eurocontrol (2019): European Aviation Environmental Report 2019. Copenhagen, 2019. Online verfügbar unter https://www.easa.europa.eu/eaer/system/files/usr_uploaded/219473_EASA_EAER_2019_WEB_LOW-RES.pdf, zuletzt geprüft am 10.05.2021.

Equinor (2019): Northern Lights Project Concept Report. Stavanger, 21.05.2019. Online verfügbar unter https://northernlightsccs.com/wp-content/uploads/2021/03/Northern-Lights-Project-Concept-report.pdf, zuletzt geprüft am 10.05.2021.

Equinor (2020): Northern Lights FEED Report. Stavanger, 27.03.2020. Online verfügbar unter https://northernlightsccs.com/wp-content/uploads/2021/03/Northern-Lights-FEED-report-public-version.pdf, zuletzt geprüft am 10.05.2021.

Eurocontrol (2020): Does taxing aviation really reduce emissions? (Think Paper, 7), 2020. Online verfügbar unter https://www.eurocontrol.int/sites/default/files/2020-10/eurocontrol-think-paper-taxing-aviation-oct-2020.pdf, zuletzt geprüft am 10.05.2021.

EWI - Institute of Energy Economics at the University of Cologne (2020): Estimating Long-Term Global Supply Costs for Low-Carbon Hydrogen (EWI Working Paper, No 20/04). Köln, 2020. Online verfügbar unter https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-

content/uploads/2021/05/EWI_WP_20-04_Estimating_long-term_global_supply_costs_for_low-carbon_Schoenfisch_Braendle_Schulte.pdf, zuletzt geprüft am 10.05.2021.

EWI R&S - ewi Energy Research & Scenarios (2017): Energiemarkt 2030 und 2050 – Der Beitrag von Gas- und Wärmeinfrastruktur zu einer effizienten CO2-Minderung. Studie für Gelsenwasser AG, Open Grid Europe GmbH und RheinEnergie AG. Köln, November 2017. Online verfügbar unter https://www.ewi.research-scenarios.de/cms/wp-content/uploads/2017/11/ewi_ERS_Energiemarkt_2030_2050.pdf, zuletzt geprüft am 10.05.2021.

Fasihi, M.; Efimova, O.; Breyer, C. (2019): Techno-economic assessment of CO2 direct air capture plants. In: *Journal of Cleaner Production* 224, S. 957–980. Online verfügbar unter https://reader.elsevier.com/reader/sd/pii/S0959652619307772?token=F93CC515CC139BAA00FA06AED1A70DF3686E93022D922F71AAFFA3150FC684A1954B6D12B61A8EE559802192A33D7668&originRegion=eu-west-1&originCreation=20210511115827, zuletzt geprüft am 10.05.2021.

FNB Gas - Fernleitungsnetzbetreiber Gas (2020): Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030, Entwurf. Berlin, 04.05.2020. Online verfügbar unter https://www.fnb-gas.de/media/fnb_gas_2020_nep_entwurf_de.pdf, zuletzt geprüft am 10.05.2021.

Frontier - Frontier Economics (2021): Die Rolle von Wasserstoff im Wärmemarkt. Kurzstudie für Viessmann Climate Solutions. Köln, April 2021. Online verfügbar unter https://www.frontier-economics.com/media/4590/wasserstoff-im-waermemarkt.pdf, zuletzt geprüft am 10.05.2021.

Furre, A.-K.; Eiken, O.; Alnes, H.; Nesland, J.; Anders, V.; Kiær, F. (2017): 20 years of monitoring CO2-injection at Sleipner. In: *Energy Procedia* 114, S. 3916–3926. Online verfügbar unter https://reader.elsevier.com/reader/sd/pii/S1876610217317174?token=83AD450383072F9C4657E3E909FE50A9607A363939D2BCA55AEA3C1A94472BD39F66539DFFBF76C6DDB9F0FF8ADBC81A&originRegion=eu-west-1&originCreation=20210511122409, zuletzt geprüft am 10.05.2021.

FZJ - Forschungszentrum Jülich; RWTH Aachen (2019): Kosteneffiziente und klimagerechte Transformationsstrategien für das deutsche Energiesystem bis zum Jahr 2050 (Energie & Umwelt /Energy & Environment, 499). Jülich, 2019. Online verfügbar unter https://fz-juelich.de/iek/iek-3/DE/_Documents/Downloads/transformationStrategies2050_studyfinalreport_2019-10-31.pdf.pdf;jsessionid=6957EE4FC46E34494B3A41A891833AB1?__blob=publicationFile=publicationFile, zuletzt geprüft am 10.05.2021.

Hernandez, R. R.; Easter, S. B.; Murphy-Mariscal, M. L.; Maestre, F. T.; Tavassoli, M.; Allen, E. B.; Barrows, C. W.; Belnap, J.; Ochoa-Hueso, R.; Ravi, S.; Allen, M. F. (2014): Environmental impacts of utility-scale solar energy. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 29, S. 766–779. DOI: 10.1016/j.rser.2013.08.041.

Hydrogen Council (2020): Path to Hydrogen Competitiveness, A cost perspective. Brussels, 20.01.2020. Online verfügbar unter https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2020/01/Path-to-Hydrogen-Competitiveness_Full-Study-1.pdf, zuletzt geprüft am 10.05.2021.

Hydrogen Council; McKinsey - McKinsey & Company (2021): Hydrogen Insights, A perspective on hydrogen investment, market development and cost competitiveness. Brussels, February 2021. Online verfügbar unter https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2021/02/Hydrogen-Insights-2021.pdf, zuletzt geprüft am 10.05.2021.

Hydrogen Europe (2021): Hydrogen Act, Towards the Creation of the European Hydrogen Economy. Brussels, April 2021. Online verfügbar unter https://www.hydrogeneurope.eu/wp-content/uploads/2021/04/2021.04_HE_Hydrogen-Act_Final.pdf, zuletzt geprüft am 10.05.2021.

Hyundai (2020): World's First Fuel Cell Heavy-Duty Truck, Hyundai World's First Fuel Cell Heavy-Duty Truck, Hyundai XCIENT Fuel Cell, Heads to Europe for Commercial Use, Hyundai Hydrogen Mobility AG. Online verfügbar unter https://hyundai-hm.com/2020/07/08/worlds-first-fuel-cell-heavy-duty-truck-hyundai-xcient-fuel-cell-heads-to-europe-for-commercial-use/, zuletzt aktualisiert am 08.07.2020, zuletzt geprüft am 10.05.2021.

