

# Potentialatlas für Wasserstoff

**Analyse des Marktpotentials für Wasserstoff, der mit erneuerbarem Strom hergestellt wird, im Raffineriesektor und im zukünftigen Mobilitätssektor**



## **Im Auftrag der**

IG BCE Innovationsforum Energiewende e. V.

Mineralölwirtschaftsverband e. V.

## **Unterstützt durch**

NOW GmbH

## **Gesamtstudie erstellt durch**

ENCON.Europe GmbH

## **Teilstudie Kosten und Potentiale von EE-Wasserstoff erstellt durch**

Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH

**März 2018**



## **Disclaimer**

The staff of ENCON.Europe GmbH prepared this report with the usual care. The views and conclusions expressed in this document are those of the staff of ENCON.Europe GmbH. Neither ENCON.Europe GmbH, nor any of their employees, contractors or subcontractors, makes any warranty, expressed or implied, or assumes any legal or economic liability or responsibility for the accuracy, completeness, or usefulness of any information, products or processes. This includes, that its use would not infringe on privately owned rights. All decisions or inferences that the reader or user makes on the basis of this report are subject to its own full responsibility.

Die Mitarbeiter der ENCON.Europe GmbH haben diesen Bericht mit der üblichen Sorgfalt erstellt. Die in diesem Dokument geäußerten Ansichten und Schlussfolgerungen sind die der Mitarbeiter der ENCON.Europe GmbH. Weder die ENCON.Europe GmbH noch ihre Mitarbeiter, Auftragnehmer oder Unterauftragnehmer übernehmen irgendeine ausdrückliche oder stillschweigende Gewährleistung oder übernehmen irgendeine rechtliche oder wirtschaftliche Haftung oder Verantwortung für die Richtigkeit, Vollständigkeit oder Nützlichkeit der beigefügten Informationen, Produkte oder Verfahren. Dies beinhaltet, dass seine Verwendung keine Rechte in Privatbesitz verletzen könnte. Alle Entscheidungen oder Rückschlüsse, die der Leser oder Verwender aufgrund dieses Berichtes trifft, obliegen seiner eigenen vollumfänglichen Verantwortung.

## Inhaltsverzeichnis

1. Zusammenfassung und Handlungsempfehlungen .....	1
2. Einleitung .....	2
2.1. Hintergrund, Problemstellung, Zielsetzung .....	2
2.2. Vorgehensweise.....	6
3. Wasserstoffnutzung in der Industrie .....	9
3.1. Raffinerien .....	10
3.2. Chemische Industrie.....	12
4. Wasserstofferzeugung: Aktueller Stand der Technik & Treibhausgas- Emissionen.....	13
4.1. Aktueller Stand der Technik.....	13
4.1.1. Alkalische Elektrolyse .....	14
4.1.2. PEM .....	14
4.1.3. SOEC .....	15
4.2. Treibhausgas-Emissionen.....	15
4.2.1. Dampfreformierung .....	15
4.2.2. Elektrolyse-Betrieb mit Strom aus erneuerbaren Energiequellen .	17
5. Rechtliche Rahmenbedingungen .....	18
5.1. Klimaziele 2020, 2030 .....	18
5.1.1. Strom (und Energiewirtschaft) .....	19
5.1.2. Industrie .....	20
5.1.3. Wärme.....	20
5.1.4. Verkehr.....	21
5.2. Europäische rechtliche Rahmenbedingungen.....	23
5.2.1. Fuel Quality Directive (FQD).....	24
5.2.2. Richtlinie zur Festlegung von Berechnungsverfahren und Berichterstattungspflichten gemäß der Kraftstoffrichtlinie .....	25
5.2.3. Renewable Energy Directive (RED I) .....	25
5.2.4. ILUC-Richtlinie .....	26
5.2.5. Renewable Energy Directive II / COM (2016) 767 (RED II) .....	26
5.3. Deutsche rechtliche Rahmenbedingungen .....	28
5.3.1. Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG).....	29
5.3.2. Verordnung zur Anrechnung von strombasierten Kraftstoffen und mitverarbeitenden biogenen Ölen auf die Treibhausquote (BImSchV 37) .....	29

5.3.3.	Verordnung zur Festlegung weiterer Bestimmungen zur Treibhausgasminderung bei Kraftstoffen (BImSchV 38) .....	30
5.3.4.	EEG .....	31
5.3.4.1.	EEG Vergütung .....	31
5.3.4.2.	Letztverbraucherabgaben .....	32
5.4.	Stand der Diskussionen zur Änderung der rechtlichen Rahmenbedingungen .....	34
5.5.	Zusammenfassung, Fazit .....	35
6.	Potenzialermittlung für EE-H2 in Raffinerien .....	37
6.1.	H2-Bedarf aus der Dampfreformierung in den Raffinerien.....	37
6.2.	Treibhausgasbilanz der H2-Erzeugung in den Raffinerien.....	38
6.3.	Zusätzlicher THG-Minderungsbedarf ab 2017 in den Raffinerien .....	38
7.	Wirtschaftliche Bewertung der Potentiale für EE-H2 in Raffinerien .....	39
7.1	Beschreibung des entwickelten Bewertungsansatzes.....	39
7.2	Ermittlung der Potential für EE-H2 in Deutschland .....	41
7.2.1	Treibstoffe Schifffahrt.....	43
7.2.2	Treibstoffe Schienenverkehr.....	43
7.2.3	Treibstoffe Luftverkehr .....	44
7.3	Ausblick auf die wirtschaftlichen Potentiale für EE-H2 in Raffinerien der EU .....	45
8.	Ausblick auf die zukünftigen Potentiale von EE-H2.....	48
9.	Exkurs – Energiepolitische Konsequenzen .....	49
10.	Abbildungsverzeichnis .....	51
11.	Tabellenverzeichnis .....	51
12.	Literaturverzeichnis.....	52

## Abkürzungsverzeichnis

a	Anno
bar	Bar (Maßeinheit für den Druck)
BetrSichV	Betriebssicherheitsverordnung
BEV	Battery Electric Vehicle
BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz
BImSchV	Bundes-Immissionsschutzverordnung
bzw.	beziehungsweise
°C	Grad Celsius (Maßeinheit für die Temperatur)
C	Kohlenstoff
CAPEX	Kapitalkosten
CO <sub>2</sub>	Kohlenstoffdioxid
CH <sub>4</sub>	Methan
CO	Kohlenmonoxid
DLR	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt
ebd.	ebenda
EUA	European Emission Allowances
EEG	Erneuerbaren-Energien-Gesetz
EU	Europäische Union
et al.	et alia
FCEV	Fuell Cell Electric Vehicle
FQD	Fuel Quality Directive
F & E	Forschung und Entwicklung
g	Gramm
GD	Gleitender Durchschnitt
gem.	gemäß
GuD	Gas-und-Dampf-Kombikraftwerk
h	Stunde
H <sub>2</sub>	Wasserstoff
H <sub>2</sub> O	Wasser
ILUC	Indirect Land Use Change

IMO	Internationale Seeschiffahrts-Organisation
i. N.	im Normalzustand
i. F.	im Folgenden
k. A.	keine Angabe
Kg	Kilogramm
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
MARPOL	Marine pollution
m <sup>3</sup>	Kubikmeter
Mrd.	Milliarden
MW	Megawatt
Nm <sup>3</sup>	Normkubikmeter
OPEX	operative Kosten
O <sub>2</sub>	Sauerstoff
PEM-Elektrolyse	Proton Exchange Membrane-Elektrolyse
PJ	Peta Joule
PKW	Personenkraftwagen
PtG	Power to Gas
PV	Photovoltaik
RED I	Renewable Energy Directive I
RED II	Renewable Energy Directive II
RME	Rapsmethylester
s.	Siehe
SECA	SOx emission control areas
SOEC	Solid Oxide Electrochemical Conversion
t	Tonne
THG	Treibhausgas
UER	Upstream-Emissions-Reduction
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
z. B.	zum Beispiel

## 1. Zusammenfassung und Handlungsempfehlungen

Das Langfristziel des Europäischen Rates, die Treibhausgasemissionen der EU um 80% bis 95% bis 2050 in möglichst kostenwirksamer Weise zu senken, kann nur unter Einbeziehung des Verkehrs erreicht werden.

Die Verwendung von flüssigen oder gasförmigen erneuerbaren Kraftstoffen nicht biogenen Ursprungs (auch unter den Begriffen Speichergas, *Power-to-Hydrogen*, grüner Wasserstoff oder EE-Wasserstoff geführt) bietet gegenüber konventionellen Technologien deutliche Klimaschutzvorteile im Verkehr. Sie verringert die Abhängigkeit von fossilen Energieträgern in Zeiten immer komplexerer geopolitischer Anforderungen, und trägt somit zur nachhaltigen Sicherung der Lebensqualität beim Umstieg auf schadstoffarme Antriebstechnologien bei. *Power-to-Hydrogen* eröffnet gegenüber reinen Stromspeichern eine größere Flexibilität in der wirtschaftlichen Nutzung der Energieinfrastruktur.

Durch die zeitnahe Markteinführung von EE-H<sub>2</sub> kann zudem kosteneffizient eine „intelligente“ Sektorkopplung erfolgen. So können mit der Integration von *Power-to-Hydrogen* Systemen die zunehmenden Schwankungen, die sich mit steigenden Anteilen von Wind- und Sonnenenergie in der Stromerzeugung ergeben, wirtschaftlich effizient ausgeglichen werden. Nicht nur, dass durch die Sektorkopplung die Kosten für die Energiewende geringer ausfallen werden, sondern es wird zudem die Versorgungssicherheit und der Klimaschutz gestärkt. Beispielsweise können die Treibhausgasemissionen bei denen in Verkehr gebrachten Kraftstoffe durch die Wasserstoffproduktion mit erneuerbarem Strom real um circa 104 g CO<sub>2</sub> äq./MJ reduziert werden<sup>1</sup>. Damit übersteigt die reale Treibhausgasreduzierung sogar den anrechenbaren Wert von maximal 94,1 g CO<sub>2</sub> äq./MJ, wobei die aktuellen Entwürfe des europäischen Regelwerkes sogar nur eine Anrechnung von 85 bis 91 g CO<sub>2</sub> äq./MJ vorsehen. So können die *Power-to-Hydrogen* Anlagen die Treibhausgasemissionen in dem existenten Fahrzeugmarkt sofort reduzieren, und dem zukünftigen elektrischen Fahrzeugmarkt emissionsfreie Energie zur Verfügung stellen.

Die Studie zeigt auf, dass unter dem Regime der Treibhausgasminderungsverpflichtungen die Verwendung von EE-H<sub>2</sub><sup>2</sup> anstatt von Biokraftstoffen in den Raffinerien zu keinen höheren Gesamtkosten für die am Markt abgegebenen Kraftstoffe führt. Unter der Annahme, dass aufgrund von steigenden Nachhaltigkeitsanforderungen und steigendem quantitativen Bedarf an Biokraftstoffen deren Bezugspreise mittelfristig steigen, eröffnet eine zunehmende Mitverarbeitung von EE-H<sub>2</sub> in den Raffinerien sogar Kosteneinsparungspotentiale. Insbesondere, wenn die Elektrolyseure im Sinne einer *Multi-Use*-Strategie genutzt werden.

Die EU würde durch die rechtliche Zulassung von EE-H<sub>2</sub> zur Erfüllung der Treibhausgasminderungsverpflichtungen in den Raffinerien ein industrielles Marktpotential von mehreren 1.000 MW Elektrolyseleistung mit einem

---

<sup>1</sup> Die FQD (2015/652 L107-35) gibt als Emissionswert für die Wasserstoffherstellung aus der Dampfreformierung einen Wert von 104,3 g CO<sub>2</sub> äq./MJ an.

<sup>2</sup> EE-H<sub>2</sub> wird in dieser Studie als Wasserstoff, der mit erneuerbaren Energien produziert wurde, verwendet.

Umsatzpotential im Milliarden Euro Bereich mit tausenden Arbeitsplätzen in Europa schaffen. Gleichzeitig kann durch die Markteinführung von EE-H<sub>2</sub> die Importabhängigkeit von Erdgas und Biokraftstoffen gemindert werden, was letztendlich nicht nur zur Versorgungssicherheit, sondern auch zum Klimaschutz beiträgt.

Die Wasserstoffmobilität stellt in Verbindung mit einer intelligenten Sektorkopplung für die europäische Industrie eine große Chance dar, und hat zweifelsfrei das Potential unseren Bürgern Arbeitsplätze und Wohlstand zukünftig zu sichern.

## 2. Einleitung

Wasserstoff wird mittelfristig zum zentralen Baustein einer sicheren, nachhaltigen und wirtschaftlichen Energieversorgung auf Basis erneuerbarer Energien. Die Integration von *Power-to-Hydrogen*-Systemen wird die Kosten der Energiewende senken und gleichzeitig die Versorgungssicherheit steigern.

Die von McKinsey erstellte Studie „*Hydrogen - Scaling up*“ vom November 2017 kommt zu dem Ergebnis, dass in dem Segment Wasserstofferzeugung und effiziente Wasserstoffnutzung über 30 Millionen neue Arbeitsplätze entstehen werden. Das jährliche Geschäftsvolumen wird dabei auf über 2.000 Milliarden EUR geschätzt. Alleine für den deutschen Markt sollten spätestens ab 2030 jährlich Elektrolyseure mit einer Leistung von 7 GW und einem Umsatzvolumen von über 5 Mrd. EUR produziert werden, um den nationalen Bedarf von mindestens 100 GW im Jahr 2050 bedienen zu können (Nymoer et al. 2017: 5).

Die Herausforderung besteht in der Gestaltung eines wirtschaftlich effizienten Transformationsprozesses, der den Weg von einem nahezu ausschließlich fossilen zu einem emissionsarmen Mobilitätsenergiekonzept ebnet. In dieser Studie wird untersucht, welche Potentiale sich bereits zum heutigen Zeitpunkt in der Mobilität für die Verwendung von nachhaltig erzeugtem Wasserstoff ergeben.

### 2.1. Hintergrund, Problemstellung, Zielsetzung

#### **Hintergrund**

Die globale Wasserstoffproduktion, die vor allem als Rohstoff in industriellen Prozessen dient, beträgt je nach Quelle gegenwärtig zwischen 1.700 - 2.200 TWh/Jahr beziehungsweise circa 570-730 Mrd. Nm<sup>3</sup> (ebd.: 3).

In Deutschland werden jährlich ungefähr 19 Mrd. Nm<sup>3</sup> Wasserstoff verbraucht (DWV 2015), wovon nur circa 5% beziehungsweise 1 Mrd. Nm<sup>3</sup>/a mittels Elektrolyse erzeugt werden. Das entspricht einer Wasserstoffmenge von circa 1,6 Mio. t mit einem Energiegehalt von über 200 PJ bzw. 85.000 t mit einem Energiegehalt von 10 PJ. Durch die Wasserstoffproduktion werden in Deutschland jährlich circa über 19 Mio. t CO<sub>2</sub> emittiert.

Der Großteil des Verbrauchs reduziert sich in Deutschland auf wenige wichtige Industriezweige. Auch wenn ein erheblicher Teil des Wasserstoffes als Nebenprodukt entsteht und teilweise in Produktionsschritten zurückgeführt wird, unterstreicht der zusätzliche Bedarf von 200 PJ die energetische Bedeutung von Wasserstoff für die deutsche Wirtschaft. Diese bedeutende Rolle wird mit aller Wahrscheinlichkeit mit der Dekarbonisierung der Energiewirtschaft weiter zunehmen. Zur Erreichung der Klimaziele wird insbesondere im Verkehrssektor ein steigender Bedarf an Wasserstoff, der möglichst mit CO<sub>2</sub>-armen Produktionsverfahren hergestellt wird, zu verzeichnen sein.

Es herrscht politischer Konsens, dass erneuerbare Energien im Verkehrssektor eine größere Rolle spielen müssen. Die EU-Richtlinie 2009/28/EG (*Renewable Energy Directive*, i. F. RED) zur Förderung der Nutzung erneuerbarer Energiequellen schreibt jedem EU-Mitgliedsstaat bis 2020 einen verbindlichen nationalen Anteil von mindestens 10% erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch im Verkehrsbereich vor - und bis 2030 einen Anteil von 14% (Entwurf der RED II vom 13.12.2017). Ebenfalls wird die Minderung der Treibhausgasemissionen von in den Verkehr gebrachten Treibstoffe von 6% gegenüber dem Referenzwert (94,1 g CO<sub>2</sub> äq./MJ) bis zum Jahr 2020 in der Kraftstoffqualitätsrichtlinie (*Fuel Quality Directive*, i. F. FQD) angestrebt.

Um diese ambitionierten Zielmarken der FQD und der RED implementieren zu können, wurden nicht weniger ambitionierte Wegmarken definiert. So mussten in Deutschland bereits in den Jahren 2015 und 2016 die Treibhausgasemissionen der gesamten Kraftstoffmenge (Otto- und Dieselmotorkraftstoff), die Unternehmen in den Verkehr brachten, um 3,5% gesenkt werden. In den Jahren 2017 bis 2019 erhöht sich dieser prozentuale Anteil auf 4,0%, um ab dem Jahr 2020 die avisierten 6% zu erreichen. Dementsprechend ist nicht mehr nur die Menge des verwendeten Biokraftstoffes entscheidend, sondern auch die Treibhausgas-Einsparung der jeweiligen Biokraftstoffe gegenüber dem Referenzwert.

Adressat der Weg- und Zielmarken der FQD sind die erdölverarbeitenden Raffinerien beziehungsweise die Akteure, die die Kraftstoffe in den Verkehr bringen. Ein wichtiger Prozess während der Erdöl-Raffinierung ist die Schwefelreduzierung der Kraftstoffe im Wege der Hydrodesulfurierung sowie das sogenannte Hydrocracken zur Teilung langkettiger Kohlenwasserstoffe für die Herstellung von beispielsweise Diesel und Kerosin. Für beide Verfahren wird bislang überwiegend aus Erdgas gewonnener Wasserstoff eingesetzt, bei dessen Produktion Treibhausgase freiwerden.

Für die Produktion einer Tonne Wasserstoff werden bei der konventionellen Erdgasreformierung circa 10 t CO<sub>2</sub> freigesetzt, d. h. beinahe 50% der direkten CO<sub>2</sub>-Emissionen einer Raffinerie (aus verschiedenen Quellen lässt sich ein technisch bedingter Schwankungsbereich von 8,96 - 12,60 t CO<sub>2</sub> pro t Wasserstoff ableiten).<sup>3</sup> Verwendet man erneuerbare Energien zur Versorgung der Elektrolyseure, ist der gesamte Produktionspfad nahezu vollständig emissionsfrei. Die Ersetzung des aus

---

<sup>3</sup> International Energy Agency (2012): Hydrogen Implementing Agreement Task 23 Final Report 2006-2011, S. 45;

oder aber auch: Forschungszentrum Jülich (2015): Chemische, verfahrenstechnische und ökonomische Bewertung von Kohlendioxid als Rohstoff in der chemischen Industrie, S. 38.

Erdgas gewonnenen Wasserstoffs durch den sogenannten „grünen Wasserstoff“ würde die mit der Herstellung von Otto- und Dieselmotoren verbundenen Treibhausgasemissionen nachhaltig senken, ohne dass dafür Änderungen der Infrastruktur oder der Kraftfahrzeuge erforderlich wären. Somit wäre eine unmittelbare Reduzierung der Treibhausgasemissionen realisierbar.

## **Problemstellung**

Um die Herausforderungen für die deutsche Wirtschaft zu veranschaulichen, lohnt ein genauerer Blick auf vereinbarte Klimaschutzziele.

Die von der EU rechtlich bindenden Vorgaben zur Umsetzung des Klima- und Energiepaket 2020 bedeuten, dass nach Einschätzung des Umweltbundesamtes und des Bundesministeriums für Umwelt Deutschland in den Jahren 2017 bis 2020 noch 155 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äquivalent einsparen muss.<sup>4</sup> Diese Reduktion entspricht 17,1% gegenüber dem emittierten CO<sub>2</sub>-Ausstoß des Jahres 2016. Ein Beispiel zur Verdeutlichung der Zahlen: Der Verkehrssektor war im Jahr 2016 mit 166 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äquivalent an den gesamten Treibhausgasemissionen beteiligt.

Die im Vorfeld des Pariser Abkommens von der EU artikulierten Klimaziele für das Jahr 2030 entsprechen für Deutschland u. a. eine Reduktion der Treibhausgase um 343 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äquivalent gegenüber dem Jahr 2016, was einer Minderung von 37,9% entspricht.<sup>5</sup> Auch an dieser Stelle ist die sektorale Betrachtung des Verkehrssektors aufschlussreich: 62,9 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äquivalent müsste nach diesen Vorgaben der Verkehrssektor anteilig einsparen, der bereits bis zu Jahr 2020 eine THG-Minderung von über 32 Mio. t vorweisen müsste, um das sektorale Klimaschutzziel zu erreichen (vgl. hierzu Kapitel 5.1.4.). Noch unter dem Bundesumweltminister Röttgen setzte die Bundesregierung im Jahr 2010 auf die Elektromobilität als Lösungsweg zum Erreichen der Klimaziele 2050 (BMUB 2010).

Die Bundesregierung geht aber mittlerweile davon aus, dass die Zielmarke von 1 Mio. Elektroautos bis zum Jahr 2020 nicht erreicht wird (Bundesregierung 2017). Gleichzeitig muss von einem Anstieg der PKW-Gesamtzahl von gegenwärtig 45,8 Mio. PKW (Kraftfahrtbundesamt 2017) auf 51 Mio. bis zum Jahr 2030 ausgegangen werden (VDA 2017: 16). In der Konsequenz muss davon ausgegangen werden, dass im Verkehrssektor auch die nächste Dekade von PKW mit Verbrennungsmotoren dominiert wird. Durch das stetig wachsende Straßenverkehrsaufkommen, besonders im Straßengüterverkehr, konnten bisher keine nennenswerten CO<sub>2</sub>-Einsparungen in diesem Sektor erzielt werden. Um die formulierten Klimaziele bei diesen Prognosen dennoch umsetzen zu können, werden alternative Kraftstoffe beziehungsweise emissionsarme synthetische Kraftstoffe oder strombasierte Kraftstoffe zwingend in den Fokus rücken müssen.

Trotz dieser steigenden Zahlen an Kraftfahrzeugen und Nutzkilometer gibt es theoretisch zwei Lösungswege, um die Klimaschutzziele 2050 (sektoral wie absolut) erreichen zu können: Entweder mit emissionsreduzierten bzw. -freien Fahrzeugen oder mit emissionsarmen bzw. -freien Kraftstoffen.

---

<sup>4</sup> Vgl. hierzu: BMUB (2017a): Klimaschutz in Zahlen, Fakten, Trends und Impulse deutscher Klimapolitik, S. 26.

<sup>5</sup> Vgl. hierzu: Ebd.

Tatsache ist, dass gleich welcher Lösungsweg beschritten wird, dass ohne den Einsatz von Wasserstoff die Klimaziele nicht nachhaltig erreicht werden können. Einerseits, weil, wie in dieser Studie belegt wird, der EE-H<sub>2</sub> wirtschaftlich und ökologisch eine hervorragende Option für beide Lösungswege bietet, und andererseits, weil die technischen wie volkswirtschaftlichen Hürden für eine reine batteriebetriebene Lösung bei emissionsfreien Fahrzeugen evident und wissenschaftlich belegt sind – Stichwörter sind hier Ladeinfrastruktur, Netzinfrastuktur, *Peakloading*, Versorgungssicherheit während Dunkelphasen oder Ladezeiten.

Diese Hürden entfallen bei einer Wasserstoff-Mobilitätswende nahezu gänzlich, da die bestehende (Gasnetz-) Infrastruktur zum Teil mit genutzt werden kann und Wasserstoff als Speichermedium auftretende Betankungsspeaks bedienen kann (Pfingstferienbeginn auf einer Autobahnraststätte als notwendiger benchmark).

Die Markteinführung von Brennstoffzellenfahrzeugen benötigt jedoch Zeit, so dass eine sofortige Reduzierung auf der Fahrzeugseite nur in Grenzen möglich ist. Daher wird mindestens in den nächsten 10 Jahren die angestrebte Minderung im Wesentlichen durch den Einsatz alternativer beziehungsweise emissionsarmer Kraftstoffe erbracht werden müssen. Geregelt wird der Einsatz alternativer Kraftstoffe zur Minderung der Treibhausgasemissionen im Verkehr im für Deutschland maßgeblichen Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG). Die Bundesregierung, aber auch die Europäische Union, fokussiert auf das Treibhausgas-Minderungspotenzial besonders nachhaltiger Biokraftstoffe.

Durch die zunehmende Nachfrage an Biokraftstoffen entsteht jedoch die Problematik einer nachhaltigen Beschaffung. Aspekte wie (ILUC – *Indirect Land Use Change*) oder steigende Lebensmittelpreise durch die Biokraftstoffgewinnung sollten zwingend in politische wie betriebswirtschaftliche Analysen mit einbezogen werden.

Aus einer ganzheitlichen Betrachtungsweise generieren mit „grünem Strom“ produzierte synthetische Kraftstoffe einen erheblich höheren volkswirtschaftlichen Wert als importierte Biokraftstoffe. Nur strombasierte Kraftstoffe gewährleisten langfristig eine Umwelt-, Menschen und generationengerechte Mobilitätswende. Mit vorliegender Studie wird dargelegt, welche Rolle insbesondere die deutschen Raffinerien bei diesem energetischen Veränderungsprozess einnehmen können.

## **Zielsetzung**

Schwerpunkt der vorliegenden Studie ist die Erstellung eines *Potenzialatlas für Wasserstoff, der mit erneuerbaren Energien erzeugt worden ist*, um das betriebswirtschaftlich relevante Potential in den Raffinerien zur Erreichung der Treibhausgas-Minderungsmengenquoten für die in den Verkehr gebrachten Kraftstoffe mit EE-H<sub>2</sub> zu ermitteln. Dabei werden die betriebswirtschaftlichen und verfahrenstechnischen Vorgaben analysiert. Anhand dieser Erkenntnisse wird anschließend das theoretische Potential für EE-H<sub>2</sub> in Raffinerien aufgezeigt.