ICCT - International Council on Clean Transportation (2017a): Fuel efficiency technology in European heavy-duty vehicles: Baseline and potential for the 2020–2030 timeframe (White Paper). Berlin, July 2017. Online verfügbar unter http://www.theicct.org/sites/default/files/publications/EU-HDV-Tech-Potential_ICCT-white-paper_14072017_vF.pdf, zuletzt geprüft am 10.05.2010.

ICCT - International Council on Clean Transportation (2017b): Transitioning to zero-emission heavy-duty freight vehicles (White Paper). Washington DC, September 2017. Online verfügbar unter https://theicct.org/sites/default/files/publications/Zero-emission-freight-trucks_ICCT-white-paper_26092017_vF.pdf, zuletzt geprüft am 10.05.2021.

ICCT - International Council on Clean Transportation (2019a): Estimating the infrastructure needs and costs for the launch of zero-emission trucks (White Paper). Washington DC, August 2019. Online verfügbar unter https://theicct.org/sites/default/files/publications/ICCT_EV_HDVs_Infrastructure_20190809.pdf, zuletzt geprüft am 10.05.2021.

ICCT - International Council on Clean Transportation (2019b): Update on electric vehicle costs in the United States through 2030 (Working Paper, 2019-06). Washington DC, 02.04.2019. Online verfügbar unter https://theicct.org/sites/default/files/publications/EV_cost_2020_2030_20190401.pdf, zuletzt geprüft am 10.05.2021.

ICCT - International Council on Clean Transportation (2020): The EU heavy-duty CO2 standards: Impact of the COVID-19 crisis and market dynamics on baseline emissions (Working Paper, 2020-30), December 2020. Online verfügbar unter https://theicct.org/sites/default/files/publications/eu-hdv-emissions-baseline-20201210-2.pdf, zuletzt geprüft am 10.05.2021.

ICCT - International Council on Clean Transportation (2021): Market Monitor, European Passenger Car Registrations January-December 2020 (Fact Sheet Europe), January 2021. Online verfügbar unter https://theicct.org/sites/default/files/publications/MarketMonitor-EU-jan2021.pdf, zuletzt geprüft am 10.05.2021.

ICIS (2021): European carbon market to shift gears. London, February 2021. Online verfügbar unter https://www.icis.com/explore/resources/european-carbon-market-to-shift-gears/, zuletzt geprüft am 10.05.2021.

IEA - International Energy Agency (2020): Renewables 2020, Analysis and Forecast to 2025. Paris, November 2020. Online verfügbar unter https://iea.blob.core.windows.net/assets/1a24f1fe-c971-4c25-964a-57d0f31eb97b/Renewables_2020-PDF.pdf, zuletzt geprüft am 10.05.2021.

IEE - Fraunhofer Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik (2020): Wasserstoff im zukünftigen Energiesystem: Fokus Gebäudewärme, Studie zum Einsatz von H2 im zukünftigen Energiesystem unter besonderer Berücksichtigung der Gebäudewärmeversorgung. Studie im Auftrag des Informationszentrum Wärmepumpen und Kältetechnik (IZW). Kassel, Mai 2020. Online verfügbar unter

https://www.iee.fraunhofer.de/content/dam/iee/energiesystemtechnik/de/Dokumente/Studien-Reports/FraunhoferIEE_Kurzstudie_H2_Gebaeudewaerme_Final_20200529.pdf, zuletzt geprüft am 10.05.2021.

IFEU - ifeu Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg; IEE - Fraunhofer Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik; Consentec (2018): Wert der Effizienz im Gebäudesektor in Zeiten der Sektorenkopplung. Studie im Auftrag von Agora Energiewende. ifeu, Fraunhofer IEE und Consentec (Hg.). Berlin, November 2018. Online verfügbar unter https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2017/Heat_System_Benefit/143_Heat_System_benefits_WEB.pdf, zuletzt geprüft am 10.05.2021.

IRENA - International Renewable Energy Agency (2019): Hydrogen from renewable power, Technology outlook for the energy transition. Report prepared for the 2nd Hydrogen Energy Ministerial Meeting in Tokyo, Japan. Abu Dhabi, September 2019. Online verfügbar unter https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Sep/IRENA_Hydrogen_2019.pdf, zuletzt geprüft am 10.05.2021.

IRENA - International Renewable Energy Agency (2020a): Global Renewables Outlook: Energy Transformation 2050. Edition 2020. Abu Dhabi, 2020. Online verfügbar unter https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Apr/IRENA_Global_Renewables_Outlook_2020.pdf, zuletzt geprüft am 10.05.2021.

IRENA - International Renewable Energy Agency (2020b): Reaching Zero with Renewables, Eliminating CO2 emissions from industry and transport in line with the 1.5°C climate goal. Abu Dhabi, 2020. Online verfügbar unter https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Sep/IRENA_Reaching_zero_2020.pdf, zuletzt geprüft am 10.05.2021.

IRENA - International Renewable Energy Agency (2020c): Renewable Power Generation Costs in 2019. Abu Dhabi, June 2020. Online verfügbar unter https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Jun/IRENA_Power_Generation_Costs_2019.pdf, zuletzt geprüft am 10.05.2021.

ISE - Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (2020a): Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem, Die deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen. Freiburg, Februar 2020. Online verfügbar unter https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Fraunhofer-ISE-Studie-Wege-zu-einem-klimaneutralen-Energiesystem.pdf, zuletzt geprüft am 10.05.2021.

ISE- Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (2020b): Wärmepumpen in Bestandsgebäuden: Ergebnisse aus dem Forschungsprojekt „WPsmart im Bestand“., 23.07.2020. Online verfügbar unter https://wp-monitoring.ise.fraunhofer.de/wp-smart-im-bestand/download/Berichte/BMWi-03ET1272A-WPsmart_im_Bestand-Schlussbericht.pdf, zuletzt geprüft am 10.05.2021.

ISI - Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (2019a): Study on the opportunities of “Power-to-X” in Morocco. 10 Hypotheses for discussion. Karlsruhe, February 2019. Online verfügbar unter http://publica.fraunhofer.de/eprints/urn_nbn_de_0011-n-5653338.pdf, zuletzt geprüft am 10.05.2021.

ISI - Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (2020a): Reale Nutzung von Plug-in-Hybrid-Elektrofahrzeugen (Policy Brief). Karlsruhe, September 2020. Online verfügbar unter https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cce/2020/PHEV_ICCT_FraunhoferISI_Policy_Brief_DE.pdf, zuletzt geprüft am 10.05.2021.

ISI - Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (2020b): Wie könnte ein Tankstellenaufbau für Brennstoffzellen-Lkw in Deutschland aussehen? (Working Paper Sustainability and Innovation, S 09/2020). Karlsruhe, 2020. Online verfügbar unter https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/sustainability-innovation/2020/WP-09-2020_Wasserstoff-Tankstellen_Wi-Gnt-rose.pdf, zuletzt geprüft am 10.05.2021.

ISI - Fraunhofer Institut für System- und Innovationstechnik; IML - Fraunhofer-Institut für Materialfluss und Logistik; PTV - PTV Transport Consult; TUHH - TU Hamburg-Harburg; M-Five (2017): Machbarkeitsstudie zur Ermittlung der Potentiale des Hybrid-Oberleitungs-Lkw, Studie im Rahmen der Wissenschaftlichen Beratung des BMVI zur Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie. Karlsruhe, Februar 2017. Online verfügbar unter https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cce/2017/MKS_Machbarkeitsstudie_Hybrid-Oberleitungs_Lkw_Bericht_2017.pdf, zuletzt geprüft am 10.05.2021.

ISI - Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (2019b): Alternative Antriebe im straßengebundenen Schwerlastverkehr: eine quantitative Ermittlung der Nutzeranforderungen an schwere Lkw und deren Infrastruktur (Working Paper Sustainability and Innovation, 05/2019). Karlsruhe, 2019. Online verfügbar unter http://publica.fraunhofer.de/eprints/urn_nbn_de_0011-n-5496003.pdf, zuletzt geprüft am 10.05.2021.

IWES - Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik; IBP - Fraunhofer-Institut für Bauphysik (2017): Wärmewende 2030, Schlüsseltechnologien zur Erreichung der mittel- und langfristigen Klimaschutzziele im Gebäudesektor. Studie im Auftrag von Agora. Berlin, Februar 2017. Online verfügbar unter https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2016/Sektoruebergreifende_EW/Waermewende-2030_WEB.pdf, zuletzt geprüft am 10.05.2021.

IWU - Institut Wohnen und Umwelt (2015a): Deutsche Wohngebäudetypologie. Beispielhafte Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz von typischen Wohngebäuden, 10.02.2015. Online verfügbar unter https://www.iwu.de/fileadmin/publikationen/gebaeudebestand/episcope/2015_IWU_LogaEtAl_Deutsche-Wohngeb%C3%A4udetypologie.pdf, zuletzt geprüft am 10.05.2021.

IWU - Institut Wohnen und Umwelt (2015b): Kosten energierelevanter Bau- und Anlagenteile bei der energetischen Modernisierung von Altbauten, 10.08.2015. Online verfügbar unter https://www.iwu.de/fileadmin/publikationen/handlungslogiken/2015_IWU_Hinz_Kosten-energierelevanter-Bau-und-Anlagenteile-bei-der-energetischen-Modernisierung-von-Altbauten.pdf, zuletzt geprüft am 10.05.2021.

KBA - Kraftfahrt-Bundesamt (2021a): Fahrzeugzulassungen (FZ), Bestand an Kraftfahrzeugen und Kraftfahrzeuganhängern nach Zulassungsbezirken 1. Januar 2021, 2021. Online verfügbar unter https://www.kba.de/SharedDocs/Publikationen/DE/Statistik/Fahrzeuge/FZ/2021/fz1_2021.xlsx?__blob=publicationFile&v=4, zuletzt geprüft am 10.05.2021.

KBA - Kraftfahrt-Bundesamt (2021b): Monatliche Neuzulassungen, Kraftfahrt-Bundesamt. Online verfügbar unter https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Neuzulassungen/MonatlicheNeuzulassungen/monatl_neuzulassungen_node.htm, zuletzt aktualisiert am 10.05.2021, zuletzt geprüft am 10.05.2021.

KOM - Europäische Kommission (2014a): Mitteilung der Kommission, Kriterien für die Würdigung der Vereinbarkeit von staatlichen Beihilfen zur Förderung wichtiger Vorhaben von gemeinsamem europäischem Interesse mit dem Binnenmarkt. 2014/C 188/02 (Amtsblatt der Europäischen Union, C 188/4). Brüssel, 20.06.2014. Online verfügbar unter https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52014XC0620%2801%29, zuletzt geprüft am 10.05.2021.

KOM - Europäische Kommission (2014b): Mitteilung der Kommission, Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen. 2014/C 200/01 (Amtsblatt der Europäischen Union, C 200/1). Brüssel, 28.06.2014. Online verfügbar unter https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52014XC0628(01)&from=DE, zuletzt geprüft am 10.05.2021.

KOM - Europäische Kommission (2020): Mitteilung der Kommission, Verlängerung und Änderung der Leitlinien für Regionalbeihilfen 2014-2020, der Leitlinien für staatliche Beihilfen zur Förderung von Risikofinanzierungen, der Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020, der Leitlinien für staatliche Beihilfen zur Rettung und Umstrukturierung nichtfinanzieller Unternehmen in Schwierigkeiten, der Mitteilung — Kriterien für die Würdigung der Vereinbarkeit von staatlichen Beihilfen zur Förderung wichtiger Vorhaben von gemeinsamem europäischem Interesse mit dem Binnenmarkt, der Mitteilung der Kommission — Unionsrahmen für staatliche Beihilfen zur Förderung von Forschung, Entwicklung und Innovation und der Mitteilung der Kommission an die Mitgliedstaaten zur Anwendung der Artikel 107 und 108 des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union auf die kurzfristige Exportkreditversicherung. 2020/ C224/02 (Amtsblatt der Europäischen Union, C 224/2). Brüssel, 08.07.2020. Online verfügbar unter https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52020XC0708(01)&from=EN, zuletzt geprüft am 10.05.2021.

Kühnbach, M.; Stute, J.; Gnann, T.; Wietschel, M.; Marwitz, S.; Klobasa, M. (2020): Impact of electric vehicles: Will German households pay less for electricity? In: *Energy Strategy Reviews* 32. Online verfügbar unter https://reader.elsevier.com/reader/sd/pii/S2211467X20301218?token=DAFBDD88CBDBC89004A62E337157E9F1BDD44CC556503A783067566F812340448F1FA54082AB719E79EA0DC81223BC84&originRegion=eu-west-1&originCreation=20210511092531, zuletzt geprüft am 10.05.2021.