Darüber hinaus werden in der Studie überschlägige Abschätzungen zum theoretischen Potential für EE-H<sub>2</sub> im Luftverkehr, Schiffs- und Schienenverkehr, in der chemischen Industrie und im Wärmemarkt aufgezeigt. Gleichzeitig kann aus dem Wasserstoffpotential der Bedarf an Elektrolyseuren abgeleitet werden. Diese

Erkenntnisse sollten bei der Ausgestaltung der Industriepolitik mit einfließen.

Schwerpunkt aller Analysen und Darstellungen ist der deutsche Markt. Die Ermittlung der europäischen Potentiale erfolgt ausschließlich an der Hochskalierung der errechneten deutschen Potentiale. Zudem beschränkt sich die Darstellung der europäischen Potentiale ausschließlich auf den Raffineriemarkt.

## 2.2. Vorgehensweise

Der Erkenntnisgewinn dieser Studie basiert vor allen Dingen in der Auswertung der schriftlichen Befragung der in Deutschland ansässigen Erdöl-Raffinerien. Diese schriftliche Befragung erfolgte mit Hilfe strukturierter Fragebögen, in denen durch Experten auf dem Gebiet der Wasserstoff- und Erdölindustrie im Vorfeld die relevanten Kenngrößen und Datensätze erfasst wurden. Damit analysiert die Studie erstmalig das Wasserstoffpotential und das damit direkt verbundene Industriepotential für die Herstellung von Elektrolyseuren auf aktuellen realen Betriebsdaten des Kraftstoffmarktes.

Die geringen Diskrepanzen der erhaltenen Daten waren aufgrund der unterschiedlichen Produktionssortimente und Verfahrenstechnologien der Raffinerien nachvollziehbar und können bei der betriebs- und volkswirtschaftlichen Generalisierung dieser qualitativen Forschungsergebnisse vernachlässigt werden (vgl. Mayring 2007: 6). Methodisch ist die vorliegende Studie eine qualitative Desktopstudie, die insbesondere auf der Auswertung von verschiedenen Primär- und Sekundärquellen sowie auf der Evaluierung von Experteninterviews beruht.

Von den 12 deutschen Raffinerien haben 8 Raffinerien (67%) Datenmaterial zur Auswertung bereitgestellt. Aufbauend auf diesen konkreten Daten und den öffentlichen Daten des Mineralölwirtschaftsverbandes konnte eine valide Ermittlung für das Gesamtpotential der deutschen Raffinerien vorgenommen werden. Insbesondere vor dem Hintergrund, dass die 8 Raffinerien, die die Daten zur Verfügung gestellt haben, den Bedarf an zusätzlich zu erzeugendem Wasserstoff von über 90% repräsentieren.<sup>6</sup> Die einzelnen Daten der Raffinerien unterliegen aufgrund des Wettbewerbsschutzes der Geheimhaltung.

Die Bandbreite der gesichteten und zitierten Literaturquellen zeigt die Komplexität und Vielschichtigkeit der Studie. So wurden unter anderem Informationen aus folgenden Quellen verwendet:

- Datenmaterial der befragten Raffinerien;
- nationale politische Unterlagen;
- nationale und europäische Legislativdokumente;
- EU-Statistiken;
- Statistiken und Angaben der nationalen Energiebehörden;
- Dokumente der Europäischen Kommission und des Europäischen

---

<sup>6</sup> Angabe der LBST – 15.02.2018.

Parlaments;

- Unterlagen aus öffentlichen Konsultationen.

Im Zuge der Studie wurden zu einzelnen Themenkomplexen zusätzlich Experteninterviews geführt. Diese hatten eine offene Struktur und erfolgten vorwiegend telefonisch. Die Interviewpartner waren grundsätzlich im Politikbereich, nationalen Energieagenturen oder in Branchenverbänden der Kraftstoffindustrie tätig.

Die Studie setzt voraus, dass Verfahren wie *Power-to-Hydrogen* oder *Power-to-Gas* ausschließlich mit Strom aus erneuerbaren Energiequellen betrieben werden.

Zum Aufbau der Arbeit: Querverweise zu anderen Kapiteln und Unterkapiteln der Arbeit, werden im Fließtext über einen eingeklammerten Pfeil mit der entsprechenden Kapitelnummerierung dargestellt (↑ Platzhalter).

Das folgende dritte Kapitel untersucht die Wasserstoffnutzung in der Industrie, und beschränkt sich auf die zwei maßgeblichen Industriezweige: Diese sind einerseits die Raffinerien (↑ 3.1), und andererseits die chemische Industrie (↑ 3.2).

Im Anschluss an die Wasserstoffnutzung fügt sich eine präzise Darstellung der Wasserstofferzeugung an. Zum einen werden im ersten Unterkapitel die verschiedenen technischen Möglichkeiten der Wasserstofferzeugung dargelegt (↑ 4.1 bis ↑ 4.1.3), um zum anderen die Treibhausgasemissionen bei der Elektrolyse zu beleuchten (↑ 4.2). Hier erfolgt eine gesonderte Betrachtung der Dampfreformierung (↑ 4.2.1) und dem Elektrolyse-Betrieb mit Strom aus erneuerbaren Energiequellen (↑ 4.2.2).

Im darauffolgenden umfangreichen fünften Kapitel werden zunächst für die Jahre 2020 und 2030 die Klimaschutzziele skizziert (↑ 5.1), die für die Sektoren Strom (↑ 5.1.1), Industrie (↑ 5.1.2), Wärme (↑ 5.1.3) und Verkehr (↑ 5.1.4) vereinbart wurden. Im Verkehrssektor werden Schiffs- und Luftverkehr ebenfalls aufgeführt. Die notwendige juristische Begutachtung schließt sich in nächsten Unterkapitel (↑ 5.2) an. Hierbei werden zunächst die relevanten rechtlichen Rahmenbedingungen der EU skizziert (↑ 5.2.1 bis 5.2.5). Diese sind die *RED I* und *II*, die *FQD* und die *Richtlinie zur Festlegung von Berechnungsverfahren und Berichterstattungspflichten gemäß der Kraftstoffrichtlinie*. Anschließend werden die rechtlichen Rahmenbedingungen für Deutschland dargelegt (↑ 5.3). Diese sind das *Bundesimmissionsschutzgesetz* (↑ 5.3.1), die *Verordnung zur Anrechnung von strombasierten Kraftstoffen und mitverarbeitenden biogenen Ölen auf die Treibhausquote* (↑ 5.3.2), die *Verordnung zur Festlegung weiterer Bestimmungen zur Treibhausgasminderung bei Kraftstoffen* (↑ 5.3.3) und das *Erneuerbare-Energien-Gesetz* (↑ 5.3.4). Das *Erneuerbare-Energien-Gesetz* wird dabei in den Unterkapiteln *EEG-Vergütung* (↑ 5.3.4.1) und *Letztverbraucherabgaben* nochmals gesondert unterteilt und betrachtet (↑ 5.3.4.2). Eine Kurzanalyse zum Stand der Diskussionen der sich abzeichnenden Änderungen der rechtlichen Rahmenbedingungen folgt anschließend (↑ 5.4). Abschließend folgt ein Fazit zu diesem Kapitel (↑ 5.5).

Die für diese Studie maßgebliche Fragestellung, das Verwendungspotential durch EE-H<sub>2</sub> in Raffinerien, erfolgt als Analyse der schriftlichen Befragungen der

Raffinerien in Kapitel sechs. Um ein möglichst aussagekräftiges Ergebnis zu generieren, ist als erstes der Bedarf an Wasserstoff aus der Dampfreformierung in den Raffinerien zu analysieren (↑ 6.1). Daraufgehend werden die Treibhausgasbilanzen der Raffinerien dargelegt (↑ 6.2), um daraus den zusätzlichen Treibhausgas-Minderungsbedarf der Raffinerien ableiten zu können (↑ 6.3).

Eine betriebswirtschaftliche Bewertung der EE-H<sub>2</sub>-Potentiale folgt unmittelbar. Einer Beschreibung des entwickelten Bewertungsansatzes (↑ 7.1) folgt die Ermittlung der EE-H<sub>2</sub>-Potentiale in Deutschland (↑ 7.2). Diese Potentialanalyse erfolgt gesondert für die Schifffahrt, den Schienen- und Luftverkehr (↑ 7.2.1 bis 7.2.3). Abschließend fügt sich der Ausblick auf die Europäische Union an (↑ 7.3).

Zum Abschluss dieser Studie werden in einem Ausblick die Möglichkeiten einer wirtschaftlichen Verwertung von EE-H<sub>2</sub> außerhalb von Raffinerien überschlägig bewertet (↑ 8), um in einem Exkurs die notwendigen Konsequenzen für eine verantwortungsvolle und nachhaltige Energiepolitik darzulegen (↑ 9).

Zur Erstellung des Potentialatlas wurden folgende Verbrauchs- und Zahlenwerte und Umrechnungsfaktoren zugrunde gelegt, die sich insbesondere in der folgenden Tabelle 1 – sofern nicht anders vermerkt - aus der Evaluierung der Antwortbögen der Raffinerien ableiten:

Tabelle 1: H<sub>2</sub>-Bedarf in deutschen Raffinerien im Jahr 2015

H <sub>2</sub> -Bedarf in Deutschland 2015, in Mrd. m <sup>3</sup>	19 <sup>7</sup>
H <sub>2</sub> -Bedarf 2015 in Deutschland Raffinerien, in Mrd. m <sup>3</sup>	5,2 <sup>8</sup>
durch Dampfreformierung gewonnen, in Mrd. m <sup>3</sup>	1,9
Zusätzlicher H <sub>2</sub> <i>net demand</i> in Raffinerien, in Mrd. m <sup>3</sup>	1,9
in kt	177
in PJ	20,5
am Gesamtbedarf Raffinerien in %	40

Der Verbrauch von Rohöl in den deutschen Raffinerien und die Dieselproduktion für das Jahr 2015 in Tabelle 2:<sup>9</sup>

Tabelle 2: Dieselproduktion und Rohölverbrauch 2015

Rohölverbrauch Raffinerien Deutschland 2015, in Mio. t	103
Dieselproduktion Raffinerien Deutschland 2015, in Mio. t	33,7

Ferner wurden folgende Zahlenwerte und Umrechnungsfaktoren für H<sub>2</sub> verwendet.

<sup>7</sup> DWV (2015).

<sup>8</sup> Viele Quellen geben einen Wasserstoffbedarf in den Raffinerien in Höhe von 7,6 Mrd. m<sup>3</sup> an. Dieser Wert konnte jedoch durch die Expertenbefragung nicht bestätigt werden.

<sup>9</sup> Diese Werte sind der beiliegenden LBST-Expertise „Kosten und Potentiale eines Einsatzes von erneuerbarem Wasserstoff in Raffinerien in Deutschland“ von Werner Weindorf und Patrick Schmidt entnommen, S. 10 ff. Diese Studie wird im Folgenden als LBST 2018 zitiert.

Tabelle 3: Zahlenwerte und Umrechnungsfaktoren für H<sub>2</sub>

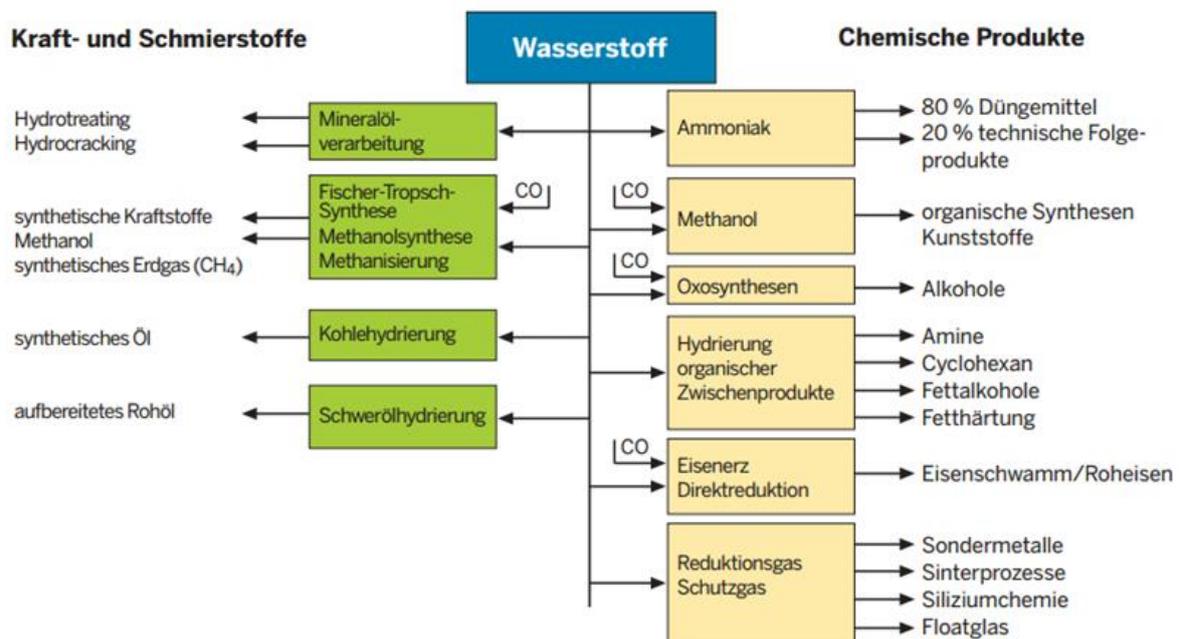
Referenzwert FQD, g CO <sub>2</sub> äq./MJ	94,1 <sup>10</sup>
Energiegehalt und unterer Heizwert, kwh/kg	33,33
Umrechnungsfaktor kg in m <sup>3</sup>	11,89
Umrechnungsfaktor m <sup>3</sup> in kg	0,0841

### 3. Wasserstoffnutzung in der Industrie

Die folgende Unterteilung und Betrachtung der branchenspezifischen Wasserstoffnutzung in zwei ausgewählte deutsche Industriezweige liefert erste Anhaltspunkte über Komplexität und Potential des Energieträgers Wasserstoff.

In Abbildung 1 wird ein Überblick über die vielseitige Nutzung von Wasserstoff in zahlreichen Anwendungen in den Raffinerien und in der chemischen Industrie gegeben.

Abbildung 1: Verwendung von Wasserstoff in der Industrie



Quelle: EnergieRegion.NRW (2009): S. 8.

Raffinerien und die chemische Industrie verbrauchen circa 85% des jährlich erzeugten Wasserstoffs in Deutschland.<sup>11</sup> Diese 85% ergeben sich aus der Ammoniakherstellung (circa 25%), der Methanolherstellung (circa 20%) und aus

<sup>10</sup> Abl. der EU (2015): S. 58.

<sup>11</sup> Aufbauend auf den Zahlen der DENA-Studie: DENA (2016): Potenzialatlas Power to Gas. Klimaschutz umsetzen, erneuerbare Energien integrieren, regionale Wertschöpfung ermöglichen, S. 42 f.

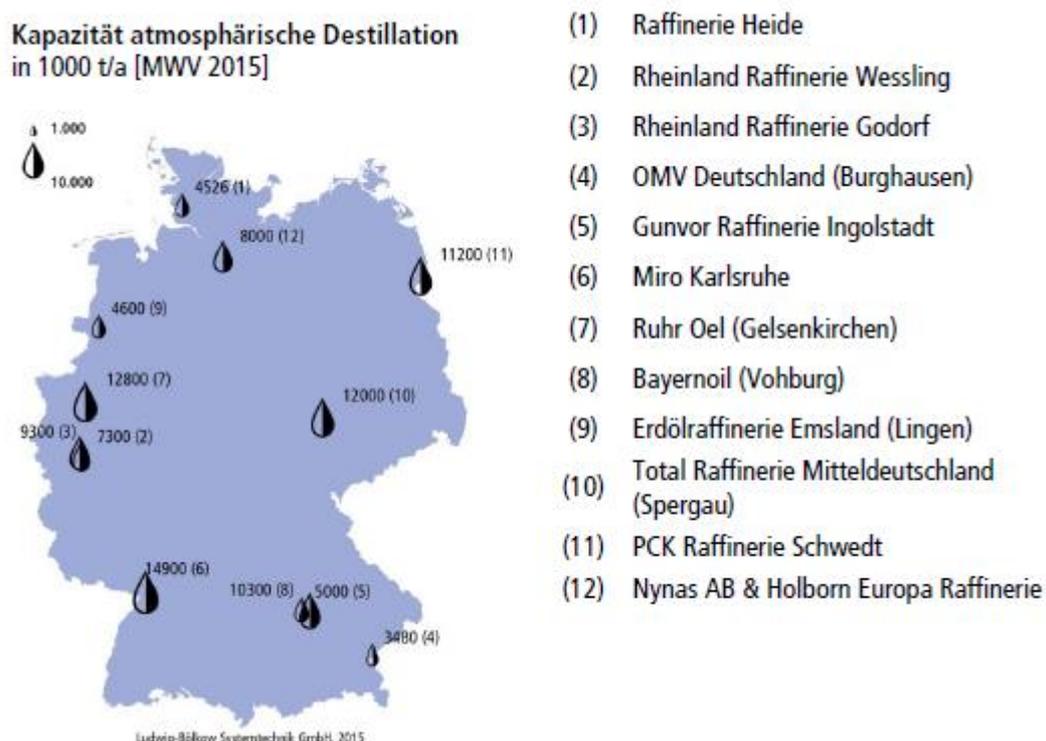
Raffinerieprozessen (circa 40%). Die Auswertung der Expertenbefragung hat ergeben, dass abweichend von der in der Literatur angegebenen Werte für die Raffinerien nur 27% des Wasserstoffs in den Raffinerien verwendet wird. Dabei wird der zur Verfügung stehende Wasserstoff jeweils über die fossilen Energieträger Erdgas beziehungsweise Naphtha und als Nebenprodukt in Raffinerien gewonnen.

### 3.1. Raffinerien

In Deutschland befinden sich 12 Raffinerien zur Erzeugung von jeglicher Art von Kraftstoffen, Schmierstoffen und sonstigen Nebenprodukten. Insgesamt verarbeiten die Raffinerien 103 Mio. t Rohöl.

Die Raffinerien benötigen für die Produktionsprozesse von modernen Kraftstoffen zunehmende Mengen an zusätzlichem Wasserstoff. Die Raffinerien sind zu Teilen Selbstversorger, was den Wasserstoffbedarf betrifft, da dieser als Nebenprodukt in Verarbeitungsprozessen anfällt. Der überwiegende Rest, der über die Dampfreformierung von Erdgas hinzugewonnen wird, wird als *H<sub>2</sub> net demand* bezeichnet.

Abbildung 2: Rohölverbrauch Raffinerien Deutschland 2015



Quelle: LBST (2018): S. 10.

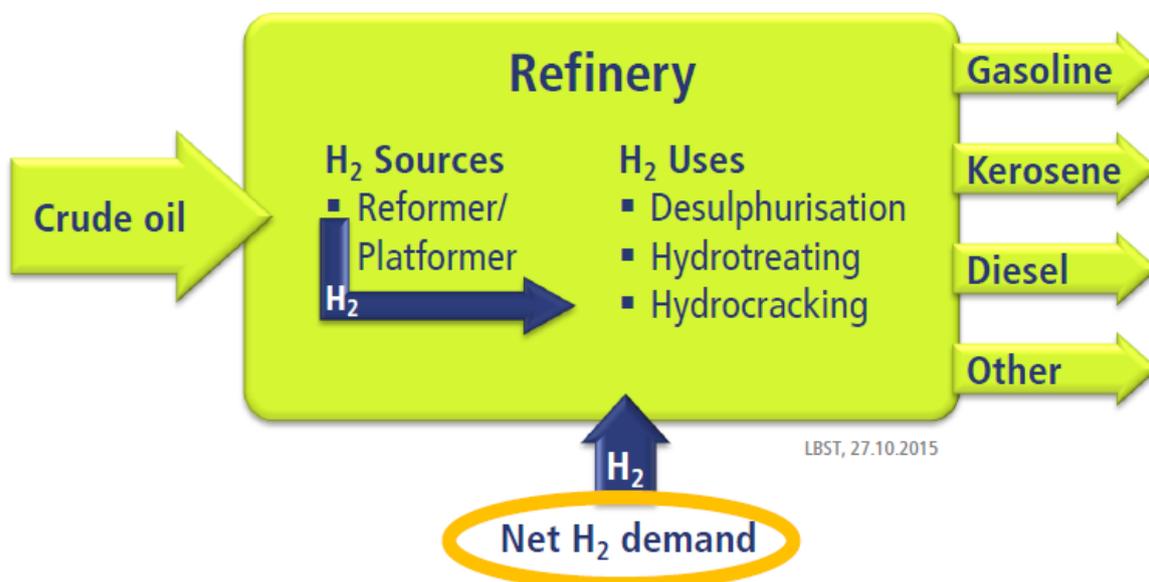
Dabei wird der Wasserstoff zur Aufbereitung und Aufwertung von Kohlenwasserstoffen eingesetzt, mengentechnisch insbesondere bei der Herstellung von Otto- und Diesel-Kraftstoffen.

Generell lassen sich drei relevante technische Verfahren identifizieren:<sup>12</sup>

1. Hydrocracking, Auftrennung langkettiger Kohlenwasserstoffe, um niedrig siedende Fraktionen für Diesel und Benzin zu erhalten;
2. Hydrotreating, Reinigungsprozess des Rohöls von Schwermetallen und Schwefel;
3. Hydroformulierung, Hydrierung von Aldehyden zu Alkoholen.

In Deutschland wurden für die Verarbeitung von Rohöl im Jahr 2015 von den insgesamt produzierten 19 Mrd. m<sup>3</sup> Wasserstoff rund 5,2 Mrd. m<sup>3</sup> für Prozesse in Raffinerien benötigt.<sup>13</sup> Von diesen wurden circa 1,9 Mrd. Nm<sup>3</sup> mittels Dampfreformierung<sup>14</sup> gewonnen.

Abbildung 3: H<sub>2</sub> net demand in Raffinerieprozessen



Quelle: Schmidt/Weindorf (2016): S. 7.

Bei der quantitativen Bestimmung des restlichen benötigten Wasserstoffs durch Dampfreformierung bestehen in der Fachliteratur deutliche Diskrepanzen. Die DENA nennt beispielsweise einen H<sub>2</sub> net demand von 20% für Raffinerien (Heuke et al. 2016: 43), wohingegen in einer weiteren Studie von nahezu 32% ausgegangen wird (vgl. Vanhoudt et al. 2016: 45). Die Berechnungen für vorliegende Studie ergab einen aktuellen Wert von 40% als H<sub>2</sub> net demand (↑ 6.1). Diese Abweichungen entstehen aufgrund unterschiedlicher Annahmen der eingesetzten Technologien innerhalb der Raffinerien, so dass ein direkter Vergleich nicht ohne weiteres möglich ist. Die Analyse der Daten bestätigt jedoch die Validität der Annahmen in dieser Studie. Der hohe Wert von 40% in dieser Studie basiert darauf, dass anhand der konkreten Antworten der Raffinerien den Studierenerstellern der reale Bedarf an Wasserstoff sowie der H<sub>2</sub> net demand

<sup>12</sup> Vereinfachte Wiedergabe, aufbauend auf: Schütz, Stefan/Härtel, Philipp (2016): S. 150 f.

<sup>13</sup> Anhand der Betreiberdaten hochgerechnet.

<sup>14</sup> Anhand der Betreiberdaten hochgerechnet.

vorlagen.

Bisher wird der überwiegende Großteil des H<sub>2</sub> *net demands* aus fossilen Energiequellen gewonnen. Nach vorliegenden Zahlen dieser Studie würde sich durch den Einsatz EE-H<sub>2</sub> eine CO<sub>2</sub>-Minderung von 1,72 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äquivalent pro Jahr ergeben.<sup>15</sup>

Diese Zahlen verdeutlichen das Potential, dass die EE-H<sub>2</sub>-Elektrolyse für Raffinerien im Speziellen und die *Power-to-Gas* Technologien im Allgemeinen in sich bergen, um (erneuerbare) volatile Strommengen effektiv und effizient zu nutzen. Unter Berücksichtigung, dass der unmittelbare Markthochlauf bevorsteht und sich daraus eine Senkung der *CapEx*-Kosten ableiten lässt, verdeutlicht sich das betriebswirtschaftliche Potential für Raffinerien und Elektrolyseure.

Grundsätzlich ist die *Power-to-Gas* Technologie dazu geeignet, den für die Produktionsprozesse in einer Raffinerie benötigten Wasserstoff aus grünem Strom zu erzeugen.

Die Nutzung von *Power-to-Gas* in einer Raffinerie unterstützt gleich mehrere Grundprinzipien der Energiewende:

1. **Energieeffizienz:** Die erneuerbaren Energien werden direkt in den Raffinerieprozess integriert. Dadurch entfallen Effizienzverluste, die bei einer Methanisierung oder Umwandlung in Methanol oder andere *E-Fuels* entstehen würden.
2. **Statt synthetische Kraftstoffe zu produzieren ist die direkte Verwendung von EE-H<sub>2</sub> bei der Mitverarbeitung im Raffinerieprozess effizienter und für die Zielerreichung 2020 vollkommen ausreichend.** Erst mit höheren erneuerbaren Energiequoten im Treibstoff ist ein Umstieg auf erneuerbare synthetische Kraftstoffe für einige Sektoren sinnvoll.
3. **Geringere Emissionen:** Mit Hilfe von *Power-to-Hydrogen* können über 90% der beim herkömmlichen Verfahren zur Produktion von zusätzlich verbrauchten Wasserstoffmengen entstehenden Treibhausgasen in der Raffinerie vermieden werden (Mischlau 2016: 9).
4. **Sektorkopplung:** Die Entkopplung vom erneuerbaren Energieangebot und der Marktnachfrage durch *Power-to-Gas* beziehungsweise *Power-to-Hydrogen* (insbesondere im Raffineriebereich) hat das Potential, große Energiemengen in Zeiten eines hohen Angebots von erneuerbaren Energien in Wasserstoff umzuwandeln, zwischen zu speichern und entsprechend der Nachfrage dem Kraftstoffmarkt zur Verfügung zu stellen.