LBST - Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH; Bauhaus Luftfahrt (2016): Power-to-Liquids, Potentials and Perspectives for the Future Supply of Renewable Aviation Fuel. Studie im Auftrag des Umweltbundesamtes (UBA) (Background). Dessau-Roßlau, September 2016. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/377/publikationen/161005_uba_hintergrund_ptl_barrierrefrei.pdf, zuletzt geprüft am 10.05.2021.

Li, J.; He, Y.; Tan, L.; Zhang, P.; Peng, X.; Oruganti, A.; Yang, G.; Abe, H.; Wang, Y.; Tsubaki, N. (2018): Integrated tuneable synthesis of liquid fuels via Fischer–Tropsch technology. In: *Nature Catalysis* 1 (10), S. 787–793. DOI: 10.1038/s41929-018-0144-z.

Lobig, A.; Liedtke, G.; Knörr, W. (2017): Beitrag des Schienengüterverkehrs zur Energiewende. In: *Internationales Verkehrswesen* 69 (2), S. 48–52. Online verfügbar unter https://elib.dlr.de/112725/1/2017_IV%20Beitrag%20des%20SGV%20zur%20Energiewende.pdf, zuletzt geprüft am 10.05.2021.

Matthes, F. C.; Ziesing, H.-J. (2011): Wirtschaftlichkeit von Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen, Band 1: Der KWK-Wirtschaftlichkeitsindikator COGIX - Methodenband. Studie für den Verband kommunaler Unternehmen e.V. (VKU). Berlin, Januar 2011. Online verfügbar unter https://www.ecologic.eu/sites/files/publication/2015/ziesing_11_anlage_kwk-wirtschaftlichkeit_110216.pdf, zuletzt geprüft am 10.05.2020.

MCI - Metals Consulting International (2010): Capital Investment Costs for Plant and Equipment in Iron & Steelmaking. Essex, December 2010.

McQueen, N.; Vaz Gomes, K.; McCormick, C.; Blumanthal, K. (2021): A review of direct air capture (DAC): scaling up commercial technologies and innovating for the future. In: *Progress in Energy* 3, 1-22. Online verfügbar unter https://iopscience.iop.org/article/10.1088/2516-1083/abf1ce/pdf, zuletzt geprüft am 10.05.2021.

NPM AG1 - Nationale Plattform Zukunft der Mobilität, Arbeitsgruppe 1 „Klimaschutz im Verkehr“ (2020a): Werkstattbericht Alternative Kraftstoffe, Klimawirkungen und Wege zum Einsatz alternativer Kraftstoffe, Dezember 2020. Online verfügbar unter https://www.plattform-zukunft-mobilitaet.de/wp-content/uploads/2020/12/NPM_AG1_Werkstattbericht_AK.pdf, zuletzt geprüft am 10.05.2021.

NPM AG1 - Nationale Plattform Zukunft der Mobilität, Arbeitsgruppe 1 „Klimaschutz im Verkehr“ (2020b): Werkstattbericht Antriebswechsel Nutzfahrzeuge, Wege zur Dekarbonisierung schwerer Lkw mit Fokus der Elektrifizierung. Berlin, Dezember 2020. Online verfügbar unter https://www.plattform-zukunft-mobilitaet.de/wp-content/uploads/2020/12/NPM_AG1_Werkstattbericht_Nfz.pdf, zuletzt geprüft am 10.05.2021.

Öko-Institut (2014): Konventionelle und alternative Fahrzeugtechnologien bei Pkw und schweren Nutzfahrzeugen, Potenziale zur Minderung des Energieverbrauchs bis 2050 (Öko-Institut Working Paper, 3/2014). Berlin, August 2014. Online verfügbar unter https://www.oeko.de/oekodoc/2105/2014-662-de.pdf, zuletzt geprüft am 10.05.2021.

Öko-Institut (2018): Oberleitungs-Lkw im Kontext weiterer Antriebs- und Energieversorgungsoptionen für den Straßengüterfernverkehr, Ein Technologie- und Wirtschaftlichkeitsvergleich, 13.09.2018. Online verfügbar unter https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/StratON-O-Lkw-Technologievergleich-2018.pdf, zuletzt geprüft am 10.05.2021.

Öko-Institut (2019a): Die Bedeutung strombasierter Stoffe für den Klimaschutz in Deutschland, Zusammenfassung und Einordnung des Wissenstands zur Herstellung und Nutzung strombasierter Energieträger und Grundstoffe. Freiburg, 2019. Online verfügbar unter https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/PtX-Hintergrundpapier.pdf, zuletzt geprüft am 10.05.2021.

Öko-Institut (2019b): Sensitivitäten zur Bewertung der Kosten verschiedener Energieversorgungsoptionen des Verkehrs bis zum Jahr 2050, Abschlussbericht (Texte, 114/2019). Umweltbundesamt (Hg.). Dessau-Roßlau, September 2019. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019-09-19_texte_114-2019_energieversorgung-verkehr.pdf, zuletzt geprüft am 10.05.2021.

Öko-Institut (2020): Wasserstoff sowie wasserstoffbasierte Energieträger und Rohstoffe, Eine Überblicksuntersuchung. Berlin, 04.09.2020. Online verfügbar unter https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Wasserstoff-und-wasserstoffbasierte-Brennstoffe.pdf, zuletzt geprüft am 10.05.2021.

Öko-Institut (2021a): CO2-Bepreisung und die Reform der Steuern und Umlagen auf Strom. Untersuchung für die Stiftung Klimaneutralität. Berlin, Juni 2021.

Öko-Institut (2021b): Raising the Climate Policy Ambition of the European Union, Reforming the EU Emissions Trading System. Report for WWF Germany. Berlin, April 2021. Online verfügbar unter https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/WWF-Emissionshandel-Studie.pdf, zuletzt geprüft am 10.05.2021.

Öko-Institut; DLR; IFEU - ifeu Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg; infras (2016): Endbericht Renewbility III, Optionen einer Dekarbonisierung des Verkehrssektors. Studie im Auftrag des BMUB 2016. Berlin, 21.11.2016. Online verfügbar unter https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/RenewbilityIII_Endbericht.pdf, zuletzt geprüft am 10.05.2021.

Öko-Institut; HHN - Hochschule Heilbronn (2020): Status quo und Perspektiven alternativer Antriebstechnologien für den schweren Straßengüterverkehr - 1. Teilbericht, Erster Teilbericht des Forschungs- und Dialogvorhabens „StratES: Strategie für die Elektrifizierung des Straßengüterverkehr“. Berlin, Heilbronn, 15.10.2020. Online verfügbar unter https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/StratES-Teilbericht1-Marktanalyse.pdf, zuletzt geprüft am 10.05.2021.

Öko-Institut; HHN - Hochschule Heilbronn; IAO - Fraunhofer-Institut für Arbeitswirtschaft und Organisation; ITP - Intraplan Consult GmbH (2020): StratON Bewertung und Einführungsstrategien für oberleitungsgebundene schwere Nutzfahrzeuge, Endbericht. Berlin, Februar 2020. Online verfügbar unter https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/StratON-O-Lkw-Endbericht.pdf, zuletzt geprüft am 10.05.2021.

PEF - Pentalateral Energy Forum (2007): Memorandum of Understanding of the Pentalateral Energy Forum on Market Coupling and Security of Supply in Central Western Europe. Luxembourg, 06.06.2007. Online verfügbar unter https://www.benelux.int/files/3214/2554/2929/Memorandum_of_understanding_Pentalateral_2007_-_EN.pdf, zuletzt geprüft am 10.05.2021.

PEF - Pentalateral Energy Forum (2013): Political Declaration of the Pentalateral Energy Forum. Luxembourg, 07.06.2013. Online verfügbar unter https://www.benelux.int/files/5014/2554/2983/PoliticalDeclarationOfThePentalateralEnergyForum_2013-EN.pdf, zuletzt geprüft am 10.05.2021.

PEF - Pentalateral Energy Forum (2020): Joint Politcal Declaration of the Pentalateral Energy Forum on the Role of Hydrogen to Decarbonise the Energy system in Europe. The Hague, 11.05.2020. Online verfügbar unter https://www.benelux.int/files/7715/9223/7457/PentaDeclarationSigned_1.pdf, zuletzt geprüft am 10.05.2021.

PoR - Port of Rotterdam; EBN; Gasunie (2020): Rotterdam CCUS, Project Porthos: CO2 transport and storage. Rotterdam, January 2020. Online verfügbar unter https://www.porthosco2.nl/wp-content/uploads/2020/04/January-2020-handout-Porthos-ENG.pdf, zuletzt geprüft am 10.05.2021.

Prognos - Prognos AG; Fraunhofer ISI - Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung; GWS - Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung mbH; IINAS - Internationales Institut für Nachhaltigkeitsanalysen und -strategien (2020): Energiewirtschaftliche Projektionen und Folgeabschätzungen 2030/2050, Dokumentation von Referenzszenario und Szenario mit Klimaschutzprogramm 2030. Berlin, 10.03.2020. Online verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Wirtschaft/klimagutachten.pdf?__blob=publicationFile&v=8, zuletzt geprüft am 10.05.2021.

Prognos; Öko-Institut; Wuppertal Institut - Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie (2020): Klimaneutrales Deutschland, In drei Schritten zu null Treibhausgasen bis 2050 über ein Zwischenziel von -65% im Jahr 2030 als Teil des EU-Green-Deals. Studie im Auftrag von Agora Energiewende, Agora Verkehrswende und Stiftung Klimaneutralität. Berlin, November 2020. Online verfügbar unter https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2020/2020_10_KNDE/A-EW_195_KNDE_WEB_V111.pdf, zuletzt geprüft am 10.05.2021.

Prognos; Öko-Institut; Wuppertal Institut - Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie (2021): Klimaneutrales Deutschland 2045, Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann. Zusammenfassung im Auftrag von Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende und Agora Verkehrswende. Berlin, Wuppertal, Mai 2021. Online verfügbar unter https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_04_KNDE45/A-EW_209_KNDE2045_Zusammenfassung_DE_WEB.pdf, zuletzt geprüft am 10.05.2021.

Prognos; UMSICHT - Fraunhofer Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik; DBFZ - Deutsches Biomasseforschungszentrum (2018): Status und Perspektiven flüssiger Energieträger in der Energiewende. Studie im Auftrag von Mineralölwirtschaftsverband e.V. (MWV), Institut für Wärme und Oeltechnik e.V. (IWO), MEW Mittelständische Energiewirtschaft Deutschland e.V. und UNITI Bundesverband mittel-ständischer Mineralölunternehmen e. V. (2. durchgesehene Auflage). Berlin, Mai 2018. Online verfügbar unter https://www.prognos.com/sites/default/files/2021-02/2020_Bericht_Fluessige_Energietraeger_RZ01.pdf, zuletzt geprüft am 10.05.2021.

PWC - Pricewaterhouse Coopers (2020): E-Bus Radar 2021. Düsseldorf, 31.12.2020. Online verfügbar unter https://www.pwc.de/de/branchen-und-markte/oeffentlicher-sektor/e-bus-radar-2021.pdf, zuletzt geprüft am 10.05.2021.

RE&E - Ricardo Energy & Environment; TEPR - Transport & Environmental Policy Research; E3MLab (2018): Assessing the impacts of selected options for regulating CO2 emissions from new passenger cars and vans after 2020, Final Report for the European Commission. Didcot, 19.02.2018. Online verfügbar unter https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/transport/vehicles/docs/ldv_post_2020_co2_en.pdf, zuletzt geprüft am 10.05.2021.

Rivard, E.; Trudeau, M.; Zaghib, K. (2019): Hydrogen Storage for Mobility: A Review. In: *Materials* 12 (12). DOI: 10.3390/ma12121973.

RLI - Reiner Lemoine Institut (2020): Ladeinfrastruktur nach 2025/2030: Szenarien für den Markthochlauf. Studie im Auftrag des BMVI. Berlin, 2020. Online verfügbar unter https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2020/11/Studie_Ladeinfrastruktur-nach-2025-2.pdf, zuletzt geprüft am 10.05.2021.

Roland Berger (2019): Study on use of fuel cell hydrogen in railway environment, Shift2Rail Joint Undertaking - FCH 2 Joint Undertaking. Study overview. Brüssel, 2019. Online verfügbar unter https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/01-Roland-Berger-Public.pdf, zuletzt geprüft am 10.05.2021.