### 3.2. Chemische Industrie

In der chemischen Industrie wird vor allem in der Ammoniak- und Methanolherstellung Wasserstoff benötigt. Wie auch in Raffinerien entsteht ein Teil des notwendigen Wasserstoffs als Nebenprodukt in Verarbeitungsprozessen. Die

---

<sup>15</sup> Basis ist ein H<sub>2</sub> *net-demand* Bedarf von 177 kt.

verbleibende Wasserstoffflücke wird in der Regel ebenfalls mittels Dampfreformierung aus Erdgas geschlossen.

Ammoniak wird für die Herstellung von Dünger und bestimmter Sprengstoffe benötigt. Für die Herstellung einer Tonne Ammoniak wird eine Menge von 1.974 m<sup>3</sup> (i. N.) Wasserstoff benötigt (Hermann et al. 2014: 25). In Deutschland wurden auf diese Weise im Jahr 2011 für die Produktion von Ammoniak 5,23 Mrd. m<sup>3</sup> (i. N.) Wasserstoff verbraucht (Heuke et al. 2016: 42).

Für die Methanolherstellung hingegen wird ein Gemisch aus Kohlenmonoxid und Wasserstoff (=Synthesegas) oder Kohlendioxid und Wasserstoff benötigt. Der Bedarf für das Jahr 2015 ist auf 4,23 Mrd. m<sup>3</sup> (i. N.) Wasserstoff geschätzt (ebd.). Wenn man die jährlichen circa 6,3 Mrd. m<sup>3</sup> Wasserstoff heranzieht, die mittels Dampfreformierung in der chemischen Industrie hinzugewonnen werden müssen (Schütz/Härtel 2016: 162), ergibt sich zumindest in diesem Industriezweig eine Deckungslücke beziehungsweise ein H<sub>2</sub> *net demand* von circa 50%.

Die Vorteile der *Power-to-Gas*-Technologien bei der Umsetzung der Energiewende gelten auch für die chemische Industrie – und zwar uneingeschränkt.

## 4. Wasserstofferzeugung: Aktueller Stand der Technik & Treibhausgas-Emissionen

### 4.1. Aktueller Stand der Technik

Zur Gewinnung von Wasserstoff mit erneuerbarem Strom eignet sich das Elektrolyseverfahren. Grundsätzlich lassen sich drei verschiedene Verfahren von Elektrolyseuren unterscheiden. Diese grenzen sich neben ihrem technischen Design auch in ihrem Entwicklungsstand beziehungsweise durch ihre Marktreife voneinander ab:

- Alkalische Wasserelektrolyse,
- Polymer-Elektrolyt-Membran Elektrolyse (i. F. PEM) und
- Hochtemperaturelektrolyse (i. F. SOEC).

Neben der Bauweise beziehungsweise dem zugrundeliegenden Verfahren des Elektrolyseurs, gilt der Betriebsdruck als weiteres wichtiges Unterscheidungskriterium.

Die Betriebstemperatur wird als Unterscheidungsmerkmal bereits über den SOEC abgebildet. Dem gegenüber nimmt der Betriebsdruck heute schon bei der alkalischen Elektrolyse und dem PEM-Verfahren eine wichtige Rolle ein. Ein entscheidender Vorteil der Druckelektrolyse ist die bestehende Kompatibilität mit industriellen Anlagen, ohne dass der Wasserstoff mittels einer nachgeschalteten Verdichtung auf den erforderlichen Betriebsdruck komprimiert werden muss. In der Regel liegen daher die Wartungs- und Instandhaltungskosten der

Druckelektrolyse unterhalb der atmosphärischen Elektrolyse.

Der dem Elektrolyseprozess zugeführte Strom, welcher in der Regel als Wechselstrom über das Stromnetz der Anlage zugeleitet wird, muss über eine Transformator- / Gleichrichter-Einheit in eine Gleichspannung umgewandelt werden. Hierbei entstehen durchschnittlich Verluste in der Höhe von 2%.

Für die eigentliche Elektrolyse muss das Wasser an den Membranen gasförmig vorliegen. Dies bedeutet, dass das (normalerweise) flüssig vorliegende Wasser noch verdampft werden muss, was mehr als 14% der für die Elektrolyse benötigten Energie einnimmt. Dieses wirkt sich selbstverständlich auf den Wirkungsgrad des Elektrolyseurs aus, da ein Großteil von Energieverlusten auf den Aggregatswandel des Wassers zurückzuführen ist. So erklärt sich das hohe elektrische Wirkungsgradpotential des Hochtemperatur-Elektrolyseverfahren SOEC, da dort der Wasserdampf der Anlage direkt zugeführt werden kann. Das elektrotechnische Wirkungsgradpotential des Hochtemperatur-Elektrolyseverfahren liegt bei über 90%, wohingegen bei der PEM beziehungsweise alkalischen Elektrolyse der Wirkungsgrad zwischen 70 und 82% liegt (Schütz/Härtel 2016: 27).

Die Investitionskosten der Elektrolyse sinken kontinuierlich für alle drei Technologien. Lagen die Investitionskosten noch vor einigen Jahren bei über 2.000 EUR/kW, liegen die Systemkosten aktuell bereits unter 1.000 EUR/kW. Mit zunehmender Serienfertigung werden die Systemkosten unter 650 EUR/kW liegen. Für besonders große Anlagen im Bereich von 100 MW und größer wären Investitionskosten von etwa 400 bis 500 Euro/kW erreichbar (DLR et al. 2014: vi). Überwiegt bei einer 5-Megawatt-Anlage noch der Anteil der sonstigen (Nicht-Elektrolysestack) Kosten mit 58%, so verringert sich dieser bei einer 100-Megawatt-Anlage auf 23% (DLR et al. 2014: 59).

#### 4.1.1. Alkalische Elektrolyse

Die industrielle alkalische Elektrolyse existiert seit ungefähr 100 Jahren. Dabei wird ein flüssiger basischer Elektrolyt verwendet. Dieses alkalische Verfahren eignet sich bereits heute zur Kopplung mit variablen Stromangeboten und für das Lastmanagement in Netzen mit wechselnden Lastprofilen. Variable Stromangebote werden hierbei naturgemäß über erneuerbare Energien abgebildet.

Auch wenn die Forschung sich tendenziell auf die PEM- und SOEC-Verfahren richtet, konnten auch im Bereich der alkalischen Elektrolyse Entwicklungssprünge verzeichnet werden (DENA 2015: 9).

#### 4.1.2. PEM

Das PEM-Verfahren verwendet einen polymeren Festelektrolyten. Ebenso unterscheidet sich das PEM-Verfahren gegenüber den alkalischen Elektrolyseuren in weiteren Punkten, die Vorteile generieren können, die aber bis heute noch nicht

vollends ausgeschöpft werden können. Die Vorteile sind ein prinzipiell schnelleres Reagieren auf Lastwechsel und ein einfaches Folgen auf schwankende Leistungseinträge. Zudem ist das Überlastungspotential weit größer als bei den alkalischen Elektrolyseuren. Damit kann die PEM kurzfristige Stromlastspitzen maximal ausnutzen.

Zum Tragen könnte das PEM-Verfahren kommen, wenn im Bereich des F & E Fortschritte hinsichtlich einer betriebswirtschaftlich günstigen Übertragung von Membranbrennstoffzellen auf die Membranelektrolyse realisiert werden. Wie relevant solch erwartbare Entwicklungsschritte werden, zeigt die LBST-Studie *Renewables in Transport 2050*. In dieser wird von einer „full market penetration of PEM electrolyseurs (...) assumed until 2040“ ausgegangen (Schmidt et al.: 68).

#### 4.1.3. SOEC

Ebenso wie das PEM-Verfahren wird im SOEC-Verfahren ein Festelektrolyt verwendet, aber im Gegensatz zum PEM- und alkalischem Verfahren noch „in the state research and development“ (ebd.: 68). Erste Anlagen werden jedoch bereits in Demonstrationsanlagen verwendet.

Auf betriebswirtschaftlicher Seite könnte insbesondere das SOEC-Verfahren im Umfeld mit kostengünstigen Dampfpotentialen, wie zum Beispiel in Stahl- oder Zementwerken, eine zentrale Rolle in Zukunft einnehmen. Mittels Hochtemperaturelektrolyse kann aufgrund der energetischen Nutzung des zugeführten Dampfes mit circa 20% weniger Stromzufuhr als bei PEM- oder Alkali-Elektrolyseure die gleiche Menge an Wasserstoff produziert werden. Mittlerweile geht man davon aus, dass der Preis pro produzierte Einheit Wasserstoff im SOEC-Verfahren in Abhängigkeit des Dampfpreises 12,5% kostengünstiger gegenüber dem alkalischen Verfahren ist, und 11% gegenüber dem PEM-Verfahren (Borm 2016: 11).

## 4.2. Treibhausgas-Emissionen

### 4.2.1. Dampfreformierung

Mit Reformierung bezeichnet man in der Chemie die Umwandlung von Kohlenwasserstoffe und Alkohole in Wasserstoff. Als Nebenprodukt fallen dabei Wasserdampf, Kohlenmonoxid (CO) und Kohlendioxid (CO<sub>2</sub>) an.

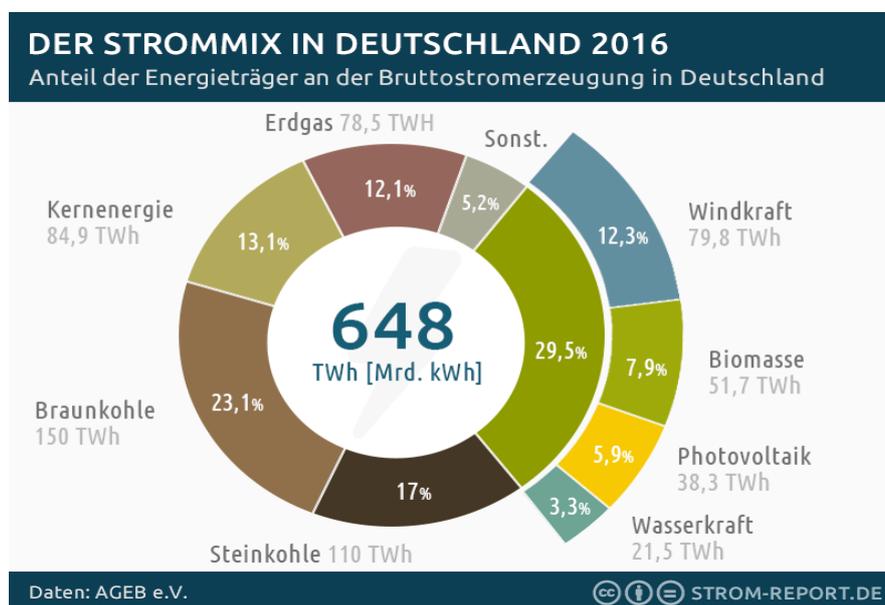
Die Dampfreformierung zur Erzeugung von Wasserstoff aus Erdgas ist ein Standardverfahren der Großchemie und wird seit vielen Jahren erfolgreich eingesetzt, um die chemische Industrie und Raffinerien mit Wasserstoff zu versorgen. Jährlich werden weltweit über 570 Mrd. Norm-Kubikmeter (Nm<sup>3</sup>) Wasserstoff durch Reformierung und circa 15 Mrd. Nm<sup>3</sup> durch Elektrolyse erzeugt. Ein Großteil dieser Menge wird direkt in der chemischen und petrochemischen Industrie verwendet.

Bei der Dampfreformierung entstehen durch die Aufspaltung des Erdgases  $\text{CH}_4$  je Tonne gewonnenen Wasserstoff circa 10 t  $\text{CO}_2$ . In Deutschland werden von den 19 Mrd.  $\text{m}^3$  Wasserstoffproduktion über 7 Mrd.  $\text{m}^3$  Wasserstoff pro Jahr, wovon circa 1,9 Mrd.  $\text{m}^3$  auf Raffinerien entfallen, mittels Dampfreformierung gewonnen und somit über 7 Mio. t  $\text{CO}_2$  jährlich emittiert.

Die dem Wasserstoff zurechenbaren Treibhausgasemissionen des im Elektrolyseverfahren gewonnenen Wasserstoffs hängen maßgeblich von der Stromherkunft ab. Daher lohnt ein genauer Blick auf den deutschen Strommix in Abbildung 3, unter den man die anteilige Zusammensetzung des in Deutschland erzeugten Stroms nach Energiequellen versteht. Der deutsche Strommix setzt sich im Jahr 2016 laut AG-Energiebilanz zu knapp 30% aus erneuerbaren Energien und zu 70% aus konventionellen Energieträgern zusammen, wobei sich der Mix seit Jahren zugunsten der Erneuerbaren verschiebt.

In Deutschland stammen aufgrund des Atomausstieges zurzeit etwa 85% der Emissionen des Stromsektors aus der Kohleverstromung. Durch die Verbrennung von Kohle wird pro erzeugter Energieeinheit sehr viel Kohlendioxid freigesetzt. Braunkohlekraftwerke stoßen mit 850–1.200 g  $\text{CO}_2/\text{kWh}$  mehr Kohlendioxid aus als Steinkohlekraftwerke mit 750–1.100 g  $\text{CO}_2/\text{kWh}$  (Wagner et al. 2007: 50). Damit liegt der Ausstoß von Kohlekraftwerken deutlich höher als der der ebenfalls fossil betriebenen GuD-Gaskraftwerke, die 400–550 g  $\text{CO}_2/\text{kWh}$  emittieren.

Abbildung 4: Strommix in Deutschland 2016



Quelle: Stromreport.de (2016).

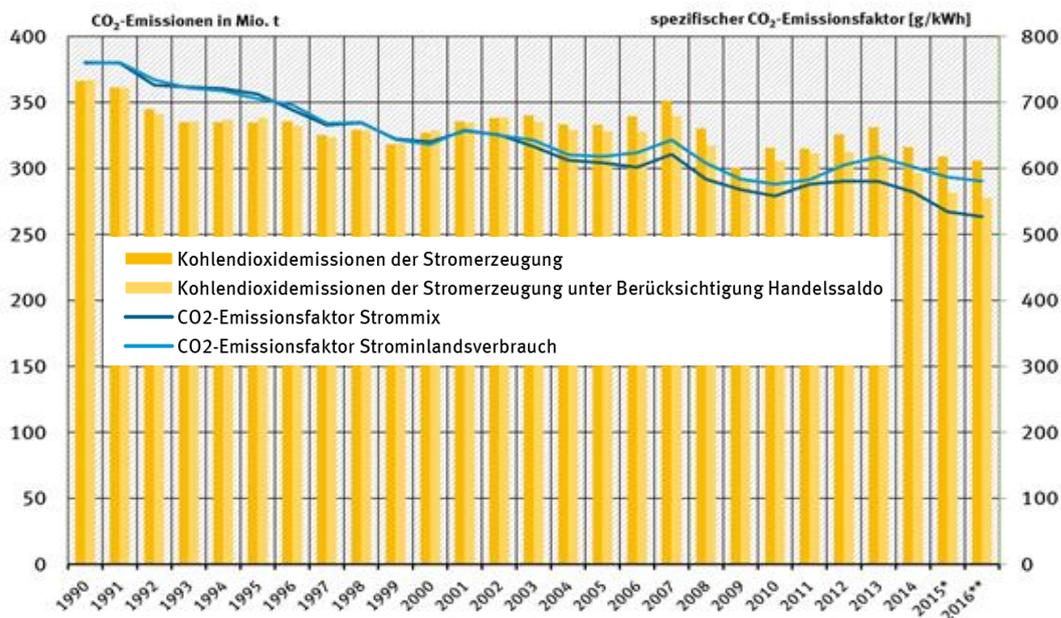
Das Umweltbundesamt berechnet den Kohlendioxid-Emissionsfaktor des deutschen Strommix jährlich und veröffentlicht, wie er sich seit 1990 entwickelt hat. Der Emissionsfaktor ist Indikator dafür, wie klimaverträglich die Stromerzeugung ist. Der Strommix wies für das Jahr 2016 eine spezifische Kohlendioxid-Emission von 527 g  $\text{CO}_2/\text{kWh}$  auf.

Neben dem Strommix hat auch gleichzeitig der verwendete Primärenergieträger für die Stromproduktion wesentlichen Einfluss auf die dem Strom zuzurechnenden

Treibhausgasemissionen. Im Jahr 2016 hätte sich unter Berücksichtigung des deutschen Strommix ein Wert von 146 g CO<sub>2</sub> äq./MJ ergeben. Wohingegen Diesel nur einen Wert von 95 g CO<sub>2</sub> äq./MJ oder komprimierter Wasserstoff aus Erdgas einen Wert von 104,3 g CO<sub>2</sub> äq./MJ aufweist.

Daraus ergibt sich, dass es in der Regel aus Umweltgründen, und unter Berücksichtigung der THG-Vermeidungskosten auch aus Betriebswirtschaftsgründen, nicht sinnvoll ist, Wasserstoff mit dem aktuellen deutschen Strommix zu produzieren.

Abbildung 5: CO<sub>2</sub>-Emissionen des deutschen Strommix 1990-2015



Quelle: Umweltbundesamt (2017c).

#### 4.2.2. Elektrolyse-Betrieb mit Strom aus erneuerbaren Energiequellen

Wird ein Elektrolyseur ausschließlich mit Strom aus zum Beispiel Windkraftanlagen versorgt, kann Wasserstoff mit einem sehr geringen CO<sub>2</sub>-Wert produziert werden. Die mit der Stromproduktion verbundenen Treibhausgasemissionen sinken nahezu auf 0 g/kWh, wenn der verwendete Strom direkt oder bilanziell mit erneuerbaren Energiequellen produziert wird.

Die Europäische Kommission setzt für Wasserstoff aus der mit nicht-biogenen erneuerbaren Energien (Wind- und PV-Strom) gespeisten Elektrolyse Standardwerte von 3,3 g CO<sub>2</sub> äq./MJ bis 9,1 g CO<sub>2</sub> äq./MJ fest (Richtlinie EU 2015/652 Anhang 1 Teil 2 Ziff. 5). Auf diese Weise können die Treibhausgasemissionen gegenüber Wasserstoff, der mittels Dampfreformierung aus Erdgas gewonnen wird, um 91% bis 97% gesenkt werden. Eine derartig hohe Minderung kann mit keinem marktüblichen und in der FQD gelisteten Biokraftstoff erreicht werden.

## 5. Rechtliche Rahmenbedingungen

Die bestehenden Regelungen im deutschen und europäischen Recht, die *Power-to-X*-Anlagen und -produkte berücksichtigen, sind von überschaubarer Anzahl, lückenhaft und wenig konsistent. Regelungen zur gezielten und effektiven Förderung von *Power-to-X*-Produkten existieren derzeit in keinem der maßgeblichen Sektoren. Die durch den Einsatz von regenerativ erzeugten *Power-to-X*-Produkten erzielbaren Treibhausgaseinsparungen finden im geltenden Rechtsrahmen bei der Anrechnung auf die Biokraftstoffquote nur eingeschränkt Berücksichtigung. Ein einheitlicher, systematischer Rechtsrahmen im Sinne einer vom Gesetzgeber umgesetzten Strategie im Umgang mit *Power-to-X*-Produkten besteht derzeit noch nicht.

Aufgrund der politischen Zielsetzung und deren dazugehörigen Begründungen ist jedoch davon auszugehen, dass in den nächsten Jahren entsprechende spezifische Regelungen auf europäischer und deutscher Ebene gesetzt werden.

### 5.1. Klimaziele 2020, 2030

#### **EU Klimaziele**

Mit dem Klima- und Energiepaket 2020 und im Rahmen der zweiten Verpflichtungsperiode des Kyoto-Protokolls, wurde auf europäischer Ebene im Jahr 2007 rechtsverbindlich vereinbart, dass die EU bis zum Jahr 2020 die bekannten 3 x 20 Ziele erreichen muss:

- Senkung der Treibhausgasemissionen um 20%;
- Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch 20% und
- Steigerung der Energieeffizienz um 20%.

Im Zuge des Pariser Abkommens vereinbarte die EU im Oktober 2014 im Rahmen für die Klima- und Energiepolitik 2030 weitere ambitionierte Ziele. Im Detail wurden folgende drei Ziele definiert:

- Senkung der Treibhausgasemissionen um mindestens 40% (gegenüber dem Stand von 1990);
- Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch auf mindestens 27%, und
- Steigerung der Energieeffizienz um mindestens 27%.

#### **Deutschland**

Im Koalitionsvertrag der Bundesregierung aus dem Jahr 2013 vereinbarten die Koalitionäre nationale Klimaschutzziele, die auf europäischen Zielen aufbauten. Auf nationaler Ebene solle eine Reduktion der Treibhausgas-Emissionen bis zum Jahr 2020 um mindestens 40% gegenüber dem Referenzjahr 1990 gelingen

(Bundesregierung 2013: 37).<sup>16</sup>

Diese Zielvereinbarung wurde seitens der Bundesregierung eigentlich schon im Jahr 2007 mit den Meseberger Beschlüssen zu Papier gebracht: 40% Reduktion der Treibhausgas-Emissionen bis zum Jahr 2020 gegenüber dem Referenzjahr 1990. Konkretisiert wurden diese Klimaziele im Jahr 2010, als die Bundesregierung ein Energiekonzept präsentierte, das bis in Jahr 2050 reichen sollte und bis dahin ein Minderungsziel an Treibhausgasen von mindestens 80% vorsah.

**Abbildung 6: Minderungsziele- bzw. Ausbauziele der Bundesregierung in den Bereichen Treibhausgas-Emissionen, erneuerbare Energien und Energieverbrauch**

Kategorie	2014	2015*	2020	2030	2040	2050
<b>Treibhausgas-Emissionen</b>						
Treibhausgas-Emissionen im Vergleich zu 1990	-27,7 %	-27,2 %	min. -40 %	min. -55 %	min. -70 %	min. -80 bis -95 %
<b>Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien am Energieverbrauch</b>						
Anteil am Bruttoendenergieverbrauch	13,7 %	-	18 %	30 %	45 %	60 %
Anteil am Bruttostromverbrauch	27,4 %	31,6 %	min. 35 %	min. 50 % (2025: 40 bis 45 %)	min. 65 % (2035: 55 bis 60 %)	min. 80 %
Anteil am Wärmeverbrauch	12,5 %	13,2 %	14 %			
Anteil im Verkehrsbereich	5,6 %	5,3 %				
<b>Reduktion des Energieverbrauchs und Steigerung der Energieeffizienz</b>						
Primärenergieverbrauch im Vergleich zu 2008	-8,3 %	-7,6 %	-20 %	→		-50 %
Endenergieproduktivität	+1,6 % pro Jahr (2008-2014)	-		+2,1 % pro Jahr (2008-2050)		
Bruttostromverbrauch im Vergleich zu 2008	-4,2 %	-2,9 %	-10 %	→		-25 %
Primärenergiebedarf Gebäude im Vergleich zu 2008	-14,8 %	-		→		etwa -80 %

Quelle: Umweltbundesamt (2016).

Neben dem Aktionsprogramm 2020 ist es vor allem der von der Bundesregierung am 14. November 2016 verabschiedete Klimaschutzplan 2050, der auf nationaler Ebene den politischen Rahmen vorgibt. Er soll sektorale Transformationspfade für eine gelingende Energiewende aufzeigen und für das Zwischenziel-Jahr 2030 Vorgaben liefern (Umweltbundesamt 2016).

### 5.1.1. Strom (und Energiewirtschaft)

Da der Anteil der erneuerbaren Energien am deutschen Bruttostromverbrauch einen konstanten Zuwachs aufweist - für das Jahr 2016 wurden 31,5% berechnet

<sup>16</sup> In den Entwürfen des neuerlichen Koalitionsvertrags zwischen der CDU/CSU und der SPD um die Lücke zur Erreichung des 40%-Reduktionsziels bis 2020 so weit wie möglich zu reduzieren.

(Umweltbundesamt 2017b), scheint zumindest der Stromsektor gut aufgestellt, wenn es um das Erreichen der Klimaziele geht. Der Anteil der erneuerbaren Energie am Bruttoendenergieverbrauch belief sich dabei im Jahr 2015 auf 14,6% (BMWI 2017: 37).

Jenseits des Stromsektors soll an dieser Stelle der Blick auf die Energiewirtschaft als Ganzes gerichtet werden. Berechnungen des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (i. F. BMUB) zufolge müsste die deutsche Energiewirtschaft, um das kommunizierte Fernziel 2050 zu erreichen, bis 2030 Treibhausgasemissionen zwischen 175 und 183 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äquivalente einsparen (BMUB 2016: 33).

Dem Projektionsberichts 2017 des Umweltbundesamtes nach, sollen die Treibhausgasemissionen der Energiewirtschaft gegenüber dem Referenzjahr 1990 bis 2020 um 38,6% und bis 2030 um 48,4% zurückgehen (Pfeiffer et al. 2017: 10).

### 5.1.2. Industrie

Für den Industriesektor wird für das Jahr 2014 eine Treibhausgasemissionsmenge von 181 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äquivalente angegeben (BMUB 2016: 33). Aufbauend auf dem Referenzjahr 1990, als der Industriesektor 283 Mio. t. CO<sub>2</sub>-Äquivalente emittierte (ebd.), ergeben sich für die Jahre 2020 und 2030 folgende Werte:

Für das Jahr 2020 würde eine 20% CO<sub>2</sub>-Minderung einen Wert von 226 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äquivalente entsprechen. Das BMWI geht davon aus, dass der Industriesektor im Jahr 2020 bereits eine Treibhausgasminderung von 36% gegenüber dem Referenzjahr 1990 erreichen sollte (BMWI 2015: 54).

Für das Jahr 2030 würde eine 40% CO<sub>2</sub>-Minderung gegenüber dem Referenzwert von 283 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äquivalente einen CO<sub>2</sub>-Betrag von knapp 170 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äquivalente bedeuten. Dieses sektorale Ziel dürfte aller Wahrscheinlichkeit erreicht werden, wenn man die geringe Restdifferenz von 11 Mio. t für das Jahr 2014 betrachtet, die noch eingespart werden muss. Eine sektorale Betrachtung der Industrie ergibt demnach wie im Falle des Stromsektors in der Summe ein positives Bild.