Schaal, S. (2019): Scheuer: 23,5 Millionen Euro für BZ-Projekte, electrive.net. Online verfügbar unter https://www.electrive.net/2019/10/18/scheuer-235-millionen-euro-fuer-bz-projekte/, zuletzt aktualisiert am 18.10.2019, zuletzt geprüft am 10.05.2021.

Schaal, S. (2020a): Daimler plant BZ-Lkw mit 1.000 Kilometern Reichweite, electrive.net. Online verfügbar unter https://www.electrive.net/2020/09/16/daimler-plant-bz-lkw-mit-1-000-kilometern-reichweite/, zuletzt aktualisiert am 10.12.2020, zuletzt geprüft am 10.05.2021.

Schaal, S. (2020b): Daimler und Volvo gründen Brennstoffzellen-Joint-Venture, electrive.net. Online verfügbar unter https://www.electrive.net/2020/11/02/daimler-und-volvo-gruenden-brennstoffzellen-joint-venture/, zuletzt aktualisiert am 09.02.2021, zuletzt geprüft am 10.05.2021.

Schaal, S. (2020c): Nikola und Iveco planen H2-Infrastruktur in Deutschland, electrive.net. Online verfügbar unter https://www.electrive.net/2021/04/19/nikola-und-iveco-planen-h2-infrastruktur-in-deutschland/, zuletzt aktualisiert am 19.04.2021, zuletzt geprüft am 10.05.2021.

Schemme, S. (2020): Techno-ökonomische Bewertung von Verfahren zur Herstellung von Kraftstoffen aus H2 und CO2. Dissertation, betreut von Stolten, Detlef; Wirsum, Christian, Fakultät für Maschinenwesen, RWTH Aachen, 2020. Online verfügbar unter https://publications.rwth-aachen.de/record/803938/files/803938.pdf, zuletzt geprüft am 10.05.2021.

T&E - Transport & Environment (2020): Recharge EU trucks: time to act!, A roadmap for electric truck charging infrastructure deployment. Brussels, February 2020. Online verfügbar unter https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/2020_02_RechargeEU_trucks_paper.pdf, zuletzt geprüft am 10.05.2021.

thinkstep; Prognos (2017): Nullemissionsnutzfahrzeuge, Vom ökologischen Hoffnungsträger zur ökonomischen Alternative. e-mobil BW - Landesagentur für Elektromobilität und Brennstoffzellentechnologie Baden-Württemberg GmbH. Stuttgart, Oktober 2017. Online verfügbar unter https://www.e-mobilbw.de/fileadmin/media/e-mobilbw/Publikationen/Studien/NFZ-Studie.pdf, zuletzt geprüft am 10.05.2021.

TUD - Technische Universiät Dresden (2017): Wissenschaftliche Bewertung von alternativen, emissionsarmen Antriebskonzepten für den bayerischen SPNV, Technische und wirtschaftliche Bewertung alternativer Antriebskonzepte. Studie für die Bayerische Eisenbahngesellschaft mbH (BEG). Dresden, 03.11.2017. Online verfügbar

unter https://beg.bahnland-bayern.de/files/media/corporate-portal/aktuelles/2018/Technische%20und%20wirtschaftliche%20Bewertung%20alternativer%20Antriebskonzepte%281%29.pdf, zuletzt geprüft am 10.05.2021.

TUD - Technische Universiät Dresden (2019): Bewertung alternativer Antriebskonzepte im Pfalznetz: Verbandsversammlung ZSPNV Süd. Studie für den Zweckverband SPNV (ZSPNV). Bad Dürkheim, 17.05.2019. Online verfügbar unter https://www.zspnv-sued.de/fileadmin/user_upload/zweckverband/versammlungen/sued/59/Pra__sentation_TOP4.pdf, zuletzt geprüft am 10.05.2021.

VDE - Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik (2020): Bewertung klimaneutraler Alternativen zu Dieseltriebzügen, Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen am Praxis-Beispiel ›Netz Düren‹. Frankfurt am Main, Juni 2020. Online verfügbar unter https://www.vde.com/resource/blob/1979350/a41e9c3559af76fee9c91befbc1e9216/studie-klimaneutrale-alternative-zu-dieseltriebzuegen-data.pdf, zuletzt geprüft am 10.05.2021.

VDV - Die Verkehrsunternehmen (2020): Zwischenbilanz Elektrobusse im ÖPNV, Pressekonferenz zur VDV-Elektrobuskonferenz und Fachmesse ElekBu. Berlin, 04.02.2020. Online verfügbar unter https://www.vdv.de/200204-charts-pressegespraech-zwischenbilanz-e-busse.pdfx?forced=true, zuletzt geprüft am 10.05.2021.

Viebahn, P.; Scholz, A.; Zelt, O. (2019): The Potential Role of Direct Air Capture in the The Potential Role of Direct Air Capture in the German Energy Research Program - Results of a Multi-Dimensional Analysis. In: *Energies* 12 (18), 1-17. Online verfügbar unter https://res.mdpi.com/d_attachment/energies/energies-12-03443/article_deploy/energies-12-03443.pdf, zuletzt geprüft am 10.05.2021.

ZSW - Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (2021): Elektroautos: Bestand steigt weltweit auf 10,9 Millionen, Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg. Online verfügbar unter https://www.zsw-bw.de/fileadmin/user_upload/PDFs/Pressemitteilungen/2021/pi05-2021-ZSW-WeltweiteZahlenElektroautos.pdf, zuletzt aktualisiert am 09.03.2021, zuletzt geprüft am 10.05.2021.

9.2. Rechtliche Regelungen

Deutsche Regelungen

37. BImSchV –Siebenunddreißigste Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung zur Anrechnung von strombasierten Kraftstoffen und mitverarbeiteten biogenen Ölen auf die Treibhausgasquote) vom 15. Mai 2017 (BGBl. I S. 1195), zuletzt geändert durch Artikel 20 des Gesetzes vom 21. Dezember 2020 (BGBl. I S. 3138).

AbLAV – Verordnung zu abschaltbaren Lasten vom 16. August 2016 (BGBl. I S. 1984), zuletzt geändert durch Artikel 9 des Gesetzes vom 22. Dezember 2016 (BGBl. I S. 3106).

BEHG – Brennstoffemissionshandelsgesetz vom 12. Dezember 2019 (BGBl. I S. 2728), zuletzt geändert durch Artikel 1 des Gesetzes vom 3. November 2020 (BGBl. I S. 2291).

BImSchG – Bundes-Immissionsschutzgesetz in der Fassung der Bekanntmachung vom 17. Mai 2013 (BGBl. I S. 1274; 2021 I S. 123), zuletzt geändert durch Artikel 2 Absatz 1 des Gesetzes vom 9. Dezember 2020 (BGBl. I S. 2873).

EEG 2021 –Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), zuletzt geändert durch Artikel 1 des Gesetzes vom 21. Dezember 2020 (BGBl. I S. 3138).

EnWG –Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), zuletzt geändert durch Artikel 2 des Gesetzes vom 25. Februar 2021 (BGBl. I S. 298).

KAV – Konzessionsabgabenverordnung vom 9. Januar 1992 (BGBl. I S. 12, 407), zuletzt durch geändert Artikel 3 Absatz 4 der Verordnung vom 1. November 2006 (BGBl. I S. 2477).

KWKG – Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz vom 21. Dezember 2015 (BGBl. I S. 2498), zuletzt geändert durch Artikel 17 des Gesetzes vom 21. Dezember 2020 (BGBl. I S. 3138).

StromNEV –Stromnetzentgeltverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2225), zuletzt geändert durch Artikel 1 der Verordnung vom 30. Oktober 2020 (BGBl. I S. 2269).

TEHG – Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz vom 21. Juli 2011 (BGBl. I S. 1475), zuletzt geändert durch Artikel 2 des Gesetzes vom 8. August 2020 (BGBl. I S. 1818).

Regelungen der Europäischen Union

EU ETS Directive – Directive 2003/87/EC of the European Parliament and of the Council of 13 October 2003 establishing a system for greenhouse gas emission allowance trading within the Union and amending Council Directive 96/61/EC (http://data.europa.eu/eli/dir/2003/87/2020-01-01), last amended by Commission Delegated Decision (EU) 2020/1071 of 18 May 2020 amending Directive 2003/87/EC of the European Parliament and of the Council, as regards the exclusion of incoming flights from Switzerland from the EU emissions trading system (http://data.europa.eu/eli/dec_del/2020/1071/oj).

EU Gas Directive – Directive 2009/73/EC of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 concerning common rules for the internal market in natural gas and repealing Directive 2003/55/EC (http://data.europa.eu/eli/dir/2009/73/2019-05-23), last amended by Directive (EU) 2019/692 of the European Parliament and of the Council of 17 April 2019 amending Directive 2009/73/EC concerning common rules for the internal market in natural gas (http://data.europa.eu/eli/dir/2019/692/oj).

HDV Emission Performance Standard Regulation – Regulation (EU) 2019/1242 of the European Parliament and of the Council of 20 June 2019 setting CO2 emission performance standards for new heavy-duty vehicles and amending Regulations (EC) No 595/2009 and (EU) 2018/956 of the European Parliament and of the Council and Council Directive 96/53/EC (http://data.europa.eu/eli/reg/2019/1242/oj).

Passenger Car and LCV Emission Performance Standard Regulation – Regulation (EU) 2019/631 of the European Parliament and of the Council of 17 April 2019 setting CO2 emission performance standards for new passenger cars and for new light commercial vehicles, and repealing Regulations (EC) No 443/2009 and (EU) No 510/2011 (recast) (http://data.europa.eu/eli/reg/2019/631/2021-01-11), last amended by Commission Delegated Regulation (EU) 2020/2173 of 16 October 2020 amending Annexes I, II and III to Regulation (EU) 2019/631 of the European Parliament and of the Council to update the monitoring parameters and clarify certain aspects relating to the change in the regulatory test procedure (http://data.europa.eu/eli/reg_del/2020/2173/oj).

RED II – Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council of 11 December 2018 on the promotion of the use of energy from renewable sources (recast) (http://data.europa.eu/eli/dir/2018/2001/2018-12-21), last amended by corrigendum of 25 September 2020 (http://data.europa.eu/eli/dir/2018/2001/corrigendum/2020-09-25/oj).

Anhang Basisdaten für die Modellanalysen zu Lkw und Pkw

Tabelle A- 1: Annahmen für die Gesamtkostenrechnung für Lkw im Straßengüterfernverkehr in Kapitel 2.2.3.1 und 2.3.2.4

Bezugsjahre		2030	2040	
Diesel-ICET				
Anschaffungspreis	EUR	108.000	108.000	
Wartungskosten	EUR/km	0,16	0,16	
Diesel-Preis (ohne Steuern/Abgaben)	EUR/l	0,54	0,52	
PtL-Preis (ohne Steuern/Abgaben)	EUR/l	1,69	1,39	
Energieverbrauch	MJ/km	10,00	10,00	
BET				
Reichweite	km	400	400	500
Batteriekapazität	kWh	570	540	675
Anschaffungspreis	EUR	190.000	167.000	180.000
Depotladepunkt (150 kW)	EUR	70.800	70.800	
Wartungskosten	EUR/km	0,134	0,13	
Strompreis (ohne Steuern/Abgaben)	ct/kWh	13,92	14,04	
Energieverbrauch (inkl. Ladeverluste)	MJ/km	5,7	5,40	
FCET				
Reichweite	km	400	400	500
Tankkapazität	kg	30,4	28,8	36,0
Batteriekapazität	kWh	75	75	
Brennstoffzellenleistung	kW	190	190	
Anschaffungspreis	EUR	202.000	170.000	177.000
Wartungskosten	EUR/km	0,145	0,15	
Wasserstoffpreis (ohne Steuern/Abgaben)	EUR/kg	4,85	3,85	
Energieverbrauch	MJ/km	9,1	8,60	

Anmerkungen: BET - Battery electric truck.- FCET - Fuel cell electric truck.- ICET - Internal combustion engine truck.- PtL - Power-to-Liquid. Preisbasis 2020

Quelle: vgl. Kapitel 2.2.3.1 und 2.3.2.4

Tabelle A- 2: Annahmen für die Gesamtkostenrechnung für Pkw (Fahrzeugsegment: groß, hohe Fahrzeugreichweite) in Kapitel 2.2.3.2 und 2.3.2.4