### 5.1.3. Wärme

Dieser positive Eindruck kann im Wärmesektors nicht bestätigt werden. In Deutschland wird mehr als die Hälfte, circa 54% des Endenergieverbrauchs, im Wärmesektor aufgewendet, und ist dabei für 26% der Treibhausgasemissionen verantwortlich (Brüggemann 2016: 1).

Ein Problem im Wärmesektor ist, dass er nicht die allgemein zu beobachtenden Zuwachsraten der erneuerbaren Energien widerspiegelt. Während der Anteil der erneuerbaren Energien im Bruttostromverbrauch im Jahr 2016 wie erwähnt bei 31,5% lag, wurde im für das Jahr 2015 im Wärmesektor lediglich ein Wert von

13,2% erreicht (Brüggemann 2016: 3).

Dieser Wert nähert sich allerdings den Vorgaben des Erneuerbare-Energien-Wärmegesetzes (EEWärmeG). Nach ihm soll in Artikel 1 Abs. 2 der Anteil der erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch bis zum Jahr 2020 auf 14% steigen.

#### 5.1.4. Verkehr

Im deutschen Verkehrswesen wurden im Referenzjahr 1990 163 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äquivalent, und im Jahr 2016 166 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äquivalent emittiert (BMUB 2017a: 26). Eine 20 und 40%-tige Minderung der Treibhausgase würde für das Jahr 2020 eine Minderung von circa 33 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äquivalent und für das Jahr 2030 65 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äquivalent erfordern, um die selbstauferlegten Klimaziele sektoral zu erreichen.

Abbildung 7: Entwicklung der energiebedingten THG-Emissionen 1990-2015

#### Entwicklung der energiebedingten THG-Emissionen<sup>1</sup> 1990–2015



Angaben ohne diffuse Emissionen bei der Gewinnung, Umwandlung und Verteilung von Brennstoffen.

1 in CO<sub>2</sub>-Äquivalenten, berücksichtigt CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O

2 einschließlich Militär und Landwirtschaft (energiebedingt)

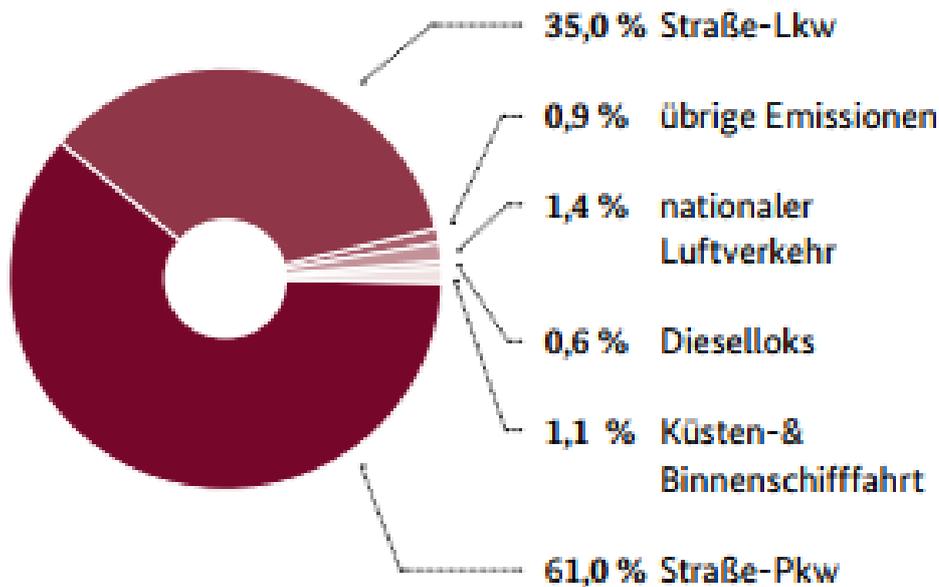
3 enthält nur Emissionen aus Industriefeuerungen, keine Prozessemissionen

Umweltbundesamt: Nationale Trendtabellen für die deutsche  
Berichterstattung atmosphärischer Emissionen 1990-2015,  
Stand Januar 2017

Quelle: Umweltbundesamt (2017d): S. 5.

Eine dezidierte Übersicht über die Aufgliederung der Treibhausgasemissionen im deutschen Verkehrssektor folgt in Abbildung 8. Hier erkennt man anhand einer einfachen Grafik, welche zentrale Rolle die herkömmlichen PKW einnehmen.

Abbildung 8: Treibhausgasemissionen Verkehrssektor



Quelle: BMUB (2017): S. 37.

In den folgenden Absätzen werden die Entwicklungspfade des Luftverkehrs und der Schiffsverkehr jeweils kurz beleuchtet. Für eine vertiefende Analyse des Luftverkehrs sprechen mehrere Gründe:

- Im Luftverkehr werden Zuwachsraten im Passagieraufkommen um die 5% pro Jahr prognostiziert (Wilke et al. 2016: 19).
- Entgegen dem BMUB gibt es Studien, die dem Luftsektor einen Anteil von bis zu 15% des CO<sub>2</sub> zurechnen (Heuke et al. 2016: 15).
- Die klimaschädliche Wirkung des Flugverkehrs ist im Verhältnis zu den emittierten Treibhausgasen wesentlich höher, weil insbesondere NO<sub>x</sub> und Wasserdampf in den üblichen Flughöhen eine höhere klimaschädliche Wirkung entfalten (Schumann 2007: 4).
- Die Generalversammlung der Internationalen Zivilluftfahrtorganisation rechnet mit einem Anstieg der CO<sub>2</sub>-Emissionen von 300% des heutigen Wertes bis zum Jahr 2050.

In Kombination entfalten diese Faktoren einen Druck auf die zukünftige Klimabilanz, dass eine vertiefende Auseinandersetzung über das Potential von EE-H<sub>2</sub> im Flugsektor berechtigt erscheint.

Als Fernziel wurde im EU-Weißbuch 2011 ein 40%-Anteil an CO<sub>2</sub>-emissionsarmen und nachhaltigen Flugkraftstoffen bis 2050 definiert (Europäische Kommission 2011: 10). Da jedoch die FQD bei Kerosin keine Anwendung findet, bestehen momentan keine rechtlich bindenden Vorgaben. Allerdings gibt es mit dem *Advanced Biofuels Flight Path* Anstrengungen, möglichen regulatorischen Eingriffen seitens der EU vorzubeugen. Der *Advanced Biofuels Flight Path* ist eine Initiative der Europäischen Kommission, Airbus, großen europäischen Fluggesellschaften sowie europäischen Biokraftstoffherstellern. Ziel ist es, bis zum Jahr 2020 in der europäischen Luftfahrt jährlich 2 Millionen Tonnen nachhaltig erzeugten Biokraftstoff einzusetzen, was ungefähr 3,8% der derzeit verwendeten

Kerosinmenge in Europa entsprechen würde (European Commission 2013: 7).

Weiterhin hat die Europäische Kommission im Februar 2017 einen Vorschlag zur weiteren Ausgestaltung des EU-ETS im Flugsektor publiziert. Ziel ist es, Druck auf die Internationale Zivilluftfahrtbehörde (i. F. ICAO) aufzubauen, um ein global anwendbares Werkzeug zur Reduzierung der Treibhausgase umzusetzen.

Auf nationaler Ebene vereinigten sich im Jahr 2011 Unternehmen der Luftfahrt, der Rohstoffindustrie, Forschungseinrichtungen sowie Flughafenbetreiber und Fluggesellschaften zur *Aviation Initiative for Renewable Energy in Germany e. V.* (Aireg). Ziel ist es, dass bis zum Jahr 2025 mind. 10% des in Deutschland getankten Kerosins aus alternativen Flugkraftstoffen besteht. Hierfür bedarf es Anstrengungen im F & E Bereich als auch bei der Frage, wie mit entstehenden Mehrkosten von alternativen Flugkraftstoffen gegenüber konventionellen Kerosin bei der Marktdurchdringung verfahren wird.

Dass es Bemühungen der ICAO gibt, zeigt das im Herbst 2016 vereinbarte Klimaschutzinstrument CORSIA (*Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation*), das ab dem Jahr 2020 global Anwendung finden wird. Ziel ist es, dass der internationale Flugverkehr ab dem Jahr 2020 CO<sub>2</sub>-neutral wachsen kann (BDL 2017: 2).

Im Seeverkehr gibt es zum jetzigen Zeitpunkt keine Treibhausgasminderungsziele – weder auf europäischer noch auf globaler Ebene. Gleichwohl gibt es Anstrengungen, die Verschmutzung durch den Schiffsverkehr einzudämmen. Hierfür ist vor allem das Internationale Übereinkommen zur Verhütung der Meeresverschmutzung durch Schiffe maßgeblich, das im Jahr 1973 beschlossen wurde.

Ein Bestandteil von MARPOL 73/78 sieht unter anderem die Schwefelreduktion in Schiffskraftstoffen vor. Ab dem 1. Januar 2020 sind maximal 0,5% Schwefelgehalt als Ziel definiert, wohingegen momentan noch 3,5% erlaubt sind (BMUB 2017b). Seit Anfang 2015 besteht in Schwefelemissions-Überwachungsgebieten (*SOx emission control areas, SECA*) auf Nord- und Ostsee, nordamerikanischen Küste und der US-Karibik ein Grenzwert von 0,1% (ebd.).

In einem weiteren Schritt implementierte die Internationale Seeschiffahrts-Organisation (IMO) ein *Data Collection System* zur Erhebung von CO<sub>2</sub>-Emissionen von Schiffen mit mindestens 5000 Bruttoregistertonnen. Anhand dieser Datensätze wird eine *Roadmap* erarbeitet, die im 2023 in einer endgültigen Strategie einfließen soll, um die verschiedenen Handlungsvorgaben zur Treibhausgasminderung umzusetzen (Hughes 2016: 7).

## 5.2. Europäische rechtliche Rahmenbedingungen

Die richtungsweisenden Beschlüsse von COP 21 aus Paris und dem Jahr 2015 definieren die mittel- und langfristigen globalen Klimaziele. Um diese Klimaziele erreichen zu können, steht die europäische Energiegesetzgebung unter dem umfassenden Einfluss des vereinbarten Vertragswerkes.

Mit Blick auf die RED II Verhandlungen werden im Winter 2017/2018 die Weichen für die Ausrichtung der europäischen Erneuerbaren-Energien-Politik der kommenden Dekade gestellt. Es ist zu erwarten, dass die Richtlinie bis zum Ende des Jahres 2018 verabschiedet wird.

Einen ganzheitlichen Überblick über die Tragweite der mittel- und langfristigen Ziele der EU zu den avisierten sektoralen Treibhausgasreduktionen gegenüber dem Referenzjahr 1990 liefert folgende Zusammenstellung:

Tabelle 4: Klimaziele EU gegenüber Referenzjahr 1990

Sectors	2005	2030	2050
Power (CO <sub>2</sub> )	-7%	-54 to -68%	-93 to -99%
Industry (CO <sub>2</sub> )	-20%	-34 to -40%	-83 to -87%
Transport (incl. CO <sub>2</sub> aviation, excl. maritime)	+30%	+20 to -9%	-54 to -67%
Residential and services (CO <sub>2</sub> )	-12%	-37 to -53%	-88 to -91%
Agriculture (Non-CO <sub>2</sub> )	-20%	-36 to -37%	-42 to -49%
Other Non-CO <sub>2</sub> emissions	-30%	-72 to -73%	-70 to -78%
Total	-7%	-40 to -44%	-79 to -82%

Quelle: Schmidt et al. (2016): S. 22.

### 5.2.1. Fuel Quality Directive (FQD)

Die FQD setzt die rechtlichen Rahmenbedingungen für jene Unternehmen, die Kraftstoffe in den europäischen Verkehr bringen.

Im Jahr 2009 wurde mit der Richtlinie 2009/30/EG zur Änderung der Richtlinie 98/70/EG eine verbindliche Minderung der Treibhausgasemissionen von 6% bis zum Ende des Jahres 2020 gegenüber dem Referenzwert für fossile Kraftstoffe von damals 83,8 g CO<sub>2</sub> äq./MJ (Abl. der EU 2009: 109) für die Anbieter von Kraftstoffen erlassen, der später auf 94,1 g CO<sub>2</sub> äq./MJ angehoben wurde (Abl. der EU 2015: 58).

Vorgesehen ist eine Staffelung, die wie folgt aufgebaut ist:

- Minus 2% bis zum Ende des Jahres 2014;
- Minus 4% bis zum Ende des Jahres 2017;
- Minus 6% bis zum Ende des Jahres 2020.

Die Mitgliedsstaaten benennen die Anbieter, die für die Überwachung und Berichterstattung der Lebenszyklustreibhausgasemissionen pro Energieeinheit aus gelieferten Kraftstoffen oder Energieträgern verantwortlich sind.

Damit Biokraftstoffe bei den erzielten THG-Einsparungen berücksichtigt werden, müssen bestimmte Nachhaltigkeitskriterien (gelistet in den Anhängen der Richtlinie) eingehalten und nachgewiesen werden. Mittlerweile dürfen die *Upstream-Emissions-Reductions* (UER) bei einigen fossilen Kraftstoffen auf die THG Minderungsquote angerechnet werden, wie in der Richtlinie 2015/652/EG festgesetzt ist (Abl. der EU 2015: 26).

Die Nachhaltigkeitskriterien für Wasserstoff als Kraftstoff sind noch nicht festgesetzt. Die Kriterien für die Herkunftsnachweise für EE-H<sub>2</sub>, die im EU-Projekt

CertifHy entwickelt werden, könnten als eine Grundlage für notwendige EE-H2 Nachhaltigkeitskriterien herangezogen werden.

Im November 2016 hat die Europäische Kommission das Winterpaket „Saubere Energie für alle Europäer“ mit Gesetzesvorschlägen vorgestellt, das auch einen Entwurf für die Neufassung der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie (COM (2016) 767) enthält. Es wird unter anderem vorgeschlagen, diese Richtlinie allein zur Regulierung der Einführung von emissionsarmen und erneuerbaren Kraftstoffen für den Zeitraum 2021-2030 zu verwenden, und das Ziel der Verringerung der Treibhausgasemissionen gemäß der FQD nicht weiter zu verfolgen (European Commission 2017: 2).

### 5.2.2. Richtlinie zur Festlegung von Berechnungsverfahren und Berichterstattungspflichten gemäß der Kraftstoffrichtlinie

Der Begriff der *Upstream-Emissions-Reduction* wurde in der Richtlinie 2015/652 (EU) zur Festlegung von Berechnungsverfahren und Berichterstattungspflichten gemäß der Richtlinie 98/70/EG des Europäischen Parlaments und des Rates über die Qualität von Otto- und Dieselmotorkraftstoffen eingeführt, und soll die Umsetzung von Artikel 7a der FQD vorantreiben.

Laut der EU-Richtlinie 2015/652 „bezeichnet der Ausdruck Upstream-Emissionen sämtliche Treibhausgasemissionen, die entstanden sind, bevor der Rohstoff in eine Raffinerie oder Verarbeitungsanlage gelangte, in der der in Anhang I genannte Kraftstoff hergestellt wurde“.

Die Europäische Kommission, Experten aus den Mitgliedsstaaten und weitere relevante Akteure haben einen nichtverbindlichen Leitfaden zu Herangehensweisen bei der mengenmäßigen Bestimmung, Überprüfung, Validierung, Kontrolle und Berichterstattung bezüglich der Reduzierung von Upstream Emissionen erstellt.

Nach dem Leitfaden kann die Minderung der Treibhausgasemissionen bei der Herstellung von Wasserstoff für die Herstellung von Kraftstoffen in Raffinerien nicht als *Upstream-Emissionsreduktion* im Sinne der Richtlinie 2015/652 des Rates angesehen werden, unabhängig davon, wo der Wasserstoff tatsächlich erzeugt wird.

### 5.2.3. Renewable Energy Directive (RED I)

Die aktuelle RED 2009/28/EG ist noch bis ins Jahr 2020 gültig. Kernanliegen der Richtlinie ist, dass die Mitgliedstaaten der EU bis 2020 einen Anteil von 20% erneuerbarer Energie am Endenergieverbrauch realisieren.

Dieses Zielvorhaben verteilt sich auf die Bereiche Wärme/Kälte, Strom und Verkehr, wobei für den Verkehrssektor ein Mindestanteil von 10% festgelegt worden ist. Um den Besonderheiten der nationalen Energiesektoren Rechnung zu

tragen, wurde bis auf die Vorgabe im Verkehrssektor den Mitgliedstaaten offengelassen, wie sie den 20% Gesamtanteil erreichen.

Für diese Festlegung im Verkehrssektor machte die Europäische Kommission bei der Ausarbeitung der Richtlinie drei Gründe geltend (Europäische Kommission 2008: 10): Ein wesentlicher Grund für diesen erweiterten regulatorischen Eingriff war die Tatsache, dass der Verkehrssektor in einer ökonomisch-ökologischen Gesamtschau die höchsten Wachstumsraten bei der Emission von Treibhausgasen aufweist. Aus einer geoenergetischen Betrachtungsweise folgte die Klarstellung, dass Biokraftstoffe die allgemeine Abhängigkeit von Ölimporten reduzieren würde. Und abschließend begründete die Europäische Kommission die Vorgabe noch mit einer ordnungspolitischen Notwendigkeit: Da die Markteinführung der Biokraftstoffe aufgrund der hohen Entwicklungskosten nicht rentabel sei, müsse man den Herstellern als „Entwicklungskorsett“ einen Rechtsrahmen vorgeben.

#### 5.2.4. ILUC-Richtlinie

Bei der Herstellung von Kraftstoffen aus konventionellen Biokraftstoffen besteht die Gefahr, dass weltweit der Bedarf an Ackerflächen steigt, und zuvor landwirtschaftlich ungenutzte Flächen in Ackerland umgewandelt werden („indirekte Landnutzungsänderung“, ILUC).

Die negativen Konsequenzen lassen sich auch für die EU in Zahlen ausdrücken: Die EU beziffert die Treibhausgasreduzierung im Verkehrssektor für das Jahr 2014 auf 35 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äquivalent (Europäische Kommission 2017a: 3). Mit einem Anteil von 88% entfiel der überwiegende Anteil der erneuerbaren Energien auf Biokraftstoffe (Europäische Kommission 2017b: 9). Der Nettowert reduziert sich aufgrund der ILUC-Emissionen allerdings auf einen Wert zwischen 7 bis 21 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äquivalent (ebd.: 16).

Vor diesem Hintergrund und der Tatsache, dass über die Kraftstoffqualitätsrichtlinie (FQD) eine weitere Richtlinie über die Vorgabe der Treibhausgasreduzierung (6% bis zum Jahr 2020 gegenüber dem Referenzjahr 2010) das Problem der ILUC verschärft, zeichnet sich für die in der Verhandlungsphase befindlichen RED II Richtlinie eine Abkehr gegenüber der Verwendung konventioneller Biokraftstoffe ab.

So ist es bereits nach der EU Richtlinie 2015/1513 des Europäischen Parlament und des Rates zur Reform der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie und der Kraftstoffqualitätsrichtlinie möglich, EE-H<sub>2</sub> und synthetisches Methan aus *Power-to-Gas* in nationalen THG-Minderungsquoten als Biokraftstoff anzurechnen.

#### 5.2.5. Renewable Energy Directive II / COM (2016) 767 (RED II)

Die RED II befindet sich momentan im interinstitutionellen Abstimmungsprozess – dem sogenannten Trilog-Verfahren. Es ist beabsichtigt, dass eine Einigung zwischen den EU-Institutionen im Laufe der bulgarischen Ratspräsidentschaft erzielt wird, um die RED II noch im Jahr 2018 oder zu Beginn des Jahres 2019 zu

verabschieden. Dies würde den Mitgliedsstaaten noch genügend Zeit einräumen, die Richtlinie bis zum Inkrafttreten im Jahr 2021 in nationales Recht umzusetzen.

Die Europäische Kommission gestaltet somit aktiv Weg- und Zielmarken für die Ausgestaltung ihrer Klima- und Energiepolitik jenseits des Jahres 2020. Sie schlägt in der RED II unter anderem vor, dass bis 2030 mindestens 27% des Endenergieverbrauchs aus erneuerbaren Energiequellen stammen. Das 27%-Ziel soll nur noch auf EU-Ebene verbindlich sein. Die Mitgliedstaaten sollen im Rahmen der neuen *Governance*-Verordnung COM (2016) 759 nationale Energie- und Klimaaktionspläne aufstellen, in denen sie ihre Beiträge zum EU-weiten Ausbauziel darlegen sollen und die EU-Kommission diese ab dem Jahr 2021 alle zwei Jahre prüfen will.

Die vorgeschlagenen Änderungen bei der Förderung im Wärme-und-Kälte Sektor und im Verkehrssektor können hierbei eine wichtige Rolle für die Markteinführung von Wasserstoff spielen.

### ***Förderung im Wärme-und-Kälte Sektor***

Die Mitgliedstaaten müssen sich bemühen, den Anteil der erneuerbaren Energien im Wärme-und-Kälte-Sektor um mindestens einen Prozentpunkt pro Jahr zu erhöhen. Sie können auf der Basis von objektiven und nichtdiskriminierenden Kriterien festlegen, auf welche Art und Weise der Anstieg der erneuerbaren Energien erreicht wird (neuer Art. 23, Abs.1 und 2).

### ***Förderung im Verkehrssektor***

Die Mitgliedstaaten sollen zur durchgängigen Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen im Verkehrssektor verpflichtet werden. Dazu sollen Kraftstoffanbieter den Anteil der erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch im Verkehrssektor nach einem von dem betreffenden Mitgliedstaat festgelegten indikativen Zielpfad bis 2030 auf mindestens 14% steigern. Die Mitgliedstaaten können beschließen, dass dieser Mindestanteil auch den Beitrag wiederverwerteter kohlenstoffhaltiger Kraftstoffe einschließt. Bei der Festlegung dieser Verpflichtung können die Mitgliedstaaten bestimmte Kraftstoffanbieter und Energieträger ausnehmen oder zwischen verschiedenen Kraftstoffanbietern und Energieträgern unterscheiden, um zu berücksichtigen, dass Technologien unterschiedlich weit ausgereift und mit unterschiedlichen Kosten verbunden sind.

Um die indirekte Landnutzungsänderung zu begrenzen, darf der Anteil konventioneller Biokraftstoffe am Gesamtenergieverbrauch im Verkehrssektor derzeit 7% nicht überschreiten, und muss von 2021 bis 2030 sukzessive auf maximal 3,8% abgesenkt werden (Art.7 i. V. m. neuer Anhang X Teil A). Die Mitgliedstaaten sollen Alternativen zu konventionellen Biokraftstoffen im Verkehrssektor (alternative Energiequellen) fördern. Zu den alternativen Energiequellen zählen unter anderen die nichtbiologischen erneuerbaren Kraftstoffe, wie z. B. Wasserstoff (neuer Art. 25, Abs. 1).

Ebenso müssen die Anbieter von Kraftstoffen zukünftig einen Mindestanteil alternativer Energiequellen an der Gesamtmenge der von ihnen angebotenen Kraftstoffe nachweisen:

- mindestens 1,5% im Jahr 2021 und

- 6,8% im Jahr 2030.

Wasserstoff, der mit erneuerbaren Energien nicht biogenen Ursprungs produziert wird, erhält in dem Entwurf der RED II große Aufmerksamkeit. Insbesondere im Kraftstoffbereich wird dem Wasserstoff ein großes Treibhausgasvermeidungspotential zugeordnet. Dieses wird insbesondere in Artikel 25 der RED II (Version 13.12.2017) deutlich. Hier heißt es unter anderem:

„Wird Elektrizität entweder direkt oder über die Produktion von Zwischenerzeugnissen zur Herstellung von im Verkehrssektor eingesetzten flüssigen oder gasförmigen erneuerbaren Kraftstoffen nicht biogenen Ursprungs genutzt, kann entweder der durchschnittliche Anteil der Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen in der Union oder der zwei Jahre vor dem fraglichen Jahr ermittelte Anteil der Elektrizität aus erneuerbaren Quellen in dem Herstellungsmittgliedstaat zur Bestimmung des Anteils der Energie aus erneuerbaren Quellen verwendet werden.

Elektrizität, die aus einer direkten Verbindung mit einer Energie aus erneuerbaren Quellen erzeugenden Anlage stammt, i) die nach oder gleichzeitig mit der Anlage den Betrieb aufnimmt, die die im Verkehrssektor eingesetzten flüssigen oder gasförmigen erneuerbaren Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs erzeugt, und die ii) nicht an das Netz angeschlossen ist [] oder aber an das Netz angeschlossen ist, wobei der Nachweis erbracht werden kann, dass die betreffende Elektrizität bereitgestellt wurde, ohne Elektrizität aus dem Netz einzuführen, kann jedoch für die Erzeugung von im Verkehrssektor eingesetzten flüssigen oder gasförmigen erneuerbaren Kraftstoffen nicht biogenen Ursprungs in vollem Umfang als Elektrizität aus erneuerbaren Quellen angerechnet werden;

Ferner kann [] aus dem Netz eingeführte Elektrizität in vollem Umfang als Elektrizität aus erneuerbaren Quellen angerechnet werden, wenn sie ausschließlich aus erneuerbaren Energiequellen erzeugt wird [] und

- a) die Erzeugung der Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen eingeschränkt worden wäre, wenn sie nicht von der Anlage verbraucht würde, oder
- b) ihre Eigenschaften als erneuerbare Energie und das Vorliegen anderer geeigneter Kriterien [] nachgewiesen wurden, wobei sicherzustellen ist, dass die Eigenschaften dieser Elektrizität als erneuerbare Energie nur einmal und nur in einem Endverbrauchssektor geltend gemacht werden.“

### 5.3. Deutsche rechtliche Rahmenbedingungen

In Deutschland sind die Regelungen, die *Power-to-Hydrogen* betreffen nicht in einem Gesetz geregelt. Vielmehr sind aufgrund der sektorübergreifenden Technologie nicht nur mehrere unterschiedlichste Gesetze zu berücksichtigen, sondern auch deren Regelungszuständigkeit verteilt sich auf unterschiedliche

Ministerien. Im Wesentlichen sind die folgenden rechtlichen Gesetze/Verordnungen für *Power-to-Hydrogen* maßgeblich:

- Bundesimmissionsschutzgesetz;
- Bundesimmissionsschutzverordnung;
- Energiewirtschaftsgesetz;
- Erneuerbare-Energiegesetz.

### 5.3.1. Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG)

Auf nationaler Ebene wurden die Vorgaben der FQD über das BImSchG umgesetzt. Nach § 37a (4) müssen die Treibhausgasemissionen der in Verkehr gebrachten fossilen Otto- und fossilen Dieselkraftstoffe um einen festgelegten Prozentsatz gegenüber dem Referenzwert von 94,1 kg CO<sub>2</sub> äq./GJ gemindert werden:

- ab dem Jahr 2015 minus 3.5%;
- ab dem Jahr 2017 minus 4.0%;
- ab dem Jahr 2020 minus 6.0%.

Für die Berechnung der Treibhausgasminderung werden die realen Treibhausgasemissionen eines Jahres von einem vordefinierten Referenzwert subtrahiert. Dieser Referenzwert ist durch die Multiplikation der energetischen Menge der verbrauchten fossilen Otto- und Dieselkraftstoffe mit dem Basiswert von 94,1 g CO<sub>2</sub> äq./MJ zu ermitteln. Dabei müssen auch jene Biokraftstoffe miteinbezogen werden, die nicht den entsprechenden Nachhaltigkeitskriterien entsprechen (vgl. § 37a (4) BImSchG).

Zur Durchsetzung der Vorgaben hat der Gesetzgeber die Sanktionierung bei Nichterreicherung der erforderlichen Emissionsminderungsmengen in Höhe von 470 EUR/Tonne CO<sub>2</sub> festgelegt. Um die Emissionsminderungsziele erreichen zu können, dürfen deutsche Kraftstoffhersteller fossile Brennstoffe mit Biokraftstoffen strecken. Im Jahr 2017 wurde die Rechtsgrundlage für die Verwendung von erneuerbarem Wasserstoff und dessen Berücksichtigung bei der Berechnung und Umsetzung von Treibhausgasminderungszielen verabschiedet.

### 5.3.2. Verordnung zur Anrechnung von strombasierten Kraftstoffen und mitverarbeitenden biogenen Ölen auf die Treibhausquote (BImSchV 37)

Mit der 37. BImSchV wurden komprimierter Wasserstoff in einer Brennstoffzelle und komprimiertes synthetisches Methan als strombasierte erneuerbare Kraftstoffe nicht-biogenen Ursprungs anerkannt, wenn sie durch Elektrolyseverfahren mit vollständig nicht-biogener erneuerbarer Energie produziert wurden. Dabei werden erneuerbare Energien nicht biogenen Ursprungs im Sinne des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (i. F. EEG) definiert. Komprimierter Wasserstoff in einer Brennstoffzelle, der vollständig durch eine aus Kohle

gewonnen Strom gespeiste Elektrolyse gewonnen wurde, ist als strombasierter Kraftstoff anerkannt.

Um als erneuerbarer Kraftstoff anerkannt zu werden, heißt es dazu in § 3 (2) 1. der 37. BImSchV, dass der Strom:

- direkt von einer erneuerbaren-Energie Anlage ohne Netzanbindung bezogen wird, oder
- aus einem Netz entnommen wird und:
  - sich die Anlage zur Herstellung der Kraftstoffe zum Zeitpunkt der Herstellung im Netzausbauggebiet nach § 36c Absatz 1 des EEG befindet und
  - die Anlage erbringt Systemleistungen auf Grundlage eines Vertrages nach §13 Absatz 6 des Energiewirtschaftsgesetzes.

Allerdings ist die formulierte Applikation an eine erneuerbare-Energien-Anlage ohne Netzanbindung als überaus kritisch zu betrachten, da auf diese Weise die Sektorentrennung faktisch fortgesetzt wird.

Ein Folgeproblem ist, dass EE-H2 gegenüber konventionellen *Biofuels* mit höheren Gesamtkosten aufwartet, da insbesondere die energetische Mehrfachbeziehungsweise Doppelanrechnung von *Biofuels*, die in der Änderungsrichtlinie zur FQD und zur RED im Jahr 2015 eingeführt wurde, die Marktdurchdringung von EE-H2 bisher systematisch benachteiligt und verhindert.

### 5.3.3. Verordnung zur Festlegung weiterer Bestimmungen zur Treibhausgasminderung bei Kraftstoffen (BImSchV 38)

Am 8. Dezember des Jahres 2017 wurde die 38.te BImSchV erlassen. Nach § 2 (6) 2 sind bestehen zu „fortschrittlichen“ Kraftstoffe folgenden Klarstellungen:

- „(...) erneuerbare Kraftstoffe nicht-biogenen Ursprungs im Sinne von Anlage 1 Buchstabe a und b der Verordnung zur Anrechnung von strombasierten Kraftstoffen und mitverarbeiteten biogenen Ölen auf die Treibhausgasquote vom 15. Mai 2017“. Mit der Verordnung ist ein Mindestanteil fortschrittlicher Kraftstoffe festgesetzt, den die Vertreiber von Kraftstoffen jährlich in Verkehr zu bringen haben.
- 0,05 Prozent ab dem Jahr 2020 für Unternehmen, die im vorangegangenen Verpflichtungsjahr mehr als 20 Petajoule Kraftstoffe im Sinne von § 37a Abs. 1 Satz 1 und 2 des Bundes-Immissionsschutzgesetzes in Verkehr gebracht haben,
- 0,1 Prozent ab dem Jahr 2021 für Unternehmen, die im vorangegangenen Verpflichtungsjahr mehr als 10 Petajoule Kraftstoffe im Sinne von § 37a Abs. 1 Satz 1 und 2 des Bundes-Immissionsschutzgesetzes in Verkehr gebracht haben,
- 0,2 Prozent ab dem Jahr 2023 für Unternehmen, die im vorangegangenen Verpflichtungsjahr mehr als 2 Petajoule Kraftstoffe im Sinne von § 37a Abs.

1 Satz 1 und 2 des Bundes-Immissionsschutzgesetzes in Verkehr gebracht haben, und

- 0,5 Prozent ab dem Jahr 2025.

Dies bedeutet, dass Kraftstoff-Vertreiber den Anforderungen der BImSchV 38 über den Einsatz von erneuerbarem Wasserstoff gerecht werden können.

#### 5.3.4. EEG

Das EEG ist ein Gesetz, um Strom aus erneuerbaren Energien zu fördern und dadurch die Stromversorgung umweltverträglicher zu machen. Damit trägt das EEG dazu bei, dass Deutschland seine Klimaschutzziele erreicht

Auf die Erzeugung von EE-H<sub>2</sub> hat es somit in mehrfacher Hinsicht Einfluss. Direkten Einfluss hat das EEG in Bezug auf die Strombezugskosten für die Elektrolyse. So bestimmt es aufgrund der Vergütungsregelungen für erneuerbaren Strom aber auch für die zu leistenden Abgaben die Gesamtstrombezugskosten.

##### 5.3.4.1. EEG Vergütung

Die Vergütung des erneuerbaren Stroms wird über Ausschreibungen geregelt. Seit 2017 müssen Marktteilnehmer für neue Windkraftanlagen an einer Ausschreibung der Bundesnetzagentur teilnehmen. Dabei gilt: Die Betreiber von neuen Windkraftanlagen stehen untereinander im Wettbewerb – Fördergelder erhalten nur die Betreiber, die ihre Anlagen möglichst wirtschaftlich betreiben. Die Förderhöhe wird also nicht mehr vom Staat festgesetzt, sondern ergibt sich im Wettbewerb.

Dabei schreibt die Bundesnetzagentur jedes Jahr eine bestimmte Menge an Windkraftleistung an Land aus: ab dem Jahr 2017 drei Jahre lang jeweils 2.800 MW, danach 2.900 MW pro Jahr. Pro Ausschreibungsrunde können sich Betreiber mit einer oder mehreren neuen Anlagen bewerben. Dabei müssen sie angeben, welche Förderhöhe sie pro Kilowattstunde verlangen. Den Zuschlag erhalten die Betreiber mit den geringsten Fördersummen.

Die letzte Ausschreibung im Jahr 2017 war deutlich überzeichnet, bei einem Ausschreibungsvolumen von 1.000 MW wurden 210 Gebote mit einem Volumen von 2.591 MW abgegeben. Der Wettbewerbsdruck führte zu sinkenden Gebotswerten; der durchschnittliche mengengewichtete Gebotswert in dieser Runde lag mit 4,02 ct/kWh unter dem Zuschlagswert der letzten Runde von 4,29 ct/kWh. Die bezuschlagten Gebotswerte reichten von 2,2 ct/kWh bis zu 3,82 ct/kWh - im Mittel 3,4 ct/kWh.

Mit Inkrafttreten des ersten EEG wurde allen vor dem Jahr 2000 errichteten Anlagen ebenfalls die EEG-Vergütung für eine Laufzeit von 20 Jahren zugesichert. Als Inbetriebnahmejahr gilt für diese Anlagen das Jahr 2000, ab 2001 beginnt damit rechnerisch der 20jährige Vergütungszeitraum. Dadurch fallen zum 31. Dezember des Jahres 2020 erstmals Anlagen aus der EEG-Vergütung heraus.

Der betroffene Anlagenbestand liegt in einer Größenordnung von etwa 6.000 Windenergieanlagen mit einer Leistung von rund 4,5 GW (keine vollständige Datengrundlage vorhanden). Ab 2021 fallen jedes Jahr weitere Anlagen aus der EEG Vergütung. Nach aktuellem Datenstand könnte dies im Zeitraum von 2021 bis 2026 jährlich etwa 1.600 Windenergieanlagen mit einer installierten Leistung von rund 2,5 GW betreffen. Die Gesamtkosten aus der Weiterbetriebsinvestition und den Betriebskosten liegen entsprechend der Annahmen im Rahmen dieser Studie zufolge bei 2,14 bis 4,00 ct/kWh.

#### 5.3.4.2. Letztverbraucherabgaben

Sämtliche *Power-to-X*-Anlagen gelten nach dem deutschen Energierecht derzeit als Letztverbraucher. Dies gilt auch dann, wenn die Umwandlung von Strom in einen anderen Energieträger letztlich nur der Zwischenspeicherung von Energie dient und der „eigentliche Letztverbrauch“ der Energie in einem weiteren Umwandlungsvorgang erfolgt. Nur in dem Fall, dass aus dem *Power-to-X*-Produkt erneut Strom erzeugt wird, gilt die Zwischenspeicherung nicht als Letztverbrauch.

Aus dieser Wertung als Letztverbrauch folgt grundsätzlich die Belastung des gesamten genutzten Stroms mit verschiedenen energierechtlichen Entgelten und Umlagen (z. B. EEG-Umlage, Netzentgelte, KWK-Umlage, Stromsteuer). Wird das *Power-to-X*-Produkt dann dem eigentlichen Letztverbrauch zugeführt, droht eine erneute und damit doppelte Belastung, etwa mit der Energiesteuer.

Von dem Grundsatz, dass der für die Erzeugung von *Power-to-X*-Produkten genutzte Strom mit den Letztverbraucherabgaben belastet wird, finden sich einzelne Ausnahmen im Energiewirtschaftsgesetz und im EEG:

- Auf den Bezugsstrom von Elektrolyseuren und Methanisierungsanlagen sind keine Netzentgelte zu zahlen. Die Netzentgeltbefreiung ist jedoch zeitlich befristet und gilt nur für das eigentliche Netzentgelt, nicht jedoch für die netzentgeltgebundenen Abgaben und Umlagen (etwa KWK-Umlage, § 19 StromNEV-Umlage, Offshore-Haftungsumlage, etc.).
- Auf den zur Erzeugung von Speichergas aus erneuerbaren Energien genutzten Strom ist keine EEG-Umlage zu zahlen. Das gilt aber nur in dem Umfang, in dem das Speichergas erneut rückverstromt wird und soweit für den auf diese Weise dann erneut erzeugten Strom die EEG-Umlage gezahlt wird. Dabei kann das Speichergas auch massenbilanziell über das Gasnetz an einen anderen Ort transportiert werden.
- Zuletzt ist der für die Elektrolyse genutzte Strom von der Stromsteuer befreit. Dies gilt allerdings nur für den unmittelbar für die Elektrolyse genutzten Strom und nur, wenn der Betreiber des Elektrolyseurs ein Unternehmen des produzierenden Gewerbes ist.

Wesentlicher Kostenblock für die Nutzung von EE-H<sub>2</sub> im Kraftstoffmarkt ist die EEG-Umlage. Die EEG-Umlage finanziert den Ausbau der erneuerbaren Energien. Sie stellt die finanziellen Mittel zur Verfügung, mit denen der Strom aus Wind-, Solar- und Biomasseanlagen vergütet wird. Durch das EEG erhalten Betreiber von Anlagen, die Strom aus erneuerbaren Energien erzeugen, von den

Übertragungsnetzbetreibern (i. F. ÜNB) für einen Zeitraum von 20 Jahren eine Marktprämie für jede eingespeiste Kilowattstunde. Den erzeugten Strom müssen die Betreiber selbst am Markt verkaufen. Die Marktprämie gleicht die Differenz zwischen der Einspeisevergütung und dem durchschnittlichen Börsenstrompreis aus. Die Differenz zwischen den Ausgaben für Vergütungs- und Prämienzahlungen und den Einnahmen aus Vermarktungserlösen der Netzbetreiber (die so genannten EEG-Differenzkosten) wird auf den Stromverbrauch verteilt, soweit dieser nicht durch Sonderregelungen privilegiert, d. h. ganz oder teilweise von der Umlage befreit ist. Die hieraus resultierende Größe ist die EEG-Umlage. Jeweils spätestens zum 15. Oktober eines Jahres legen die vier deutschen ÜNB die Höhe der EEG-Umlage für das Folgejahr fest. Hierfür erstellen die ÜNB unter Einbeziehung anerkannter Forschungsinstitute eine wissenschaftlich gestützte Prognose zu ihren erwarteten Ausgaben und ihren voraussichtlichen Einnahmen aus dem Verkauf des EEG-Stroms an der Strombörse. Im Jahr 2017 betrug die EEG-Umlage 6,88 Cent/kWh.

Nach § 61 des EEG ist grundsätzlich jeder Strom-Letztverbraucher verpflichtet, die EEG-Umlage zu entrichten. Dies bedeutet, dass auch Elektrolyseure beziehungsweise *Power-to-Gas*-Anlagen davon betroffen sind. Eine Befreiung der EEG-Umlage ist nach § 61k des EEG nur im Falle der Rückverstromung vorgesehen. Allerdings nur in jenen Fällen, in denen der erzeugte Strom wieder in das Stromnetz der allgemeinen Versorgung eingespeist wird.

Das Gesetz sieht für stromkostenintensive Unternehmen gemäß § 64 EEG 2014 die Möglichkeit der Reduzierung der EEG-Umlage vor. Nach § 64 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2014 muss das Unternehmen jedoch einer der stromkosten- oder handelsintensiven Branchen nach Anlage 4 zum EEG 2014 angehören. Die Begrenzung der EEG-Umlage nach der besonderen Ausgleichsregelung ist beim Vorliegen der Anforderungen an den Stromverbrauch und der Stromkostenintensität, der Zugehörigkeit zu bestimmten Wirtschaftszweigen sowie der Einrichtung von zertifizierten Energie- oder Umweltmanagementsystemen nach Maßgabe der Ausführungen zu gewähren.

Das antragstellende Unternehmen muss zudem für die Begrenzung der EEG-Umlage nachweisen, dass die erforderliche Stromkostenintensität erreicht wird (§ 64 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2014). Die Stromkostenintensität ist gem. der Definition in § 64 Abs. 3 Nr. 3 EEG 2014 das Verhältnis der maßgeblichen Stromkosten, einschließlich der Stromkosten für nach § 61 umlagepflichtige selbst verbrauchte Strommengen, zum arithmetischen Mittel der Bruttowertschöpfung in den letzten drei abgeschlossenen Geschäftsjahren des Unternehmens. Die Stromkostenintensität muss bei einem Unternehmen, das einer Branche nach Liste 1 der Anlage 4 zuzuordnen ist, mindestens 17% für die Begrenzung ab dem Kalenderjahr 2016, bei einem Unternehmen, das einer Branche nach Liste 2 der Anlage 4 zuzuordnen ist, mindestens 20% betragen haben.

Welchen wirtschaftlichen Effekt die Einstufung des Unternehmens, dass die *Power-to-Hydrogen* Anlage betreibt, als stromkostenintensive Wirtschaft hat, zeigt die nachfolgende Tabelle.

Tabelle 5: Wirtschaftliche Effekte bei der Einstufung von Power-to-Hydrogen Anlagen als stromkostenintensive Wirtschaft

Leistung [MW]	0,5	1,0	10,0	25,0	50,0
Betriebsstunden [h/a]	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000
Strommenge [GWh]	2	3	30	75	150
EEG-Umlage/kWh	0,0679 €	0,0679 €	0,0679 €	0,0679 €	0,0679 €
EE-Umlage/kWh §64 Abs. 2	<b>0,0461 €</b>	<b>0,0235 €</b>	<b>0,0032 €</b>	<b>0,0019 €</b>	<b>0,0014 €</b>

Quelle: eigene Berechnung.

#### 5.4. Stand der Diskussionen zur Änderung der rechtlichen Rahmenbedingungen

Es ist schwer vermittelbar, warum EE-H<sub>2</sub> gegenüber zum Teil fragwürdigen Biokraftstoffen, wie zum Beispiel Palmöl, nach der FQD nicht anerkannt wird. Durch EE-H<sub>2</sub> kann die Treibhausgasreduzierung für die in den Verkehr gebrachten Kraftstoffe um circa 104 g CO<sub>2</sub> äq./MJ reduziert werden. Andere erneuerbare Kraftstoffe können die Emissionen im Vergleich gerade einmal um 50 bis 70 g CO<sub>2</sub> äq./MJ reduzieren.

Vor diesem Hintergrund ist jedoch zu erwarten, dass in der RED II die Mitverarbeitung von EE-H<sub>2</sub> in Raffinerien oder als direkter Kraftstoff in Brennstoffzellen in Fahrzeugen gezielt berücksichtigt wird. Diese Annahme betätigt sich bereits in dem vorliegenden Entwurf der RED II vom 13.12.2017.

Aber auch auf nationaler Ebene ist zu erwarten, dass die gesetzlichen Rahmenbedingungen zugunsten von EE-H<sub>2</sub> angepasst werden. So hat der Bundesrat und mehrere Landesregierungen sich bereits positiv für den Einsatz von EE-H<sub>2</sub> in Raffinerien ausgesprochen. Ebenso findet sich im Koalitionsvertrag der CDU, CSU und SPD entsprechende Passagen wieder. So heißt es unter anderem:

„Wir wollen das Nationale Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie fortführen. Wir wollen die Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie (MKS) technologieoffen weiterentwickeln und die Mittel zu deren Umsetzung erhöhen. Wir wollen die Sektorenkopplung voranbringen und den regulativen Rahmen ändern, so dass „grüner Wasserstoff“ und Wasserstoff als Produkt aus industriellen Prozessen als Kraftstoff oder für die Herstellung konventioneller Kraftstoffe (z. B. Erdgas) genutzt werden kann.“

Für die wirtschaftliche Anerkennung der Nutzung von EE-H<sub>2</sub> bei der Kraftstoffproduktion lassen sich auf deutscher und europäischer Ebene mehrere Handlungsfelder eingrenzen, die den Raffinerien beziehungsweise Elektrolyseuren einerseits Rechtssicherheit, und andererseits Geschäftsoportunitäten eröffnen würden:

- Eine transparente und eindeutige Regelung bei der möglichen Mitverarbeitung von EE-H<sub>2</sub> im Produktionsprozess herkömmlicher

Kraftstoffe in Raffinerien in Bezug auf die Verpflichtung zur Reduktion von Treibhausgasen. Dies könnte insbesondere der Industrie eine alternative Möglichkeit zur Minderung der Treibhausgase für die in den Verkehr gebrachten Kraftstoffe im Sinne der Entschließung und deren Begründung des Europäischen Parlaments zum Verzicht auf Palmöl im Diesel ab dem Jahr 2020 eröffnen.

- Die zur Herstellung von „flüssigen oder gasförmigen erneuerbaren Kraftstoffen nicht biogenen Ursprungs“ eingesetzten Elektrizität aus dem Netz der allgemeinen Versorgung sollte generell möglich sein und deren Emissionswert entsprechend der ursprünglichen Energiequelle berechnet werden, wenn
  - die Elektrizität ausschließlich aus erneuerbaren Quellen stammt,
  - für die Elektrizität keine staatlich regulierten Preise in Anspruch genommen wurden und
  - für die Elektrizität Herkunftsnachweise ausgestellt wurden.

Ein weiterer Sachverhalt betrifft die Nutzung von EE-H<sub>2</sub> in der chemischen Industrie und in Raffinerien gleichermaßen:

- die Anerkennung von Emissionsminderungsmöglichkeiten bei grünem Wasserstoff im Rahmen der *EU-Emissions Trading System* (i. F. ETS). In Abhängigkeit des *European Emission Allowances Auction*-Preises würde ein Anreiz für die Nutzung von grünem Wasserstoff in der Industrie geschaffen.

Der letzte Punkt betrifft die Nutzung von Wasserstoff im Wärmemarkt:

- Hier wäre es von entscheidendem Vorteil, wenn EE-H<sub>2</sub> in der Begriffsbestimmung von erneuerbaren Energien im Sinne des Erneuerbare-Energie-Wärme-Gesetzes aufgenommen würde. Dadurch könnte der eingespeiste Wasserstoff in der anteiligen Wärmegewinnung aus erneuerbaren Energien bei Neubauten angerechnet werden.

## 5.5. Zusammenfassung, Fazit

Auch wenn die Verhandlungen zur RED II noch nicht abgeschlossen sind, lassen sich mittlerweile Eckpunkte erkennen, die für Elektrolyseure zur EE-H<sub>2</sub> Produktion einen großen Markt bedeuten können. Experten interpretieren den Artikel 25 der RED II, dass analog zu den Biokraftstoffen durch die Mitverarbeitung von EE-H<sub>2</sub> die Verpflichtungen zur Erreichung der EE-Ziele im Kraftstoff erfüllt werden können.

Es zeichnet sich hierbei insbesondere ab, dass der Strombezug von erneuerbaren Energie über das Netz zur Versorgung von *Power-to-X*-Anlagen zur Produktion von erneuerbaren Wasserstoff für den Verkehr möglich sein wird.

So heißt es in der Fassung des Rates vom 13. Dezember 2017 zu Artikel 25:

“In addition, Member States may allow for electricity that has been imported from the grid to be counted as fully renewable if the electricity

is produced exclusively from renewable energy sources in installations compliant to point (i) in the previous subparagraph and:

(a) the renewable electricity generation would have been curtailed if not consumed by the plant or

(b) the renewable properties and the additionality of the electricity have been demonstrated, (the use of Guarantees of Origin or power purchase agreements) ensuring that the renewable properties of this electricity are claimed only once and only in one end-use sector.”

Zudem zeigt sich, dass zentrale europäische Länder der Wasserstoffindustrie (vor allem Frankreich, Italien und Deutschland) ein nachhaltiges Interesse bekunden, rechtliche Rahmenbedingungen zu schaffen, die aus einer marktwirtschaftlichen Betrachtungsweise als positiv und zielführend zu bewerten sind.

Hierbei muss vor allen Dingen der einheitliche Wille Erwähnung finden, dass Elektrolyseure über *Guarantees of Origin* und *Power Purchase Agreements* erneuerbaren Strom als solchen verifizieren können, um den erzeugten Wasserstoff eben auch als erneuerbaren Wasserstoff bewerten zu können.

Wenn man über diese zukünftige Rechtssicherheit auf europäischer Ebene die Vorgabe des bisherigen RED II Entwurfs betrachtet, dass eine “[...] *obligation on fuel suppliers to ensure the share of renewable energy supplied for final consumption in the transport sector is at least 12% by 2030, [...]*.” bestehen wird (Council 2017: 103), lässt sich hieraus das gewaltige Marktpotential für EE-H2 ableiten.

Der deutsche Gesetzgeber hat grundsätzlich die Möglichkeiten durch die Anpassung des BImSchG und des EEG die Voraussetzungen für eine wirtschaftliche Markteinführung kurzfristig zu schaffen. Für eine nachhaltigere Integration von EE-H2 in den Strommarkt wären zwei Maßnahmen richtungsweisend:

- Dass die Produktion von EE-H2 als energieintensive Produktion zweifelsfrei anerkannt wird und damit in die Liste 1 der Anlage 4 zu § 64 EEG aufgenommen wird, und
- unter Berücksichtigung des neu artikulierten Art. 25 der RED II, die Anrechnung von mitverarbeiteten EE-H2, der ausschließlich mit erneuerbarem Strom aus der sonstigen Direktvermarktung nach § 21a EEG i. V. m. Herkunftsnachweisen nach § 79 EEG erzeugt wurde, auf die THG-Minderungsverpflichtung auf die in den Markt eingeführten Kraftstoffe zu zulassen.

## 6. Potenzialermittlung für EE-H<sub>2</sub> in Raffinerien

### 6.1. H<sub>2</sub>-Bedarf aus der Dampfreformierung in den Raffinerien

Die Analyse der Daten der Studie basieren auf den Angaben der 8 Raffinerien, die 55% der deutschen Raffinerie Jahresproduktion repräsentieren. Anzumerken ist jedoch, dass diese 8 Raffinerien aufgrund der Technologie und der zu erzeugenden Produkte für den wesentlichen Verbrauch von Wasserstoff stehen. Somit wäre eine lineare Hochrechnung des zur Verfügung gestellten Datenmaterials auf den Gesamtbedarf an Wasserstoff in den Raffinerien nicht sachgerecht.

Die Werte für zusätzlich benötigten Wasserstoff in den einzelnen Raffinerien, der durch Dampfreformierung gewonnen wurde, divergieren aufgrund der lokal zum Einsatz kommenden Verfahrenstechnologien erheblich - nicht nur in den absoluten Mengen, sondern auch im Sinne der Eigenproduktion beziehungsweise der Bezugsquellen.

Der zusätzliche H<sub>2</sub> *net demand* der 8 Raffinerien betrug insgesamt 169.490 Tonnen beziehungsweise 1,9 Mrd. Nm<sup>3</sup>. LBST schätzt, trotz dieser Basiszahlen, dass der zusätzlichen Wasserstoff-Gesamtbedarf für alle deutschen Raffinerien für das Jahr 2016 nur 177.000 Tonnen beträgt - bei einem absoluten Verbrauch von 440.000 t/a der Raffinerien. Der durchschnittliche H<sub>2</sub> *net demand* beträgt demnach 40% gegenüber dem Gesamtbedarf an Wasserstoff in der Produktion.

Der Bedarf der Raffinerien an Wasserstoff, der durch Dampfreformierung gewonnen wurde, ist signifikant höher, als der 20 und 32%-Werte, die als Vergleichswerte aus der Fachliteratur herangezogen wurden (↑ 3.1). Dieser Sachverhalt beruht darauf, dass die an der Studie teilgenommenen Raffinerien aufgrund der zum Einsatz kommenden Technologie und ihrem Produktsortiment einen relativ großen Bedarf an Wasserstoff haben.

Weitere Ergebnisse, die sich aus den Antworten der Raffinerien ableiten lassen:

- Die Mehrheit der Raffinerien deckt den H<sub>2</sub> *net demand* über eine Dampfreformierung-Eigenproduktion. Nur wenige Raffinerien bekommen den Wasserstoff über eine Pipeline angeliefert. Aber auch in diesen Fällen wird der Wasserstoff mit fossilen Energieträgern in Deutschland produziert.
- Durchschnittlich benötigen die Raffinerien zudem durchschnittlich 55.895 t/a beziehungsweise insgesamt über 300.000 t/a Sauerstoff. Durchschnittlich betragen die Kosten für die Sauerstoffbereitstellung 6 kg/t Rohöl. Insgesamt könnte der Sauerstoffbedarf der Raffinerien vollständig durch die Wasserelektrolyse zur Verfügung gestellt werden. Es würde sich somit ein brutto Einsparpotential von über 16 Mio. EUR jährlich ergeben.
- Die durchschnittlichen Produktions- und Bezugskosten für Wasserstoff belaufen sich auf 1,65 EUR/kg. Bei einem Verbrauch von insgesamt 177.000 Tonnen pro Jahr belaufen sich die Kosten auf über 290 Mio. EUR jährlich für die Wasserstoffversorgung.

## 6.2. Treibhausgasbilanz der H<sub>2</sub>-Erzeugung in den Raffinerien

Die Treibhausgasbilanz der Wasserstoffherzeugung in den Raffinerien bezieht sich auf den zusätzlichen H<sub>2</sub> *net demand* der Raffinerien, da dieser theoretisch vollständig durch EE-H<sub>2</sub> substituiert werden könnte.

Als Rechnungswert für den CO<sub>2</sub> Ausstoß bei der Wasserstoff-Herstellung durch konventionelles Erdgasreformierung werden circa 10 t CO<sub>2</sub> pro Tonne Wasserstoff herangezogen (↑ 2.1). Bei einem jährlichen H<sub>2</sub> *net demand* von 177.000 t ergibt dies einen CO<sub>2</sub>-Ausstoß von jährlich ungefähr 1,7 Mio. t, der durch den Einsatz von EE-H<sub>2</sub> gänzlich vermieden werden könnte.

## 6.3. Zusätzlicher THG-Minderungsbedarf ab 2017 in den Raffinerien

Im Durchschnitt lag für das Jahr 2017 die Treibhausgasminderung bei 3,3% gegenüber den prozentualen Vorgaben des BImSchG. Der Anteil erneuerbarer Energien bei denen in Verkehr gebrachten Kraftstoffe lag dabei im Durchschnitt bei ungefähr 5,62%. Dies bedeutet, dass mit einem Prozent Biokraftstoffanteil<sup>17</sup> eine Treibhausgasminderungsquote von ungefähr 0,59% erzielt wurde.

Für das Jahr 2020 ist eine Treibhausgasminderung von 6% vorgesehen, was einer faktisch 50%-igen Steigerung gegenüber dem Jahr 2017 gleichkommt. Gleichzeitig steigen die gesetzlichen Anforderungen an die Biokraftstoffe, so dass entsprechend dem Prinzip von Angebot und Nachfrage ab 2019 von steigenden Biokraftstoffpreisen auszugehen ist.

Unter Berücksichtigung der 470 Euro Strafzahlung pro Tonne CO<sub>2</sub>-Äquivalente und den zu erwartenden steigenden CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten je Tonne, ergeben sich betriebswirtschaftliche Opportunitäten, EE-H<sub>2</sub> zukünftig in den Raffinerien bei der Produktion von Kraftstoffen vermehrt mit zu verwenden.

Bei den durchschnittlichen Werten von 3,3%, die sich aus der Befragung für das Jahr 2017 ergaben, bedeutet dies, dass die Raffinerien bis zum Jahr 2020, also innerhalb der nächsten zwei Jahre, ihre Treibhausgasminderungen nahezu verdoppeln müssten, um Strafzahlungen zu entgehen. Um dies mit Biokraftstoffen zu erreichen, würde ein Anteil von knapp 10,2% benötigt (Rapsölmethylester, i. F. RME und Ethanol aus Weizen). Dieser gesamte Biokraftstoff hätte, wenn man die Ausgaben der Raffinerien hochskaliert, einen monetären Gegenwert von circa 342 Mio. EUR pro Jahr und Raffinerie beziehungsweise insgesamt über 3 Mrd. EUR jährlich für alle deutschen Raffinerien.

Anzumerken ist, dass der überwiegende Anteil der Biokraftstoffe importiert wird und damit die CO<sub>2</sub> Neutralität nur im weltweiten Ausgleich erfolgt. Dahingegen würde eine Substitution von Wasserstoff aus der Dampfreformierung durch EE-H<sub>2</sub> zu einer direkten lokalen CO<sub>2</sub> Emissionsvermeidung führen.

---

<sup>17</sup> Abhängig von dem verwendeten Biokraftstoff und dessen *Default Value*.

## 7. Wirtschaftliche Bewertung der Potentiale für EE-H2 in Raffinerien

Die Europäische Union hat ihre Mitgliedstaaten verpflichtet, sicherzustellen, dass Kraftstoffanbieter einen Anteil an erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch des Verkehrssektors zum Einsatz bringen. Die Mitgliedstaaten haben dies in unterschiedlicher Weise regulatorisch umgesetzt. In Deutschland hat die Regierung diese Vorgabe durch die Verpflichtung der Treibhausgasminderung der in Verkehr gebrachten Kraftstoffe gegenüber dem Referenzwert bis zum Jahr 2020 sichergestellt.

Die Kraftstoffproduzenten erfüllen diese Vorgaben durch die Beimischung von Biokraftstoffen. Ab dem 01.01.2021 könnte nach dem aktuellen Stand der RED II die Minderungsverpflichtung durch die Verwendung von EE-H2 in der Raffinerie bei der Kraftstoffproduktion ebenfalls erfüllt werden. Parallel laufen aktuell Bemühungen der Branche ein Förderprogramm zur vorgezogenen Markteinführung von EE-H2 in den Raffinerien in Deutschland zu implementieren.

Die Vorgaben zur THG-Minderung leiten sich aus der FQD und aufbauend auf dieser in Deutschland aus dem BImSchG ab. Die Pönale beträgt 470 Euro pro Tonne CO<sub>2</sub>-Äquivalente. Diese ist nach § 37a Abs. 4 „(...) in Verkehr gebrachte Menge fossilen Otto- und fossilen Dieselmotorkraftstoffs zuzüglich des Biokraftstoffanteils (...)“ zu entrichten, sofern die THG-Minderungsverpflichtung nicht erfüllt worden ist.

Die nachfolgende Potentialermittlung für Raffinerien beschränkt sich daher auf den durch den Gesetzgeber regulierten und pönalisierten Teil – den Kraftstoffen für den Verkehr. Des Weiteren werden im Folgenden auch Ottokraftstoffe ausgeklammert, da bei diesen in der Regel keinen zusätzlichen Bedarf an einem H<sub>2</sub> net demand haben.

Die Vermeidungskosten durch den Einsatz von Biokraftstoffen liegen mit 230 (RME) bis 370 (Ethanol aus Weizen) Euro pro Tonne Kohlenstoffdioxid-Äquivalent weit unter der vom Gesetzgeber festgelegten Pönale, sodass nahezu alle Marktteilnehmer die gesetzlichen Minderungsverpflichtungen erfüllen. Prognosen gehen aufgrund der strengeren Vorschriften für die Biokraftstoffe jedoch von steigenden Treibhausgasvermeidungskosten aus.

### 7.1 Beschreibung des entwickelten Bewertungsansatzes

Die nachfolgenden wirtschaftlichen Bewertungen beziehen sich auf die Entwurfsfassung der RED II vom 13.12.2017 und der Annahme, dass Artikel 25 die Verwendung von EE-H2 bei der Treibstoffproduktion rechtlich anerkennt, um die Verpflichtungen zur Verwendung von erneuerbarer Energie zu erfüllen.

Des Weiteren wurde ein optimal wirtschaftliches Handeln der Marktakteure bei der Ermittlung des Marktpotentials angenommen. Sofern die Treibhausgasvermeidungskosten beziehungsweise die Kosten zur Erfüllung der Verpflichtungen zur Verwendung erneuerbarer Energien bei der

Treibstoffproduktion durch den Einsatz von EE-H2 gegenüber anderen Optionen geringer beziehungsweise gleich sein sollte, wird eine maximale mögliche Substitution des bei der Treibstoffproduktion verwendeten Wasserstoffs, der aus Erdgas gewonnen worden ist, angenommen.

Für den erneuerbaren Strombezug werden folgende Annahmen getroffen:

- Vollumfängliche Anerkennung des Stroms als erneuerbarer Strom, wenn dieser über das öffentliche Netz im Rahmen der sonstigen Direktvermarktung (§ 21a EEG) von dem Wasserstoffproduzenten erworben worden ist.
- Keine beziehungsweise reduzierte Letztverbraucherabgaben für
  - Stromsteuer,
  - Netzentgelt,
  - KWK-Umlage,
  - Offshore-Umlage und
  - EEG-Umlage.

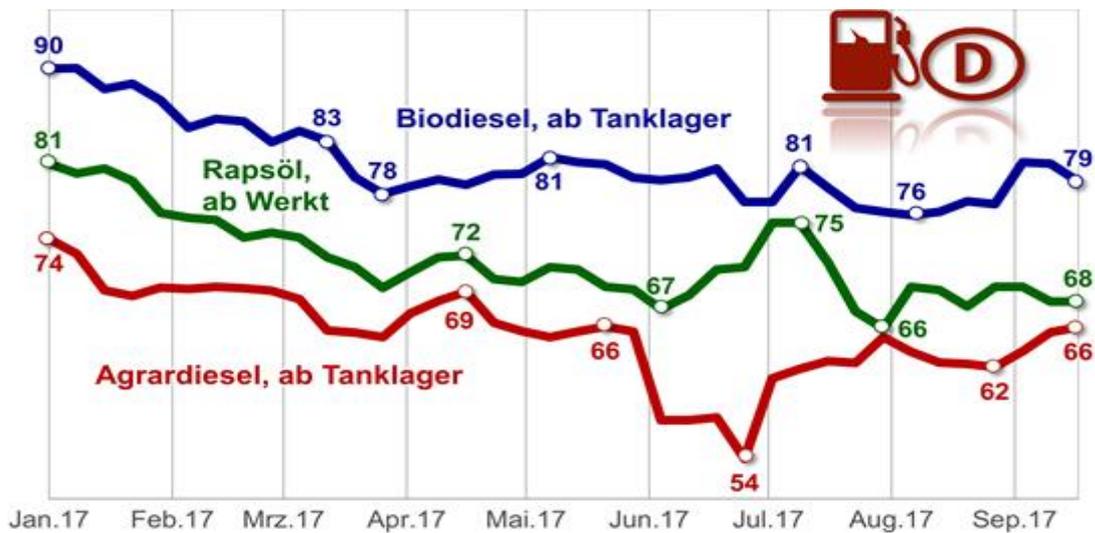
Für die Berechnung der Kosteneinsparung durch Verdrängung von fossilem Wasserstoff wird Wasserstoff aus Erdgasdampfreformierung (*Steam Methane Reforming*) angenommen.

Für die Berechnung der Kosteneinsparung durch vermiedene Biokraftstoffzumischung wird RME als Biokraftstoffkomponente angenommen. Dabei wurde angenommen, dass eine Treibhausgasminderungsquote von 6% erforderlich ist. Im Fall von RME, bei dessen Bereitstellung Treibhausgasemissionen von 52 g/MJ anfallen (ABl. 2009: 58), wäre somit eine Zumischung von 15,8% erforderlich.

Bei Wasserstoff, der mit erneuerbarem Strom produziert worden ist, fallen keine Treibhausgasemissionen an. Für die Hochtemperaturelektrolyse gilt das jedoch nur, wenn der benötigte Dampf ebenfalls aus erneuerbaren Energiequellen erzeugt wird oder der Dampf bei Syntheseprozessen als „Abfall“ anfällt.

Der Preis für Diesel wurde von den Veröffentlichungen für ICE Rolling entnommen. Dabei wurde ein gleitender Mittelwert über GD 200 Tage der letzten 12 Monate vom 01.01.2017 bis 31.12.2017 gebildet. Für Dezember 2017 ergibt sich somit ein Preis von 430 EUR/t, wobei anzumerken ist, dass der Preis im Dezember auf das höchste Niveau der letzten 3 Jahre mit 504 EUR/t geklettert ist. Das Kaufinteresse für RME hatte sich Anfang November 2017 kurzzeitig belebt. Doch hielt die Hausse nicht lange. Zuletzt fielen die Preise wieder auf das Vormonatsniveau zurück. Druck erzeugen die geringere Biodieselnachfrage, der hohe Euro sowie rückläufige internationale Pflanzenölkurse. Die Preise für Rapsöl lagen im Dezember 2017 bei 793,21 EUR/t beziehungsweise 0,72 EUR/l und die Preise für RME bei circa 932,58 EUR/t beziehungsweise 0,83 EUR/l.

Abbildung 9: Großhandelspreise Kraftstoffe Deutschland 2017 in Eurocent / l(ohne MwSt.)



Quelle: AMI (2017).

## 7.2 Ermittlung der Potential für EE-H2 in Deutschland

Die detaillierte Ermittlung der Potentiale für EE-H2 in Deutschland zu diesem Abschnitt finden sich in der beiliegenden Fachstudie der LBST wieder (LBST 2018).

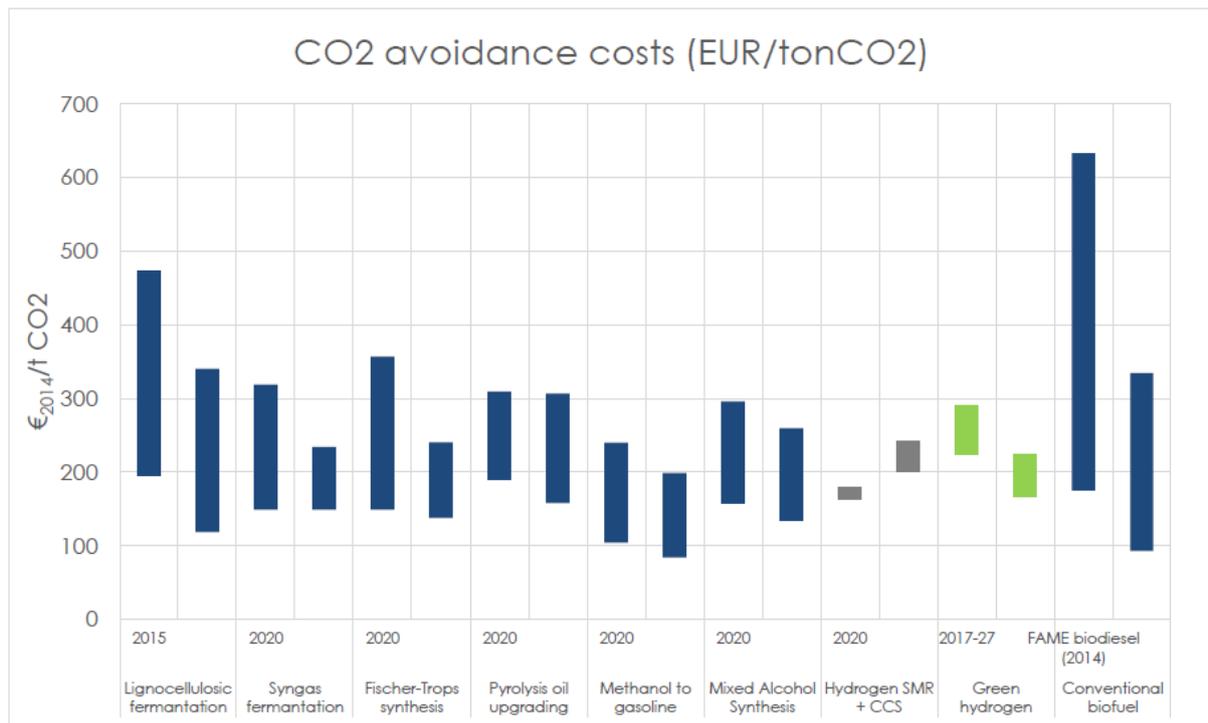
Der H2 *net demand* der deutschen Raffinerien entspricht 177.000 Tonnen Wasserstoff. Die energetische Menge des jährlichen EE-H2 *net demands* beläuft sich auf etwa 20,5 PJ. Dieser würde einer CO<sub>2</sub>-Minderung von 177.000 t entsprechen, was wiederum einer CO<sub>2</sub>-Minderung von 8,9% der direkten Treibhausgasemissionen in Raffinerien entsprechen würde (ebd.: 14).

In der LBST-Expertise zur vorliegenden Studie heißt es ferner auf Seite VI:

Die THG-Vermeidungskosten von Ethanol aus Weizen beziehungsweise RME belaufen sich auf circa 390 beziehungsweise 230 € pro Tonne CO<sub>2</sub>-Äquivalent. Zu beachten ist hierbei jedoch, dass mit denen im Vorschlag für die Novelle der RED angegebenen typischen Werten die THG-Einsparung in diesen Fällen nur 52 bis 53% beträgt (ggü. 60 bis 70% THG-Mindesteinsparung für Anlagen, die nach dem 5. Oktober 2015 beziehungsweise 01.01.2021 in Betrieb gegangen sind oder gehen); und die Beiträge durch Biokraftstoffe aus Nahrungs- oder Futtermittelpflanzen voraussichtlich deutlich unterhalb des Erfüllungsziels gedeckelt werden.

Die CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten mit Ethanol aus Weizen und RME liegen somit zum Teil über den ermittelten Wert für EE-H2 (ebd.: 27) von 349 Euro. Somit ergibt sich für EE-H2 in Teilsegmenten ein betriebswirtschaftliches Potential. Langfristig gehen einige Marktakteure sogar von weit höheren Preisen aus. Die nachfolgende Grafik zeigt anschaulich, dass EE-H2 grundsätzlich wettbewerbsfähig sein wird.

Abbildung 10: CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten



Quelle: Using wind energy to supply green hydrogen to refineries at the Port of Rotterdam, 01. August 2017, S. 56.

Da lediglich bei Diesel eine Substitution des durch Dampfreformierung gewonnenen Wasserstoff durch EE-H<sub>2</sub> aus betriebswirtschaftlichen Erwägungen erfolgen würde, reduziert sich die weitere Betrachtung nur auf Dieselkraftstoff. Das Gesamtpotential für EE-H<sub>2</sub> ergibt sich wie folgt:

In den deutschen Raffinerien wurde im Jahr 2016 circa 33 Mio. t Dieselkraftstoff mit einem Energiegehalt von 1.437 PJ produziert, was knapp 39% der gesamten Raffinerieprodukte entspricht. Die Bereitstellung dieser Dieselmenge verursacht THG-Emissionen von 135 Mio. t bei einem Berechnungswert von 94,1 g CO<sub>2</sub> äq./MJ in der RED (ABl. der EU 2015: 58). Bei einer vollständigen Substituierung des bisher verwendeten Wasserstoff aus Dampfreformierung durch EE-H<sub>2</sub> würde eine THG-Minderung des in den Verkehr gebrachten Diesels von circa 1,3% erreicht werden können. Dieser Wert entspricht 48% der Differenz, der sich aus den durchschnittlichen THG-Minderungsquoten der Raffinerien und der gesetzlichen 6% Vorgabe der deutschen Bundesregierung ergibt.

Auf die gesamte produzierte Menge an Raffinerieprodukten mit 3.699 PJ ergibt sich in der Summe ein Treibhausgas-minderungswert von circa 0,5%, der durch den Einsatz von EE-H<sub>2</sub> erzielt werden könnte. Zur nachhaltigen Produktion dieser Menge an EE-H<sub>2</sub> wird eine installierte Elektrolyseleistung von 2,04 GW (LBST 2018: 14) benötigt.

Mit der Schaffung der gesetzlichen Rahmenbedingungen würde einerseits das Erreichen des 6%-THG-Ziels, ohne die ILUC Problematik auszuweiten, erleichtert werden. Und andererseits würde man frühzeitig einen Markthochlauf für den Elektrolysemarkt initiieren, der einen betriebs- und volkswirtschaftlichen Mehrwert bilden würde. So kommt die aktuelle Studie der Agora Verkehrswende auf eine

notwendige Elektrolyseleistung bis 2050 in Deutschland von 100 GW, um eine 90% Reduktion der THG zu erreichen (Agora 2018: 22). Mit der zeitnahen Einführung der Elektrolyse in den Raffinerien würde somit ein wirtschaftlich effizienter Schritt in einen Zukunftsmarkt mit enormen Potential eingeleitet werden.

Ende 2017 wurde eine Treibhausgasminderung von insgesamt 3,3% gegenüber dem Referenzwert erreicht, so dass bis 2020 die THG-Emissionen für die in den Verkehr gebrauchten Kraftstoffe noch um weitere 2,7% reduziert werden müssen. Daraus ergibt sich ein Marktpotential für EE-H<sub>2</sub> in deutschen Raffinerien von insgesamt 1 Mio. t EE-H<sub>2</sub> pro Jahr, um die fehlenden 2,7% zu erreichen (Basiswert sind 94,1 g CO<sub>2</sub>-äq./MJ). Wenn man die Betrachtung auf Dieselkraftstoffen reduziert, besteht ein Bedarf von insgesamt 0,35 Mio. t EE-H<sub>2</sub> pro Jahr. Somit wäre maximal zur Erreichung des 6% THG-Zieles eine Elektrolyseleistung von 10 GW bzw. 4 GW erforderlich, wenn keine weiteren Biokraftstoffe zur Zielerreichung beitragen würden.

In den folgenden Unterkapiteln zu einzelnen Verkehrs-Teilsektoren spiegelt sich nicht nur das Potential von EE-H<sub>2</sub> zur Substituierung herkömmlichen Wasserstoffs, sondern der Blick richtet sich auch auf eine Verwendung von EE-H<sub>2</sub> als Rohstoff, der losgelöst von Raffinerieprozessen betrachtet wird.

### 7.2.1 Treibstoffe Schifffahrt

In der Binnenschifffahrt wird entgegen der Hochseeschifffahrt kein Schweröl als Treibstoff verwendet, sondern ein Dieselkraftstoff. Auf Deutschlands Binnenschifffahrtsstraßen wurden im Jahr 2015 330.000 t Dieselkraftstoff verbraucht (BMVI 2016a: 307), was zu einer CO<sub>2</sub>-Emission von 1,3 Mio. t führte.

Eine Machbarkeitsstudie über den Einsatz von Wasserstoff in der Binnenschifffahrt, initiiert vom Deutschen Zentrum für innovative Binnenschifffahrt und kofinanziert durch die EU (D-ZIB 2017), wird sicherlich neue Erkenntnisse liefern.

Nicht ohne Grund legte sich Agora Energiewende in ihrer im Februar 2018 veröffentlichten Studie fest, dass die Binnenschifffahrt explizit als Teil des Verkehrssektors betrachtet wird, in dem eine Dekarbonisierung mit Wasserstoff als zielführend betrachtet wird (Agora 2018: 15).

Einen *business case* hat sicherlich auch die Reederei *Viking Cruises* vor Augen, wenn sie verkündet, dass sie das erste wasserstoffbetriebene Kreuzfahrtschiff bauen wollen.

### 7.2.2 Treibstoffe Schienenverkehr

Im deutschen Schienen- beziehungsweise Zugverkehr wurden im Jahr 2015 282.000 t Dieselkraftstoff (BMVI 2016a: 307) verbraucht. Diese Zahl entspricht in etwa der Größenordnung des Dieserverbrauchs in der Binnenschifffahrt. Gleichwohl besteht ein entscheidender Unterschied zwischen dem Schienenverkehr und der

Schifffahrt: Im Schienenverkehr ist die Verwendung von Brennstoffzellen bereits in der breiten Nutzung angekommen beziehungsweise steht dafür bereit.

Dies insbesondere bei nicht elektrifizierten Trassen, da dort die Verwendung von Wasserstoff beziehungsweise EE-H2 bereits heute um bis zu 25% kosteneffizienter als Dieselmotoren ist, wie eine Studie des BMWI im Jahr 2016 belegte (BMVI 2016b). Diese Argumente vermutlich wissend, kaufte Niedersachsen im November 2017 von Alstom 14 Brennstoffzügen mit einem Auftragswert von über 81 Mio. EUR.

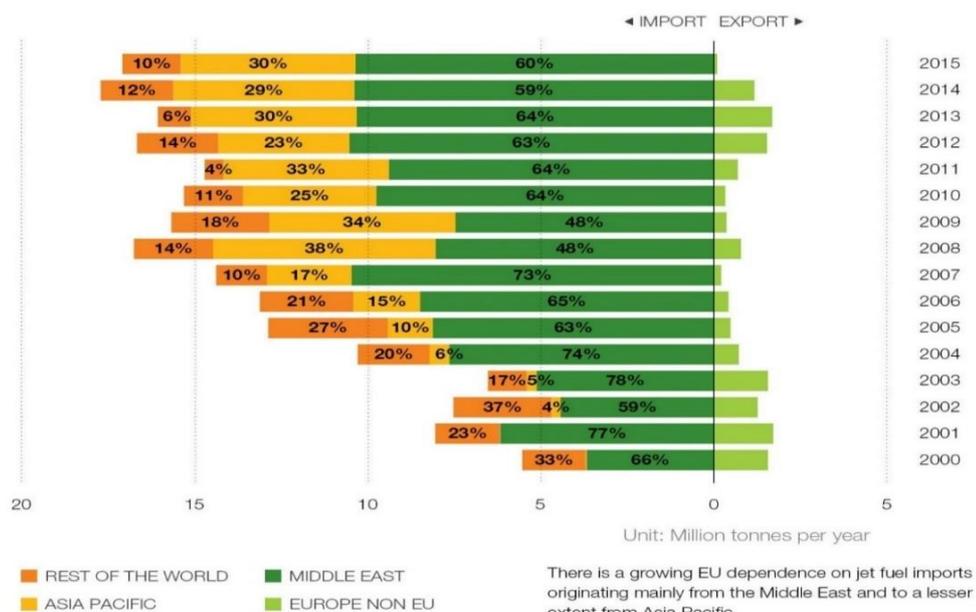
Dass Alstom die Züge in Salzgitter/Niedersachsen produziert und damit den Industriestandort Niedersachsen beziehungsweise Deutschland fördert, dürfte ein weiteres Schlüsselargument bei der Entscheidungsfindung gewesen sein.

### 7.2.3 Treibstoffe Luftverkehr

Für das Jahr 2016 wurden für den Luftverkehr 5,3 Mio. t Flugkraftstoffe ausgewiesen (BAFA 2017).

Nach Berechnungen einer vom BMVI beauftragten Studie würde das Langfristziel einer 40% Quote alternativen Kerosins in Europa bis zum Jahr 2050 einen Bedarf von circa 50 Mio. t erneuerbaren Kerosins pro Jahr erfordern (Grimme et al. 2014: 70). Es sind aber nicht nur die europäischen Ziele die einen massiven Ausbau von Produktionskapazitäten erfordern würden, sondern auch das nationale Ziel, bis zum Jahr 2025 10% alternative Kraftstoffe zu verwenden (ebd.). An dieser Stelle könnten Elektrolyseure und EE-H2 bei der Produktion von strombasiertem Kerosin eine wichtige Funktion einnehmen.

Abbildung 11: Kerosin Import – Export Bilanz EU 2015



Quelle: Fuels Europe (2017a).

Zuvorderst dürfte bei der Substitution von Kerosin der Kostenfaktor eine wesentliche Rolle spielen. Bis heute besteht keine vollständige Beteiligung am EU-

Emissionshandelssystem (ebd.: 71), was in Kombination mit der existenten Steuerbevorteilung dazu führen wird, dass strombasiertes Kerosin preislich auf unbestimmte Zeit über fossilem Kerosin liegen dürfte.

Bei einem Kerosinverbrauch in der EU von circa 52 Mio. t pro Jahr (vgl. ↑ 5.1.4) zeichnen sich durch die Importwerte aus dem Mittleren Osten, wie in Abbildung 10 abgebildet, einerseits die Potentiale strombasierten Kerosin ab, um andererseits die problematischen Abhängigkeitsverhältnisse in instabile Weltregionen zu verdeutlichen, die sich auch in Kap 7.3 zu den wirtschaftlichen Ausblicken von EE-H2 in Europa fortführen.

### 7.3 Ausblick auf die wirtschaftlichen Potentiale für EE-H2 in Raffinerien der EU

Die EU-28 hat einen Bedarf zur Versorgung der europäischen Raffinerien mit einer Gesamtkapazität von 685 Mio. t an Öl von insgesamt 628 Mio. t jährlich (Fuels Europe 2017b). Diesel nimmt mit 256 Mio. t jährlich mit Abstand eine führende Rolle ein. Der Benzinbedarf in der EU beträgt hingegen nur 117 Mio. t.

Abbildung 12: Raffinerie-Kapazitäten EU

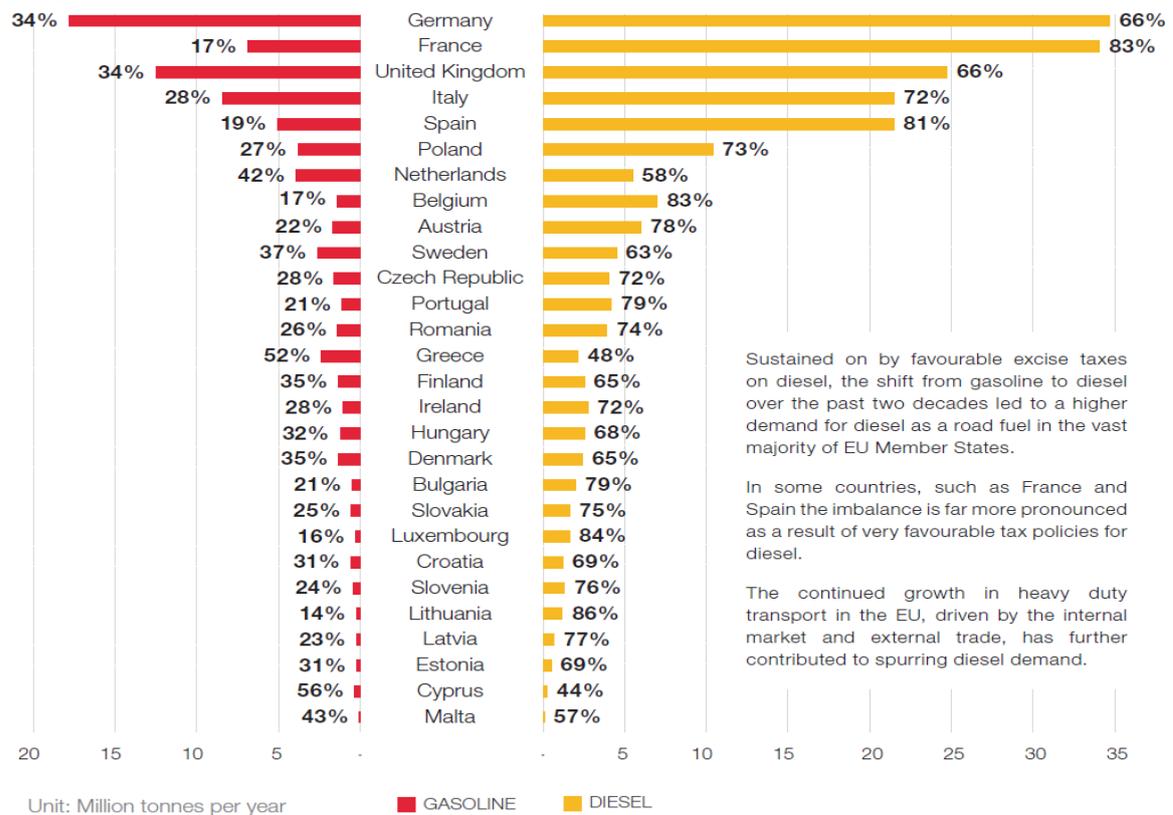
COUNTRY	*Refining capacity	COUNTRY	*Refining capacity
 Austria	9.7	 Ireland	3.6
 Belgium	37.6	 Italy	102.2
 Bulgaria	9.8	 Lithuania	9.5
 Croatia	4.5	 Netherlands	60.2
 Czech Republic	8.7	 Poland	24.7
 Denmark	8.5	 Portugal	15.2
 Finland	13.0	 Romania	8.1
 France	70.3	 Slovakia	5.8
 Germany	106.5	 Spain	71.4
 Greece	21.2	 Sweden	19.8
 Hungary	8.1	 United Kingdom	67.4
<b>EU TOTAL: Refineries = 685.4 million tonnes per year</b>			

Quelle: Fuels Europe (2017c).

Die deutschen Raffinerien haben mit einer Produktionskapazität von 106,5 Mio. t jährlich einen Anteil von 15,5% der gesamten europäischen Produktionskapazitäten.

Auf europäischen Niveau ergibt sich mit einem Bedarf an 256 Mio. t Diesel jährlich ein durchschnittlicher Dieselanteil von 41% an der Gesamtproduktion der Raffinerien. In Deutschland beträgt der Anteil mit 34 Mio. t Diesel jährlich nur 33% an der Gesamtproduktion. Aufgrund der europäischen Verpflichtung zur Treibhausgasminderung für die in den Verkehr gebrachten Kraftstoffe ergibt sich grundsätzlich Bedarf ein Markt für EE-H2 in der Diesel-Veredelung demnach nicht nur in Deutschland, sondern der Bedarf erstreckt sich über die ganze EU.

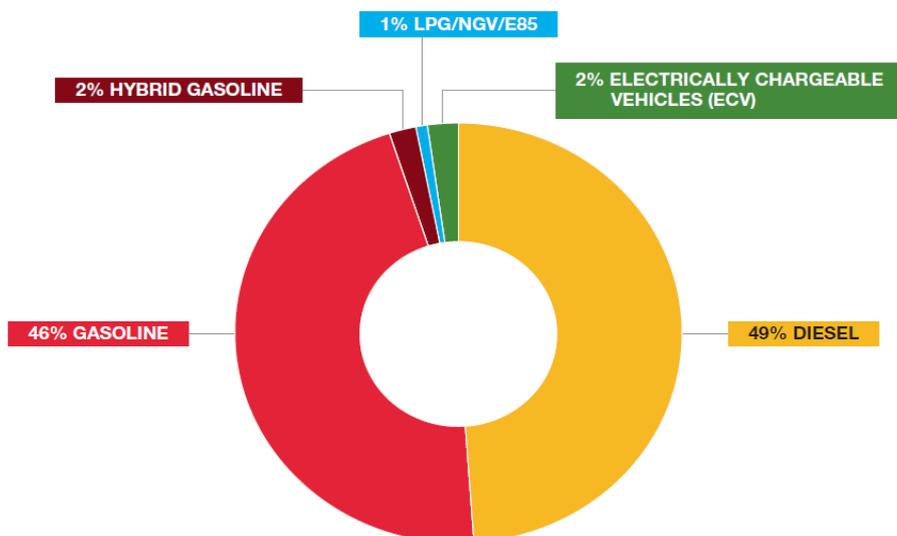
**Abbildung 13: Absoluter und prozentualer Verbrauch Diesel und Ottokraftstoffe in EU-Mitgliedsländern**



Quelle: Fuels Europe (2017d).

Die EU verbrauchte im Jahr 2015 über 7 Mio. t Wasserstoff (Vgl. Fraile et al. 2015: 3). Raffinerien sind mit einem Bedarf von 2,1 Mio. t Wasserstoff der zweitgrößte Verbraucher in der Europäischen Union (ebd.: 10). Deutschland weist mit einem Gesamt-Wasserstoff-Bedarf von 1,6 Mio. t einen Anteil von 23% am Gesamtverbrauch der EU auf.

**Abbildung 14: Aufgliederung europäische PKW**

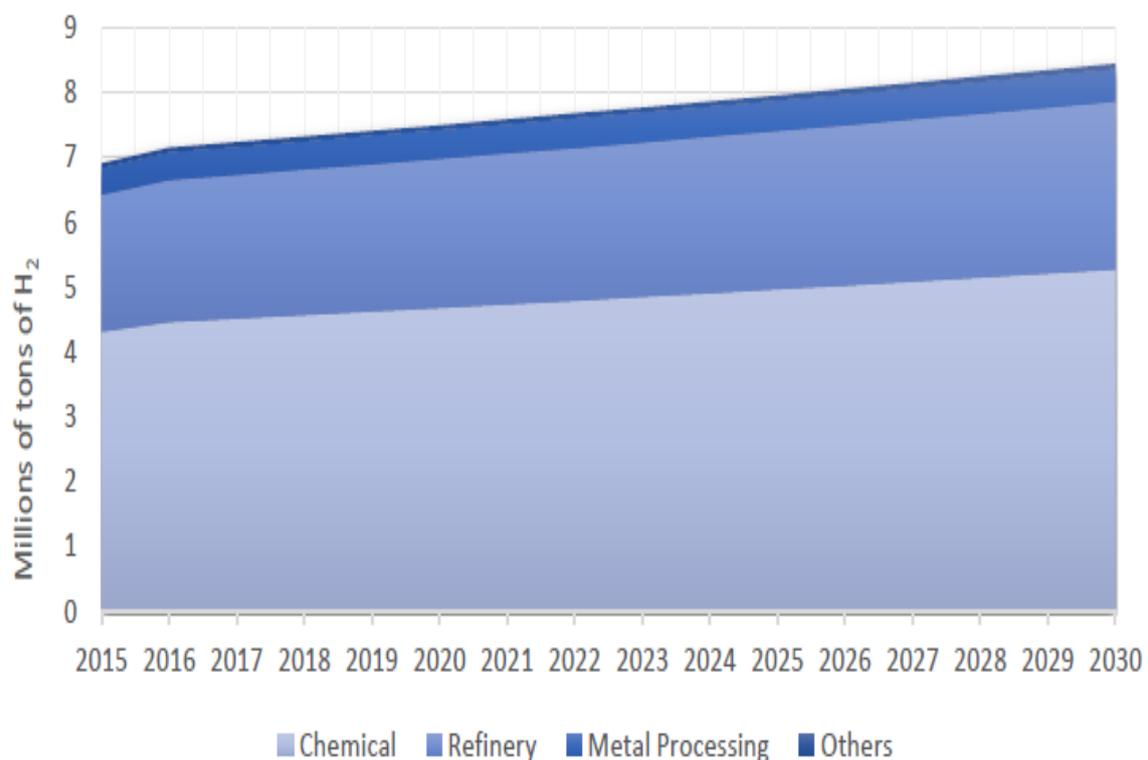


Quelle: Fuels Europe (2017e).

Von dem in Deutschland verbrauchten Wasserstoff werden circa 440.000 t in Raffinerien verbraucht und von diesen werden circa 177.000 t pro Jahr bzw. 40% zusätzlich überwiegend über die Erdgasdampfreformierung gewonnen ( $\uparrow$  6.1). In Ableitung dieser Werte ergibt sich für die Raffinerien in der Europäischen Union ein Gesamtmarktpotential von circa 875.000 t EE-H<sub>2</sub>. Dazu wären circa 10 GW Elektrolyseleistung erforderlich. Berücksichtigt man zusätzlich, dass der Anteil der durchschnittlichen Dieselproduktion an der Gesamtproduktion der Raffinerien auf europäischen Niveau um 8%-Punkte gegenüber Deutschland höher ausfällt, würde sich sogar ein Marktpotential von bis zu 12 GW ergeben.

Innerhalb des *CertifHy*-Projekts zur Implementierung gemeinsamer Kriterien für die Herkunftsnachweise bei EE-H<sub>2</sub> wird über dies hinaus von einem jährlichen Anstieg des Wasserstoff-Verbrauchs von 3,5% bis zum Jahr 2025 ausgegangen (ebd.: 3).

Abbildung 15: H<sub>2</sub>-Bedarf in EU und Industriesektor



Quelle: Fraile et al. (2015): S. 11.

Entsprechend dem erwarteten Wachstum würde somit bis 2025 ein Markt im existierenden Kraftstoffmarkt zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen von circa 1 Mio. t bis 1,2 Mio. t jährlich für EE-H<sub>2</sub> bzw. von einer Gesamtinstallation von 12 GW bis 15 GW Elektrolyseleistung ergeben.

Die zukünftige RED II und die zukünftige Ausrichtung des ETS-Handels erlauben die Annahme, dass sich ausreichende betriebswirtschaftliche Opportunitäten für die Raffinerien zur Verwendung von EE-H<sub>2</sub> ergeben werden. Insbesondere vor dem Hintergrund der existierenden Marktdurchdringung mit Dieselfahrzeugen bietet EE-H<sub>2</sub> in den nächsten Jahren eine wirtschaftliche Lösung zur Reduzierung der Emissionen im Verkehr.

Aufbauend auf die in dieser Studie ermittelten zukünftigen Potentiale von EE-H<sub>2</sub> im Raffinerien lohnt sich zudem ein Blick ins Jahr 2050. Denn selbst bei den neuesten von der DENA und der LBST erstellten Szenarien, die eine pro-batterieelektrische Ausrichtung prognostizieren, werden in der Europäischen Union über 70% des Energiebedarfs im Transportsektor mit synthetischen Kraftstoffen gewonnen werden (Siegemund et al.: 9). Auch der zukünftige europäische Markt spiegelt damit einen extrem steigenden Bedarf an EE-H<sub>2</sub> wider.

## 8. Ausblick auf die zukünftigen Potentiale von EE-H<sub>2</sub>

Es lässt sich bereits heute ein kurzfristiges Marktpotential von mehreren 10.000 MW Elektrolyseleistung mit einem hohen zweistelligen Milliardenpotential auf Basis der Erkenntnisse dieser Studie sicher prognostizieren, wenn die Europäische Union die richtigen rechtlichen Leitplanken setzt.

Die Potentialermittlung dieser Studie deckt sich mit mehreren unabhängigen Studien anderer Experten.

So prognostizieren verschiedene Institute und Gutachter für das Jahr 2050 zwischen 100 und 350 GW. Nymoen et al. beziffert den Aufwuchspfad der Elektrolyse in Deutschland bis zum Jahr 2030 auf 146,3 GW und bezieht sich dabei auf Zahlen des DLR, die für das Jahr 2030 einen Wasserstoffbedarf von 71,7 TWh aus, was 24 Mrd. Nm<sup>3</sup> entspricht (Nymoen et al. 2017: 5). Dieser Bedarf wird nach Einschätzung des DLR auf 300 TWh im Jahr 2050 anwachsen, was wiederum knapp über 100 Mrd. Nm<sup>3</sup> entspricht (ebd.).

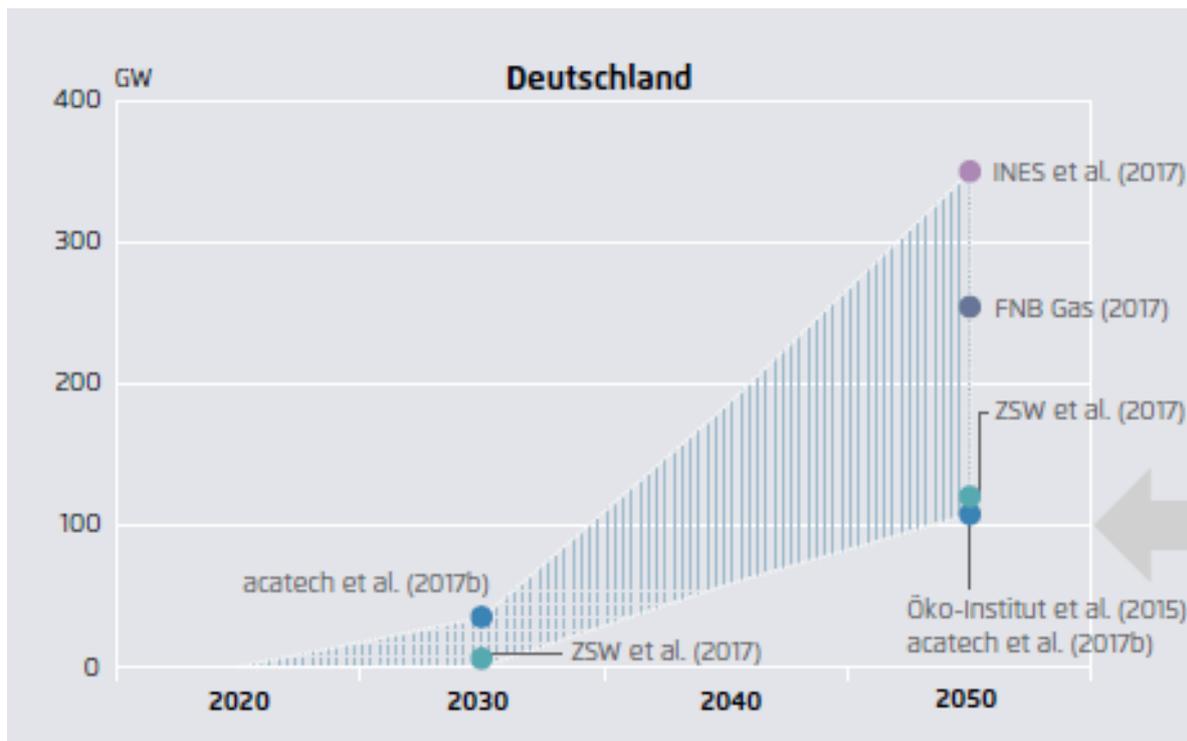
Weiterhin geht man beim DLR davon aus, dass der benötigte Wasserstoff bis zum Jahr 2050 komplett EE-H<sub>2</sub> ist, was im Jahr 2030 bereits für die Mobilität, jedoch nicht für die Industrie angenommen wird (hier werden 20% prognostiziert).

Festzustellen ist, dass unterschiedlichste Gutachter mindestens auf einen Leistungsbedarf von 100 GW kommen und einige der Gutachter sogar eine Leistung von 350 GW für nötig halten.

Somit ist im Vergleich zu dem heutigen Wasserstoffbedarf mit einem Zuwachs von mindestens 500% und bis 1.800% zu rechnen. Berücksichtigt man dabei, dass die Wasserstoffproduktion von der Erdgasdampfreformierung, die heute den Großteil der Produktion des Wasserstoffs ausmacht, auf die Elektrolyse umgestellt werden muss, ergibt sich hieraus ein enormes industrielles Marktpotential für den deutschen Herstellermarkt.

Diese Annahmen decken sich mit den bereits in der Einleitung dieser Studie genannten Zahlen der McKinsey-Studie, in der 30 Millionen neue Arbeitsplätze und ein jährliches Geschäftsvolumen von über 2.000 Milliarden Euro im Wasserstoffsektor prognostiziert werden.

Abbildung 16: Zukünftiger Leistungsbedarf an P2X



Quelle: Agora (2018): S. 22.

## 9. Exkurs – Energiepolitische Konsequenzen

Eine verantwortungsvolle und nachhaltige Energiepolitik muss sowohl in Anbetracht der Ergebnisse dieser Studie als auch der in Auftrag gegebenen und zitierten Expertise konsequent die erforderlichen Rahmenbedingungen für eine zeitnahe Markteinführung von EE-H<sub>2</sub> schaffen. Insbesondere sind dabei folgende Punkte zu berücksichtigen:

- **Technologieoffenheit:** Die Erzeugung und Nutzung von grünem Wasserstoff beziehungsweise EE-H<sub>2</sub> muss anderen Technologien zur CO<sub>2</sub>-Vermeidung gleichgestellt werden. Es sollte beispielsweise eine Selbstverständlichkeit sein, dass im Falle der Mehrfachanrechnung von Strom der in batterieelektrischen Fahrzeugen zum Einsatz kommt, dieses ebenfalls für den Strom der zur Erzeugung von Wasserstoff der in Brennstoffzellenfahrzeuge genutzt wird gilt (Technologieneutralität).
- **Strombezug:** Die vollumfängliche Anrechnung des über das öffentliche Stromnetz (sonstige Direktvermarktung) bezogenen erneuerbaren Stroms für die Versorgung der Elektrolyse muss ermöglicht werden.
- **Raffinerie:** Eine klare Aussage, dass die Mitverarbeitung von grünem Wasserstoff in Raffinerien oder anderen Industriezweigen auf die Erfüllungsverpflichtung zur energetischen erneuerbaren Quote oder der THG-Minderung angerechnet werden kann (Technologieneutralität gegenüber Biokraftstoffen).

- Vorausschauende Europapolitik: Nur durch die Berücksichtigung der vorgenannten Punkte in der RED II (Artikel 25), würde die EU den Mitgliedsstaaten den erforderlichen politischen Gestaltungsraum für eine kosteneffiziente Sektorkopplung und eine weitere Annäherung der erneuerbaren Energien an den Markt verschaffen.

Mit der zeitnahen Schaffung der notwendigen regulatorischen Rahmenbedingungen zur Markteinführung von *Power-to-Hydrogen* beziehungsweise Grünem Wasserstoff (PtH<sub>2</sub>) wird die EU seine globale wirtschaftliche Position weiter stärken und sichern können:

- Die industriepolitischen Chancen für die EU und deren Unternehmen sind enorm: PtH<sub>2</sub>-Technologien wie Elektrolyseure, Methanisierungsanlagen (PtCH<sub>4</sub>), Raffinerieprozesse für synthetische Treibstoffe (PtL) sowie PtH<sub>2</sub>-Anlagen in der Stahlproduktion können zum Exportschlager werden. Kluge Industriepolitik bei der Sektorkopplung verschafft europäischen Unternehmen einen Wettbewerbsvorteil auf einem sich weltweit dynamisch entwickelnden Markt mit enormem Zukunftspotenzial.
- PtX-Technologien können effizient die Sektoren Strom, Wärme und Verkehr zusammenführen. Durch Verknüpfung und Interaktion verschiedener Energieträger und -ströme über die Sektorengrenzen hinweg wird mehr Wettbewerb der Marktteilnehmer und mehr Versorgungssicherheit in einem überwiegend auf erneuerbaren Energien basierenden Energiesystem entstehen. Davon werden die deutsche Industrie und unsere Bürger profitieren.
- Ein klares Bekenntnis zum Ausbau der Elektromobilität und die Forcierung von strombasierten synthetischen Gasen (H<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>) und Flüssigtreibstoffen im Verkehr sind kein Widerspruch. Grüner Wasserstoff und durch den Einsatz von PtX-Technologien gewonnene synthetische Kraftstoffe können im Schwerlast-, Schiffs- und Flugverkehr die Dekarbonisierung des Verkehrssektors entscheidend voranbringen. In manchen Teilsektoren (beispielsweise Luft- und Schifffahrt) ist auch langfristig eine nachhaltige Versorgung ohne Kohlenwasserstoffe, auf Basis erneuerbarer Energien, kaum denkbar.
- Die EU muss bei den anstehenden Schlussverhandlungen der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie (RED II) nachdrücklich auf eine Gleichstellung bei der Erzeugung grüner PtX-Energieträger mit anderen Technologien zur CO<sub>2</sub>-Vermeidung hinwirken. Die durch die Produktion grüner PtX-Energieträger vermiedenen CO<sub>2</sub>-Emissionen müssen für die THG-Minderungsquote für erneuerbare Kraftstoffe oder die energetische Quotenverpflichtung bei Treibstoffen wirtschaftlich anerkannt werden. Die Regulierung muss zudem einen systemdienlichen Betrieb der Anlagen zulassen.

Die Anforderungen an das zukünftige Energiemarktdesign müssen verlässliche Rahmenbedingungen zur wirtschaftlichen Sektorkopplung schaffen. Bereits die aktuell vor uns liegenden Herausforderungen – gestützt durch wissenschaftliche Erkenntnisse - erlauben keinen Aufschub bei der Markteinführung von *Power-to-Hydrogen* Technologie in den Energiemarkt. Nur so können die gemeinsam vereinbarten Klimaziele 2050 wirtschaftlich effizient erreicht werden.

## 10. Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1	Verwendung von Wasserstoff in der Industrie	S. 9
Abbildung 2	Rohölverbrauch Raffinerien Deutschland 2015	S. 10
Abbildung 3	<i>2 net demand</i> in Raffinerieprozessen	S. 11
Abbildung 4	Strommix in Deutschland 2016	S. 16
Abbildung 5	CO <sub>2</sub> -Emissionen des deutschen Strommix 1990-2015	S. 17
Abbildung 6	Minderungsziele- bzw. Ausbauziele der Bundesregierung in den Bereichen Treibhausgas-Emissionen, erneuerbare Energien und Energieverbrauch	S. 19
Abbildung 7	Entwicklung der energiebedingten THG-Emissionen 1990-2015	S. 21
Abbildung 8	Treibhausgasemissionen Verkehrssektor	S. 22
Abbildung 9	Großhandelspreise Kraftstoffe Deutschland 2017 in Eurocent / (ohne MwSt.)	S. 41
Abbildung 10	CO <sub>2</sub> -Vermeidungskosten	S. 42
Abbildung 11	Kerosin Import – Export Bilanz EU 2015	S. 44
Abbildung 12	Raffinerie-Kapazitäten EU	S. 45
Abbildung 13	Absoluter und prozentualer Verbrauch Diesel und Ottokraftstoffe in EU-Mitgliedsländern	S. 46
Abbildung 14	Öl-Bedarf und Verwendung in der EU	S. 46
Abbildung 15	H <sub>2</sub> -Bedarf in EU und Industriesektor	S. 47
Abbildung 16	Zukünftiger Leistungsbedarf an P2X	S. 49

## 11. Tabellenverzeichnis

Tabelle 1	H <sub>2</sub> -Bedarf in deutschen Raffinerien im Jahr 2015	S. 8
Tabelle 2	Dieselproduktion und Rohölverbrauch 2015	S. 8
Tabelle 3	Zahlenwerte und Umrechnungsfaktoren für H <sub>2</sub>	S. 9
Tabelle 4	Klimaziele EU gegenüber Referenzjahr 1990	S. 24
Tabelle 5	Wirtschaftliche Effekte bei der Einstufung von Power-to-Hydrogen Anlagen als stromkostenintensive Wirtschaft	S. 34

## 12. Literaturverzeichnis

- AGORA (2018): Agora Verkehrswende, Agora Energiewende und Frontier Economics, Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe, [letztmalig abgerufen: 14.2.2018],  
<https://www.agora-energiewende.de/de/themen/-agothem-/Produkt/produkt/490/Die+zuk%C3%BCnftigen+Kosten+strombasierter+synthetischer+Brennstoffe/>
- AMI (2017): Kraftstoffpreise Deutschland, [letztmalig abgerufen: 24.1.2018],  
<https://www.ami-informiert.de/ami-maerkte/maerkte/ami-maerkte-agrarwirtschaft/meldungen/single-ansicht/singleview/news/artikel/kraftstoff-preise-tendieren-uneinheitlich.html>
- Amtsblatt der Europäischen Union L 107 (2015): Richtlinie (EU) 2015/652 des Rates vom 20. April 2015 zur Festlegung von Berechnungsverfahren und Berichterstattungspflichten gemäß der Richtlinie 98/70/EG des Europäischen Parlaments und des Rates über die Qualität von Otto- und Dieselmotorkraftstoffen, 26-67.
- Amtsblatt der Europäischen Union L 140 (2009): Richtlinie 2009/30/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Änderung der Richtlinie 98/70/EG im Hinblick auf die Spezifikationen für Otto-, Diesel- und Gasölkraftstoffe und die Einführung eines Systems zur Überwachung und Verringerung der Treibhausgasemissionen sowie zur Änderung der Richtlinie 1999/32/EG des Rates im Hinblick auf die Spezifikationen für von Binnenschiffen gebrauchte Kraftstoffe und zur Aufhebung der Richtlinie 93/12/EWG, 48-113.
- BDL (2017): Positionspapier CORSIA: Globales marktbasiertes Klimaschutzinstrument für den internationalen Luftverkehr Vorstellung und Positionierung, [letztmalig abgerufen: 18.1.2018],  
<https://www.bdl.aero/download/2407/bdl-positionspapier-zum-icao-klimaschutzinstrument-corsia.pdf>
- BMUB (2010): Bundesumweltminister Röttgen setzt Ziele zur Förderung von Elektrofahrzeugen, [letztmalig abgerufen: 18.1.2018],  
<https://www.bmub.bund.de/pressemitteilung/bis-2020-eine-million-elektroautos-von-deutschen-herstellern/>
- BMUB (2016): Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit: Klimaschutzplan 2050 Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung, Frankfurt am Main: Druck- und Verlagshaus Zarbock.
- BMUB (2017a): Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit: Klimaschutz in Zahlen, Fakten, Trends und Impulse deutscher Klimapolitik, Ausgabe 2017, Frankfurt am Main: Druck- und Verlagshaus Zarbock.
- BMUB (2017b): Seeverkehr, [letztmalig abgerufen: 24.1.2018],  
<http://www.bmub.bund.de/themen/luft-laerm-verkehr/verkehr/seeverkehr/>

- BMVI (2016a): Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur: Verkehr in Zahlen 2016/2017, 45. Jahrgang, Verkehr in Zahlen 2016/2017, 45. Ausgabe, Hamburg: DVV Media Group.
- BMVI (2016b): BMVI-Studie untersucht wirtschaftliche, rechtliche und technische Voraussetzungen für den Einsatz von Brennstoffzellentriebwagen im Zugverkehr, [letztmalig abgerufen: 20.2.2018],  
<https://www.now-gmbh.de/de/aktuelles/presse/bmvi-studie-untersucht-wirtschaftliche-rechtliche-und-technische-voraussetzungen-fuer-den-einsatz-von-brennstoffzellentriebwagen-im-zugverkehr>
- BMWI (Hrsg.) (2015): Die Energie der Zukunft, vierter Monitoring-Bericht zur Energiewende, Berlin: BMWI.
- BMWI (2017): Erneuerbare Energien in Zahlen Nationale und internationale Entwicklung im Jahr 2016, Berlin: BMWI.
- BMVI (o. D.): Europäischer Emissionshandel – wichtig für die Energiewende, [letztmalig abgerufen: 20.2.2018],  
<https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/emissionshandel.html>
- Borm, Oliver (2016): Connecting Energy Sectors with Hydrogen, Solid Oxid Electrolyses, [letztmalig abgerufen: 24.1.2018],  
[http://www.leibniz-energiewende.de/fileadmin/user\\_upload/fv-energiewende/Bilder/Downloads/Konferenzpr%C3%A4sentationen/Borm\\_Connecting\\_sectors\\_with\\_hydrogen.pdf](http://www.leibniz-energiewende.de/fileadmin/user_upload/fv-energiewende/Bilder/Downloads/Konferenzpr%C3%A4sentationen/Borm_Connecting_sectors_with_hydrogen.pdf)
- Brüggemann, Anke (2016): Keine Energiewende ohne Wärmewende, in: KfW Research, Nr. 129.
- Bundesregierung (2013): CU/CSU/SPD: Deutschlands Zukunft gestalten: Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD, 18. Legislaturperiode, Berlin.
- Bundesregierung (2017): Rede von Bundeskanzlerin Dr. Angela Merkel beim Arbeitnehmerkongress der CDU/CSU-Bundestagsfraktion am 15. Mai 2017 in Berlin, [letztmalig abgerufen: 25.1.2018],  
<https://www.bundesregierung.de/Content/DE/Bulletin/2017/05/52-2-bkin-arbeitnehmer.html>
- CertifHy (2018): Homepage, [letztmalig abgerufen: 24.1.2018],  
<http://www.certifhy.eu/>
- Council (2017): Council of the European Union: Proposal for a Directive of the European Parliament and the Council on the promotion of the use of energy from renewable sources (recast), 8697/3/17 rev 3, Brussels, 13.11.2017.
- DENA (2015): Systemlösung Power to Gas, Chancen Herausforderungen und Stellschrauben auf dem Weg zur Marktreife, [letztmalig abgerufen: 10.1.2018],  
[https://shop.dena.de/fileadmin/denashop/media/Downloads\\_Dateien/esd/9096\\_Fachbroschuere\\_Systemloesung\\_Power\\_to\\_Gas.pdf](https://shop.dena.de/fileadmin/denashop/media/Downloads_Dateien/esd/9096_Fachbroschuere_Systemloesung_Power_to_Gas.pdf)
- DLR et al. (2014): Studie über die Planung einer Demonstrationsanlage zur Wasserstoff-Kraftstoffgewinnung durch Elektrolyse mit Zwischenspeicherung in Salzkavernen unter Druck, [letztmalig abgerufen: 10.1.2018],  
[http://elib.dlr.de/94979/1/2014\\_DLR\\_ISE\\_KBB\\_LBST\\_PlanDelyKaD.pdf](http://elib.dlr.de/94979/1/2014_DLR_ISE_KBB_LBST_PlanDelyKaD.pdf)

- DWV (2015): Deutscher Wasserstoff- und Brennstoffzellenverband: Fragen und Antworten, Welchen Umfang hat der Wasserstoffmarkt? [letztmalig abgerufen: 14.1.2018],  
<https://www.dwv-info.de/wissen-und-unwissen/fragen-und-antworten/>
- D-Zib (2017): Machbarkeitsstudie über den Einsatz von Wasserstoff als Treibstoff in der Binnenschifffahrt, [letztmalig abgerufen: 9.2.2018],  
<https://d-zib.eu/2017/12/11/machbarkeitsstudie-ueber-den-einsatz-von-wasserstoff-als-treibstoff-in-der-binnenschifffahrt/>
- EnergieRegion.NRW (2009): Wasserstoff – Schlüssel zu weltweit nachhaltiger Energiewirtschaft, Beispiele aus Nordrhein-Westfalen von der Produktion zur Anwendung, [letztmalig abgerufen: 18.1.2018],  
<https://broschuere.nordrheinwestfalendirekt.de/herunterladen/der/datei/wasserstoff2009-pdf/von/wasserstoff-schluesel-zu-weltweit-nachhaltiger-energiewirtschaft/vom/energieagentur/1162>
- Europäische Kommission (2008): Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen, KOM (2008) 19 endgültig, Brüssel, 23.1.2008.
- Europäische Kommission (2011): Weißbuch zum Verkehr, Fahrplan zu einem einheitlichen europäischen Verkehrsraum – Hin zu einem wettbewerbsorientierten und ressourcenschonenden Verkehrssystem, KOM (2011) 144 endgültig, Brüssel 28.3.2011.
- Europäische Kommission (2013): Grünbuch, Ein Rahmen für die Klima- und Energiepolitik bis 2030, COM (2013) 169 final, Brüssel, 27.3.2013.
- Europäische Kommission (2016a): Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Neufassung), COM (2016), 767 final, Brüssel, 23.2.2017.
- Europäische Kommission (2016b): Vorschlag für eine Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates über das Governance-System der Energieunion zur Änderung der Richtlinie 94/22/EG, der Richtlinie 98/70/EG, der Richtlinie 2009/31/EG, der Verordnung (EG) Nr. 663/2009, der Verordnung (EG) Nr. 715/2009, der Richtlinie 2009/73/EG, der Richtlinie 2009/119/EG des Rates, der Richtlinie 2010/31/EU, der Richtlinie 2012/27/EU, der Richtlinie 2013/30/EU und der Richtlinie (EU) 2015/652 des Rates und zur Aufhebung der Verordnung (EU) Nr. 525/2013, COM (2016) 759 final/2, Brüssel, 23.2.2017.
- Europäische Kommission (2017a): Bericht der Kommission an das Europäische Parlament und den Rat nach Artikel 9 der Richtlinie 98/70/EG über die Qualität von Otto- und Dieselmotorkraftstoffen, COM (2017) 284 final, Brüssel, 31.5.2017.
- Europäische Kommission (2017b): Bericht der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss der Regionen, Fortschrittsbericht „Erneuerbare Energiequellen“, COM (2017) 57 final, Brüssel, 1.2.2017.

- European Commission (2013): 2 million tons per year: A performing biofuels supply chain for EU aviation August 2013 Update, [letztmalig abgerufen: 22.1.2018],  
[https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/20130911\\_a\\_performing\\_biofuels\\_supply\\_chain.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/20130911_a_performing_biofuels_supply_chain.pdf)
- European Commission (2017): Report from the Commission to the European Parliament and the Council, in accordance with Article 9 of Directive 98/70/EC relating to the quality of petrol and diesel fuels, COM (2017) 284 final, Brussels, 31.5.2017.
- European Commission (2018): Biofuels for aviation, [letztmalig abgerufen: 22.1.2018],  
<https://ec.europa.eu/energy/en/topics/biofuels/biofuels-aviation>
- Eurostat (2017): Primary energy consumption, [letztmalig abgerufen: 15.1.2018],  
<http://ec.europa.eu/eurostat/tgm/table.do?tab=table&init=1&language=en&pcode=tsdcc120&plugin=1>
- Forschungszentrum Jülich (2015): Chemische, verfahrenstechnische und ökonomische Bewertung von Kohlendioxid als Rohstoff in der chemischen Industrie, [letztmalig abgerufen: 25.1.2018],  
[https://juser.fz-juelich.de/record/202664/files/Energie\\_Umwelt\\_268.pdf](https://juser.fz-juelich.de/record/202664/files/Energie_Umwelt_268.pdf)
- Fraile, Daniel/Lanoix, Jean-Christoph/Maio, Patrick et al. (2015): Overview of the market segmentation for hydrogen across potential customer groups, based on key application areas, [letztmalig abgerufen: 15.2.2018],  
[http://www.certifyhy.eu/images/D1\\_2\\_Overview\\_of\\_the\\_market\\_segmentation\\_Final\\_22\\_June\\_low-res.pdf](http://www.certifyhy.eu/images/D1_2_Overview_of_the_market_segmentation_Final_22_June_low-res.pdf)
- Fuels Europe (2017a): Fig. 15, EU Jet Fuel Trading Balance: Middle East remains main Jet Fuel Supplier for the EU, [letztmalig abgerufen: 24.1.2018],  
<https://www.fuelseurope.eu/dataroom/static-graphs/>
- Fuels Europe (2017b): Fig. 7, Demand History of Oil Products, [letztmalig abgerufen: 24.1.2018],  
<https://www.fuelseurope.eu/dataroom/static-graphs/>
- Fuels Europe (2017c): Fig. 34, EU, Norwegian and Swiss mainstream Refineries had 704 Million Tonnes of primary refining capacity in 2016, [letztmalig abgerufen: 24.1.2018],  
<https://www.fuelseurope.eu/dataroom/static-graphs/>
- Fuels Europe (2017d): Fig. 10, Road Fuel Demand in the EU by Country in 2016, [letztmalig abgerufen: 24.1.2018],  
<https://www.fuelseurope.eu/dataroom/static-graphs/>
- Fuels Europe (2017e): Fig. 48, Vehicle Market penetration in Western Europe, [letztmalig abgerufen: 24.1.2018],  
<https://www.fuelseurope.eu/dataroom/static-graphs/>
- Grimme W./Heidt C./Heptin M. et al. (2014): Drop-In-Kraftstoffe für die Luftfahrt Studie im Rahmen des Auftrags Wissenschaftliche Begleitung, Unterstützung und Beratung des BMVI in den Bereichen Verkehr und Mobilität mit besonderem Fokus auf Kraftstoffe und Antriebstechnologien sowie Energie und Klima, [letztmalig abgerufen: 6.2.2018],

[https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/MKS/studie-drop-in-kraftstoffe-luftfahrt.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/MKS/studie-drop-in-kraftstoffe-luftfahrt.pdf?__blob=publicationFile)

- Hermann, Hauke/Emele Lukas/Loreck, Charlotte (2014): Prüfung der klimapolitischen Konsistenz und der Kosten von Methanisierungsstrategien, [letztmalig abgerufen: 21.1.2018],  
<https://www.oeko.de/oekodoc/2005/2014-021-de.pdf>
- Heuke, Reemt/Paschke, Jan/Schenuit, Carolin (2016): Potenzialatlas Power to Gas, Klimaschutz umsetzen, erneuerbare Energien integrieren, regionale Wertschöpfung ermöglichen, herausgegeben von: DENA, [letztmalig abgerufen: 22.1.2018],  
[https://shop.dena.de/fileadmin/denashop/media/Downloads\\_Dateien/esd/9\\_144\\_Studie\\_Potenzialatlas\\_Power\\_to\\_Gas.pdf](https://shop.dena.de/fileadmin/denashop/media/Downloads_Dateien/esd/9_144_Studie_Potenzialatlas_Power_to_Gas.pdf)
- Hughes, Edmund (2016): Recent developments at IMO to address GHG emissions from ships, [letztmalig abgerufen: 21.1.2018],  
<http://www.imo.org/en/OurWork/Environment/PollutionPrevention/AirPollution/Pages/UN%20Joint%20side%20event%20presentation.pdf>
- International Energy Agency (2012): Hydrogen Implementing Agreement Task 23 Final Report 2006-2011, [letztmalig abgerufen: 20.1.2018],  
[http://ieahydrogen.org/pdfs/Task23\\_Final-Report\\_ISBN.aspx](http://ieahydrogen.org/pdfs/Task23_Final-Report_ISBN.aspx)
- Kraftfahrtbundesamt (2017): Bestand, Zahlen zum 1. Januar 2017 im Überblick, [letztmalig abgerufen: 17.1.2018],  
[https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/bestand\\_node.html](https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/bestand_node.html)
- Mischlau, Tobias (2016): Power-to-Hydrogen: Legal Barriers and Regulation, [letztmalig abgerufen: 24.1.2018],  
[https://ec.europa.eu/jrc/sites/jrcsh/files/Mischlau\\_Power-to-Hydrogen\\_Regulation.pdf](https://ec.europa.eu/jrc/sites/jrcsh/files/Mischlau_Power-to-Hydrogen_Regulation.pdf)
- Mayring, Philipp (2007): Generalisierung in qualitativer Forschung, in: Forum: Qualitative Social Research, 8 (3), Art. 26., [letztmalig abgerufen: 22.1.2018],  
<http://www.qualitative-research.net/index.php/fqs/article/view/291/639>
- Nymoen, Håvard/Graf, Kathrin/Sendler, Sophie Carlotta (2017): Volkswirtschaftliches Kurzgutachten, ein Markteinführungsprogramm für Power-to-X-Technologie aus volkswirtschaftlicher Perspektive, [letztmalig abgerufen: 22.1.2018],  
[https://www.uniper.energy/storage/sites/default/files/2017-12/2017\\_0kt\\_volkswirtschaftliches\\_kurzgutachten\\_mep\\_fur\\_ptx.pdf](https://www.uniper.energy/storage/sites/default/files/2017-12/2017_0kt_volkswirtschaftliches_kurzgutachten_mep_fur_ptx.pdf)
- Pfeiffer, David/Lünenbürger, Benjamin/Klaus, Thomas et al. (2017): Kohleverstromung und Klimaschutz bis 2030, Diskussionsbeitrag des Umweltbundesamts zur Erreichung der Klimaziele in Deutschland, Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt, im Auftrag des Umweltbundesamtes.
- Schmidt, Patrick R./Weindorf, Werner (2016): Hydrogen from power - to-gas for use in refineries', JRC · P t G · Workshop, Brussels, 4 May 2016, [letztmalig abgerufen: 24.1.2018],  
[http://www.lbst.de/ressources/docs2016/LBST\\_H2-Refinery\\_04MAY2016\\_JRC-Workshop\\_final.pdf](http://www.lbst.de/ressources/docs2016/LBST_H2-Refinery_04MAY2016_JRC-Workshop_final.pdf)

- Schmidt, Patrick R./Zittel, Werner/Weindorf, Werner/Raksha, Tetyana (2016): Renewables in Transport 2050 Empowering a sustainable mobility future with zero emission fuels from renewable electricity – Europe and Germany -, An Expertise for the FVV – Forschungsvereinigung Verbrennungskraftmaschinen e.V. (Research association for combustion engines), erstellt von: LBST, [letztmalig abgerufen: 24.1.2018],  
[http://www.lbst.de/news/2016\\_docs/FVV\\_H1086\\_Renewables-in-Transport-2050-Kraftstoffstudie\\_II.pdf](http://www.lbst.de/news/2016_docs/FVV_H1086_Renewables-in-Transport-2050-Kraftstoffstudie_II.pdf)
- Schumann, Ulrich (2007): Klimawirkung des Luftverkehrs, [letztmalig abgerufen: 22.1.2018],  
[http://www.dlr.de/pa/en/Portaldata/33/Resources/dokumente/mitarbeiter/Klimawirkungen\\_des\\_Luftverkehrs\\_Folien.pdf](http://www.dlr.de/pa/en/Portaldata/33/Resources/dokumente/mitarbeiter/Klimawirkungen_des_Luftverkehrs_Folien.pdf)
- Schütz, Stefan/Härtel, Philipp (2016): Klimaschutz und regenerativ erzeugte chemische Energieträger – Infrastruktur und Systemanpassung zur Versorgung mit regenerativen chemischen Energieträgern aus in- und ausländischen regenerativen Energien, im Auftrag des Umweltbundesamtes.
- Siegemund, Stefan/Trommler, Marcus/Kolb, Ole et al. (2017): E-Fuels Study, The potential of electricity-based fuels for low-emission transport in the EU, [letztmalig abgerufen: 23.2.2018],  
[https://www.dena.de/fileadmin/dena/Bilder/Newsroom/Meldungen/2017/2017Q4/E-Fuels-Studie\\_deutsche\\_Zusammenfassung.pdf](https://www.dena.de/fileadmin/dena/Bilder/Newsroom/Meldungen/2017/2017Q4/E-Fuels-Studie_deutsche_Zusammenfassung.pdf)
- Stromreport (2016): Stromerzeugung in Deutschland, [letztmalig abgerufen: 24.1.2018],  
<https://1-stromvergleich.com/strom-report/strommix/#strommix-2016-deutschland>
- Umweltbundesamt (2016): Klimaschutzziele Deutschlands, [letztmalig abgerufen: 23.1.2018],  
<https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/klimaschutzziele-deutschlands#textpart-4>
- Umweltbundesamt (2017a): Deutsche Emissionshandelsstelle, [letztmalig abgerufen: 23.1.2018],  
<https://www.dehst.de/DE/Emissionshandel-verstehen/Versteigerung/versteigerung-node.html>
- Umweltbundesamt (2017b): EE-Anteil am Stromverbrauch, [letztmalig abgerufen: 12.1.2018],  
<https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen#statusquo>
- Umweltbundesamt (2017c): Emissionsquellen, [letztmalig Abgerufen: 24.1.2018],  
<https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/klimaschutz-energiepolitik-in-deutschland/treibhausgas-emissionen/emissionsquellen#textpart-1>
- Umweltbundesamt (2017d): Entwicklung der energiebedingten THG-Emissionen und Brennstoffeinsätze in Deutschland 1990-2015, [letztmalig abgerufen: 22.1.2018],

[https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1968/publikationen/ubersicht\\_zur\\_entwicklung\\_der\\_energiebedingten\\_emissionen\\_und\\_brennstoffeinsatze\\_in\\_deutschland\\_1990-2015\\_final.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1968/publikationen/ubersicht_zur_entwicklung_der_energiebedingten_emissionen_und_brennstoffeinsatze_in_deutschland_1990-2015_final.pdf)

- Vanhoudt, Wouter/Barth, Frederic/Schmidt, Patrick R./Weindorf, Werner et al. (2016): Power-to-gas: Short term and long term opportunities to leverage synergies between the electricity and transport sectors through power-to-hydrogen, erstellt von: LBST und Hinico, [letztmalig abgerufen: 22.1.2018], [http://www.lbst.de/download/2016/Hinico-LBST\\_2016\\_PtH2-study\\_Fondation-Tuck.pdf](http://www.lbst.de/download/2016/Hinico-LBST_2016_PtH2-study_Fondation-Tuck.pdf)
- VDA (2017): Prognose 2030, Zugelassene PKW in Deutschland, [letztmalig abgerufen: 24.1.2018], [https://www.adac.de/mmm/pdf/TOP\\_6\\_VDA\\_Prognose\\_Oldtimer\\_2030\\_20160620\\_266316.pdf](https://www.adac.de/mmm/pdf/TOP_6_VDA_Prognose_Oldtimer_2030_20160620_266316.pdf)
- Wagner, Hermann-Josef/Koch, Marco K et al. (2007): CO<sub>2</sub>-Emissionen der Stromerzeugung-Ein ganzheitlicher Vergleich verschiedener Techniken, in: BWK, Bd. 59, Nr. 10.
- Wilke, Peter/Schmid, Katrin/Gröning, Stefanie (2016): Branchenanalyse Luftverkehr, Entwicklung von Beschäftigung und Arbeitsbedingungen, in: Study der Hans-Böckler-Stiftung (326).