Bezugsjahre		2030	2040
Benzin-Pkw			
Anschaffungspreis (ohne Steuern)	EUR	30.800	30.800
Wartungskosten	EUR/km	0,07	0,07
PtL-Preis (ohne Steuern/Abgaben)	EUR/l	1,65	1,35
Energieverbrauch	MJ/km	2,5	2,5
BEV			
Reichweite	km	400	400
Batteriekapazität	kWh	98	98
Anschaffungspreis (ohne Steuern)	EUR	32.600	32.000
Wallbox	EUR	3.000	3.000
Wartungskosten	EUR/km	0,054	0,054
Strompreis (ohne Steuern/Abgaben)	ct/kWh	19,82	19,93
Energieverbrauch (inkl. Ladeverluste)	MJ/km	0,8	0,08
PHEV			
Reichweite	km	75	75
Batteriekapazität	kWh	18	18
Anschaffungspreis (ohne Steuern)	EUR	34.200	33.900
Wartungskosten	EUR/km	0,08	0,08
Strompreis (ohne Steuern/Abgaben)	ct/kWh	19,82	19,93
PtL-Preis (ohne Steuern/Abgaben)	EUR/l	1,65	1,35
Energieverbrauch Strom (inkl. Ladeverluste)	MJ/km	0,8	0,8
Energieverbrauch Benzin	MJ/km	2,2	2,2
Elektrischer Fahranteil	%	67	67
FCEV			
Tankkapazität	kg	6	6
Batteriekapazität	kWh	5	5
Brennstoffzellenleistung	kW	100	100
Anschaffungspreis	EUR	35.800	34.600
Wartungskosten	EUR/km	0,05	0,05
Wasserstoffpreis (ohne Steuern/Abgaben)	EUR/kg	4,85	3,85
Energieverbrauch	MJ/km	1,3	1,3

Anmerkungen: BEV - Battery electric vehicle.- FCEV - Fuel cell electric vehicle.- ICEV - Internal combustion engine vehicle.- PtL - Power-to-Liquid. Preisbasis 2020

Quellen: vgl. Kapitel 2.2.3.2 und 2.3.2.4

Abbildung A- 1: Jährliche TCO-Differenzkosten ggü. fossilen Diesel-Lkw und zur Kompensation benötigter CO_2-Preis, 2040

		CO_2-Preis zur Kompensation der Mehrkosten [€/tCO_2]				
		< 100	< 200	< 300	< 400	> 400
BET-400		**Jahresfahrleistung [km]**				
		100.000	**115.000**	**130.000**	**145.000**	**160.000**
Strompreis (Ladestrom) [ct/kWh]	10,0	14.933 €	14.600 €	14.266 €	13.933 €	13.599 €
	12,0	17.933 €	18.050 €	18.166 €	18.283 €	18.399 €
	14,0	20.988 €	21.563 €	22.137 €	22.712 €	23.286 €
	14,0	20.993 €	21.569 €	22.144 €	22.720 €	23.295 €
	16,0	23.933 €	24.950 €	25.966 €	26.983 €	27.999 €
	18,0	26.933 €	28.400 €	29.866 €	31.333 €	32.799 €
FCET-400		**Jahresfahrleistung (km)**				
		100.000	**115.000**	**130.000**	**145.000**	**160.000**
H_2-Preis (Tankstelle) [€/kg]	3,0	17.771 €	18.598 €	19.426 €	20.253 €	21.080 €
	3,8	23.877 €	25.620 €	27.363 €	29.106 €	30.849 €
	4,0	24.971 €	26.878 €	28.786 €	30.693 €	32.600 €
	5,0	32.171 €	35.158 €	38.146 €	41.133 €	44.120 €
	6,0	39.371 €	43.438 €	47.506 €	51.573 €	55.640 €
	7,0	46.571 €	51.718 €	56.866 €	62.013 €	67.160 €
PtL-ICET		**Jahresfahrleistung (km)**				
		100.000	**115.000**	**130.000**	**145.000**	**160.000**
PtL-Preis (Tankstelle) [€/l]	**1,39**	24.269 €	27.909 €	31.549 €	35.190 €	38.830 €

BET: Battery electric truck, FCET: Fuel cell electric truck; PtL-ICET: Power-to-Liquid internal combustion engine truck; alle Energiepreise ohne Steuern und Abgaben; alle Kostenangaben in Preisen von 2020

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung A- 2: Jährliche TCO-Differenzkosten ggü. batterieelektrischen Pkw (reale Reichweite: 400 km, Fahrzeugsegment: groß) mit Referenzstrompreis, 2040

BEV			Jahresfahrleistung [km]				
			10.000	15.000	20.000	25.000	30.000
Strompreis (Ladestrom) [ct/kWh]		23,7	Basis für Kostenvergleich				
FCEV			Jahresfahrleistung [km]				
			10.000	15.000	20.000	25.000	30.000
H2-Preis (Tankstelle) [€/kg]		4,6	180 €	191 €	208 €	224 €	236 €
PtL-ICEV			Jahresfahrleistung [km]				
			10.000	15.000	20.000	25.000	30.000
PtL-Preis [€/l]		1,00 €	-111 €	46 €	200 €	355 €	512 €
		1,25 €	64 €	308 €	550 €	792 €	1.036 €
		1,50 €	238 €	570 €	899 €	1.229 €	1.560 €
		1,61 €	313 €	682 €	1.048 €	1.415 €	1.783 €
		1,75 €	413 €	832 €	1.249 €	1.666 €	2.084 €
		2,00 €	588 €	1.094 €	1.598 €	2.102 €	2.608 €
PtL-PHEV			Jahresfahrleistung [km]				
			10.000	15.000	20.000	25.000	30.000
Strom-/PtL-Preis [ct/kWh - €/l]	20,0	1,00	384 €	511 €	642 €	772 €	899 €
	22,5	1,25	473 €	645 €	820 €	995 €	1.167 €
	25,0	1,50	562 €	779 €	999 €	1.219 €	1.436 €
	23,7	**1,61**	566 €	784 €	1.006 €	1.227 €	1.446 €
	27,5	1,75	652 €	913 €	1.178 €	1.442 €	1.704 €
	30,0	2,00	741 €	1.047 €	1.356 €	1.665 €	1.972 €

BEV: Battery electric vehicle, FCEV: Fuel cell electric vehicle; PtL: Power-to-Liquid; ICEV: Internal combustion engine vehicle; PHEV: Plug-in hybrid electric vehicle; alle Energiepreise ohne Steuern und Abgaben; alle Kostenangaben in Preisen von 2020

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts