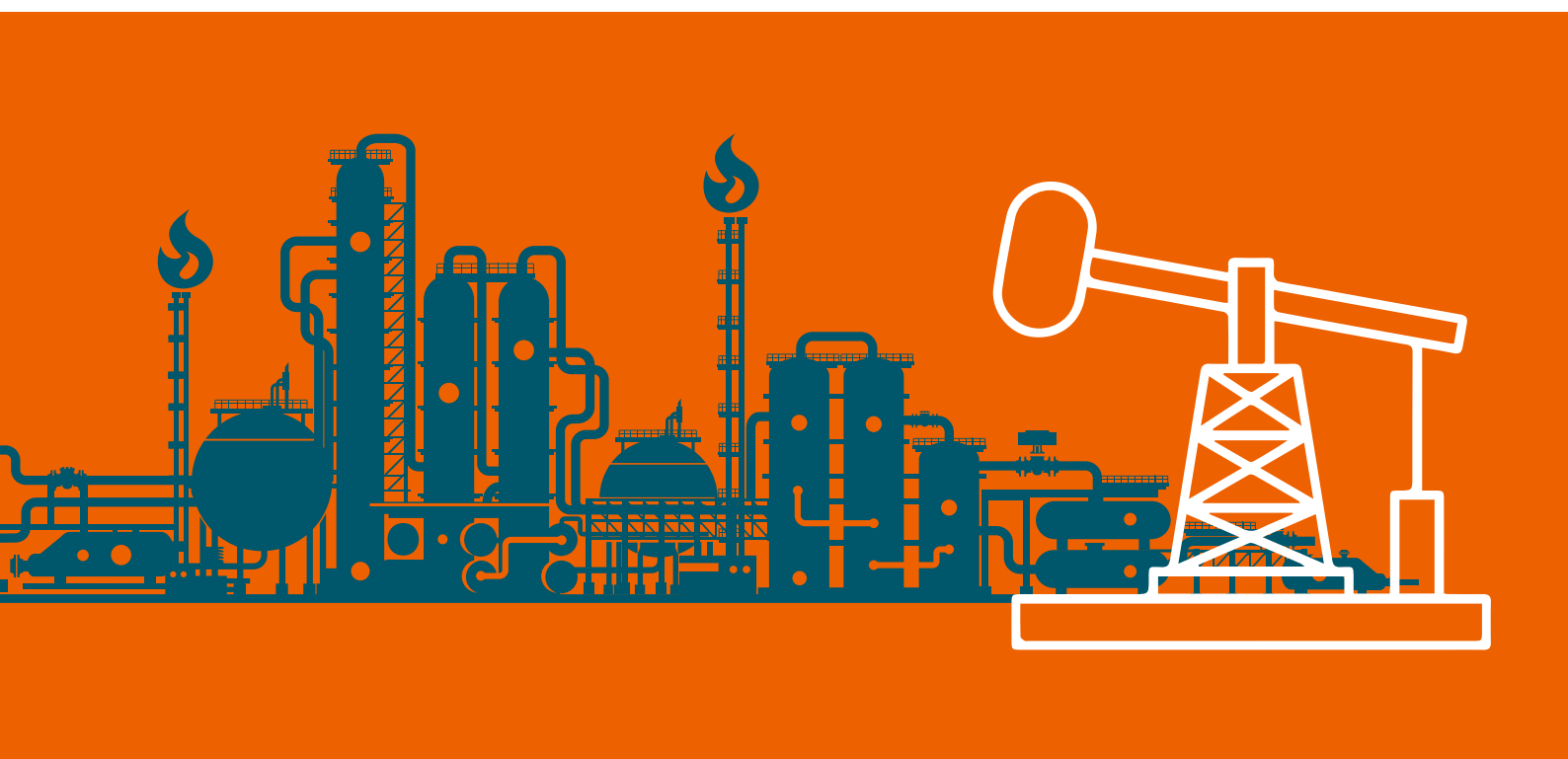


Branchenblick 2030+

Transformationstrends in Raffinerien



Impressum

BRANCHENAUSBLICK 2030+
Mineralölverarbeitung und Raffinerien

ERSTELLT IM AUFTRAG VON
Stiftung Arbeit und Umwelt der IG BCE
• Inselstraße 6, 10179 Berlin
• Königsworther Platz 6, 30167 Hannover
Telefon +49 30 2787 14

DURCHFÜHRUNG
TEC4FUELS GmbH
Autor*innen: Michael Ehring, Klaus Lucka

PROJEKTLÉITUNG
Dr. Kajsá Borgnäs, Stiftung Arbeit und Umwelt der IG BCE
Malte Harrendorf, Stiftung Arbeit und Umwelt der IG BCE

LEKTORAT
Gisela Lehmeier, FEINSCHLIFF

SATZ UND LAYOUT
pandamedien GmbH & Co. KG

TITELBILD
pandamedien

VERÖFFENTLICHUNG
Juni 2021

BITTE ZITIEREN ALS
Stiftung Arbeit und Umwelt der IG BCE (2021):
Branchenausblick 2030+: Mineralölverarbeitung und
Raffinerien. Berlin.

Vorwort

Die Bundesrepublik Deutschland und die Europäische Union haben sich ein ambitioniertes Klimaschutzziel gesetzt: Klimaneutralität bis 2045 bzw. 2050. Im Rahmen des Green Deal wurden die Emissionsminderungsziele für die EU jüngst von -40 auf -55 Prozent bis 2030 im Vergleich zum Jahr 1990 angehoben.

Für Deutschland bedeutet dies unter anderem, dass der Ausbau der erneuerbaren Energien deutlich beschleunigt werden muss, dass die CO₂-Zertifikatsmenge im Rahmen des ETS-Systems (Emissions Trading System) schneller reduziert wird, dass der CO₂-Preis voraussichtlich steigt und dass dadurch der Dekarbonisierungsdruck auf die ganze Gesellschaft – und insbesondere auf die Industrie – zunimmt. Gleichzeitig ist die Klimapolitik nicht der einzige Prozess, der derzeit die Gesellschaft und die Wirtschaft massiv herausfordert. Die Corona-Krise, die Veränderungen der Globalisierung, die Digitalisierung und der demografische Wandel haben große Auswirkungen auf alle Akteure.

Wie sind deutsche Industriebranchen von diesen gleichzeitig stattfindenden Transformationstrends betroffen? Welche Stärken und Schwächen mit Blick auf die Dekarbonisierung unter beibehaltener Wettbewerbsfähigkeit zeigen sie auf? Was sind besondere Risiken und Chancen des anstehenden Umbaus hin zu Nachhaltigkeit und langfristiger Leistungsfähigkeit? Und wie werden die Arbeit selbst und die Arbeitnehmer*innen in der Industrie dadurch betroffen?

In einer Studienreihe – Branchenausblick 2030+ – untersucht die Stiftung Arbeit und Umwelt der IG BCE die Auswirkungen verschiedener Transformationsprozesse auf ausgewählte Industriebranchen. Der Fokus liegt dabei auf technischen, wirtschaftlichen und regulatorischen Potenzialen zu Nachhaltigkeit und Treibhausgasneutralität; aber auch andere, für die Industriebranchen transformative Entwicklungen werden beleuchtet.

Die Studienreihe komplementiert den Szenarienprozess der IG BCE, in dem Zukunftsszenarien und industriepolitische Strategien für die kommende Dekade entwickelt wurden. Obwohl es immer schwierig ist, mittelfristige Prognosen zu industriellen, wirtschaftlichen und gesellschaftlichen Veränderungen zu machen, ist ein solcher Blick auf aktuelle Trends und Entwicklungstendenzen notwendig, um strategische Antworten auf strukturelle Veränderungen zu entwerfen. Es geht darum, die Zukunftsfähigkeit der Industrie kritisch zu beleuchten, Risiken zu identifizieren und politischen sowie gewerkschaftlichen Handlungsbedarf zu diskutieren.

Unser Ausgangspunkt ist und bleibt, dass die notwendige industrielle Modernisierung mit sozialer Gerechtigkeit, Guter Arbeit und gestärkter Mitbestimmung einhergehen muss.

Wir hoffen, mit dieser Studienreihe konstruktiv zur Debatte über die Herausforderungen, die Potenziale und die konkrete Ausgestaltung der sozial-ökologischen Transformation in der deutschen Industrie beizutragen.

Wir freuen uns auf den Austausch!

Kajsa Borgnäs
Malte Harrendorf

Stiftung Arbeit und Umwelt der IG BCE

Die wichtigsten Ergebnisse auf einen Blick:

Zusammenfassung

Der vorliegende Branchenausblick 2030+ befasst sich mit aktuellen Trends und zurzeit in Wissenschaft, Wirtschaft, Politik und Gesellschaft diskutierten Transformationstrends in Raffinerien. Vor dem Hintergrund der Schwerpunktthematik „Dekarbonisierung und Nachhaltigkeit“ werden wissenschaftliche Publikationen, Pressemitteilungen, Branchenberichte und Veröffentlichungen aus dem Politikbetrieb analysiert und in Zusammenhang gesetzt. Im Folgenden werden die wichtigsten Ergebnisse und zusammengefasst

- Mineralölprodukte zur energetischen Verwendung in den Bereichen Mobilität und Wärme haben aktuell in Deutschland mit rund 80 Prozent den größten Anteil an den heutigen Raffinerieprodukten.
- Der Absatz von Mineralölprodukten in Deutschland und anderen entwickelten Volkswirtschaften wird aufgrund von Klimaschutzmaßnahmen sinken. Auf internationaler Ebene haben die Mineralölkonzerne Raffinerieschließungen angekündigt.
- Die Rahmenbedingungen zur Treibhausgasminderung sind in Deutschland und Europa so gestaltet, dass sie die Markteinführung und den Markthochlauf von Technologien auf Basis elektrischer Anwendungen unterstützen. Technologien auf Basis der Verbrennung von erdölbasierten Mineralölprodukten sind im Wettbewerb schlechter gestellt, um die Verwendung regenerativer Technologien zu fördern. Allerdings werden klimaschonende biogene und synthetische Kraftstoffe noch mit fossilen Mineralölprodukten regulatorisch gleichgestellt und haben dadurch ebenfalls Wettbewerbsnachteile.
- Die Mineralölindustrie in Deutschland und Europa stellt sich auf die Abkehr vom Mineralöl ein und beginnt ihre Geschäftsmodelle umzubauen. Neben dem Einstieg in das Geschäft mit regenerativem Strom und grünem Wasserstoff ist die Herstellung biogener und vor allem synthetischer Kraftstoffe eine wichtige Option für das künftige Geschäftsmodell von Raffinerien. Dafür sind Investitionen erforderlich, die europaweit auf 400 bis 650 Milliarden Euro geschätzt werden.
- Die Produktionsprozesse fortschrittlicher biogener und synthetischer Brenn- und Kraftstoffe sind in Demonstrations- und Pilotanlagen erprobt. Ihre großtechnische Herstellung in marktrelevanten Mengen wird erst in etwa fünf bis sieben Jahren zu erwarten sein. Sie haben einen zeitlichen Nachteil im Wettbewerb mit elektrischen Anwendungen (Antriebe und Heiztechnik).
- Die Gesteungskosten für regenerative elektrische Energie in Deutschland bleiben auch bis 2030 auf einem hohen Niveau, sodass PtL-Kraftstoffe aus heimischer Produktion ohne zusätzliche Unterstützung nicht wettbewerbsfähig sein werden. Die Kapazitäten für die Erzeugung regenerativen Stroms in Deutschland werden nicht ausreichen, um den Bedarf aller elektrischen Anwendungen zu decken. Es ist nicht absehbar, dass diese Stromlücke durch Importe elektrischer Energie gedeckt werden kann. Dies stellt für die Erreichung der Klimaziele der Bundesregierung ein Risiko dar.
- Die klimatischen Bedingungen für die Erzeugung regenerativen Stroms sind in anderen Regionen der Welt wie dem MENA-Raum deutlich besser, sodass die Herstellungskosten von synthetischen Kraftstoffen und ihren Vorprodukten deutlich günstiger sind.
- Grüner Wasserstoff und seine Folgeprodukte können in Ländern mit günstigeren Produktionsbedingungen hergestellt und nach Deutschland importiert werden. Die großtechnische Verarbeitung des Wasserstoffs zusammen mit CO₂ aus unterschiedlichen Quellen zu treibhausgasneutralen Kraftstoffen ist eine technische Herausforderung, die von deutschen Raffinerien gelöst werden könnte. Sie verfügen über das Know-how, um die dafür erforderliche Anlagentechnik in geeigneten Maßstäben zu projektieren, aufzubauen und effizient zu betreiben sowie die erforderliche Logistik für den Vertrieb der PtL-Produkte.
- Grüner Wasserstoff und PtL-Erzeugnisse aus Raffinerien könnten zukünftig einen wichtigen Beitrag zur Schließung der Stromlücke und damit zur Erreichung der Klimaziele leisten, indem sie durch ihren Einsatz in den Bereichen Nutzfahrzeuge (Straßengüterverkehr),

Luftfahrt, Schifffahrt und anderen technisch noch nicht elektrifizierbaren Anwendungen den Strombedarf im Verkehrssektor und im Gebäudebereich verringern.

- Ebenso kann die Dekarbonisierung anderer Industrien wie der Chemie-, Stahl- und Zementindustrie unterstützt werden, zum Beispiel durch die Lieferung klimaneutraler Rohstoffe, den Auf- und Ausbau der Wasserstoffproduktion oder die Technologien zur Abscheidung und Nutzung von CO₂ aus Emissionen industrieller Prozesse.
- Die Mineralölindustrie baut in Deutschland Pilot- und Demonstrationsanlagen zur Herstellung alternativer Brenn- und Kraftstoffe auf, um die Machbarkeit einer großtechnischen Produktion zu zeigen. Aufgrund der hohen Herstellungskosten und ungünstigeren Standortbedingungen für Solar- und Windenergie, Geothermie oder Wasserkraft zur Herstellung regenerativer elektrischer Primärenergie in Deutschland ist eher ein Export der Technologie beziehungsweise der Aufbau großtechnischer Anlagen in anderen Regionen der Welt zu erwarten.
- Die Raffinerien in Deutschland stehen vor einem Strukturwandel, dessen Ausmaß und Folgen noch nicht im Einzelnen absehbar sind. In Szenarien zu künftigen Entwicklungen im Energiemarkt spielen sie eine untergeordnete Rolle. Transformationspfade oder eine Roadmap für den Wandel von Raffinerien sind nicht öffentlich verfügbar.
- Die technische und betriebswirtschaftliche Realisierung der Transformation von Raffinerien ist weitgehend ungeklärt. Die fehlende politische Akzeptanz und Unterstützung führt zu Wettbewerbsnachteilen und verhindert den Aufbau tragfähiger Geschäftsmodelle für Brenn- und Kraftstoffalternativen im Mobilitäts- und Wärmemarkt.
- Durch die Elektrifizierung von Pkw- und Nutzfahrzeugantrieben wird der Mineralölabsatz sinken. Gleichzeitig sind die regulatorischen Rahmenbedingungen und damit die Perspektiven für den Aufbau neuer Geschäftsfelder von Raffinerien in Deutschland noch unklar. Es ist davon auszugehen, dass es bis 2030 zu einer Reduzierung von Produktionskapazitäten kommen wird. Nicht absehbar ist derzeit, ob an einzelnen Standorten die Kapazitäten nur angepasst werden oder ob es auch zu kompletten Schließungen von Raffinerien kommen wird.

SWOT-Analyse

Stärken ("Strengths")

- 😊 Enge Verflechtung von Raffinerien und chemischer Industrie.
- 😊 Hohe Komplexität und Flexibilität der Anlagen.
- 😊 Hohe Innovationskraft.
- 😊 Zunehmende Digitalisierung.
- 😊 Flüssige Energieträger haben eine hohe Energiedichte.

Chancen ("Opportunities")

- 😊 Wandel des Geschäftsmodells zu Multi-Energieunternehmen.
- 😊 Co-Processing von biogenen Rohstoffen.
- 😊 Technologieentwicklung durch Aufbau von PtL-Demonstrationsanlagen.
- 😊 Aufbau einer Produktion grünen Wasserstoffs.
- 😊 Hohe Abhängigkeit der Wirtschaft von flüssigen Energieträgern.
- 😊 H₂ und PtL-Produkte könnten die drohende Versorgungslücke bei erneuerbarem Strom schließen.

Schwächen ("Weaknesses")

- 😞 Drohende Überkapazitäten.
- 😞 Probleme bei der Gewinnung von Beschäftigten.
- 😞 Hohe Abhängigkeit vom Ölpreis.
- 😞 Hohe Energieintensität verbunden mit hohen THG-Emissionen.
- 😞 Keine Roadmap für den Wandel von Raffinerien.

Risiken ("Threats")

- 🔴 Steigender Kosten- und Wettbewerbsdruck bei Standardprodukten.
- 🔴 Peak Oil Demand Mitte des Jahrzehnts.
- 🔴 Regulatorischer Rahmen benachteiligt biogene und synthetische Kraftstoffe.
- 🔴 Geschäftsmodelle für synthetische Kraftstoffe rechnen sich nicht.
- 🔴 Trend zur Elektrifizierung von Anwendungen nimmt zu.
- 🔴 Drohende Verbote der Neuzulassung von Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor.
- 🔴 Fehlende politische Akzeptanz und Unterstützung für THG-arme flüssige Energieträger.

Inhalt

Vorwort	3
Die wichtigsten Ergebnisse auf einen Blick: Zusammenfassung	4
1. Einleitung	8
2. Mineralölverarbeitung in Deutschland	9
2.1 Mineralöl ist der meistgebrauchte Energieträger in Deutschland	9
2.2 Die Standorte und Produktion der Mineralölverarbeitung und der chemischen Industrie sind eng miteinander verflochten.	12
2.3 Zwischenfazit	15
3. Transformationstrends: Demografischer Wandel und Digitalisierung	16
3.1 Demografischer Wandel	16
3.2 Digitalisierung	17
3.3 Zwischenfazit	18
4. Transformationstrends: Corona-Pandemie, Globalisierung und Markttrends	19
4.1 Corona-Pandemie	19
4.2 Globalisierung und Markttrends	19
4.2.1 Hohe Verluste in der internationalen Mineralölindustrie durch die Pandemie	19
4.2.2 Pkw-Markt für Neuwagen	21
4.2.3 Güterverkehr auf der Straße	23
4.2.4 Tankstellenmarkt	25
4.2.5 Raumwärmemarkt	26
4.2.6 Luftverkehr	28
4.2.7 Chemisch-pharmazeutische Industrie	28
4.3 Zwischenfazit	29
5. Transformationstrends: Treibhausgasneutralität, Dekarbonisierung, Nachhaltigkeit	30
5.1 Treibhausgasneutralität	30
5.2 Dekarbonisierung	31
5.2.1 Herstellungspfade für biogene und synthetische Kraftstoffe	32
5.2.2 Der Wandel der Rohstoffbasis führt zu Veränderungen der Anlagenkonfiguration in Raffinerien	37
5.2.3 Die Herstellungskosten schmälern die Wettbewerbsfähigkeit synthetischer Kraftstoffe	37
5.2.4 Raffinerien droht ein Kapazitätsabbau	38
5.3 Nachhaltigkeit	39
5.4 Zwischenfazit	40

6. Rahmenbedingungen für eine nachhaltige Mineralölindustrie	41
6.1 Europäische Regularien	41
6.2 Deutsche Regularien	45
6.3 Zwischenfazit	47
6.4 Handlungsoptionen und Forderungen der Mineralölindustrie an die Politik	48
Literaturverzeichnis	50

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Energiebedarf nach Energieträgern	9
Abbildung 2: Mineralölverbrauch und Raffinerieerzeugung in Deutschland 2019	10
Abbildung 3: Standorte und Produktion der Mineralölverarbeitung und der chemischen Industrie	11
Abbildung 4: Beispielhafter Verarbeitungsprozess in einer Mineralölraffinerie	13
Abbildung 5: Anteile der Verkehrsträger an den CO ₂ -Emissionen im Verkehrssektor 2018	24
Abbildung 6: Anzahl der Ölheizungen und Inlandabsatz	27
Abbildung 7: Alternative Kraft- und Brennstoffe	34
Abbildung 8: Geschlossener Kohlenstoffkreislauf	39
Abbildung 9: SWOT-Analyse	49

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Raffinerien in Deutschland	14
Tabelle 2: Dekarbonisierungsprojekte deutscher Raffinerien (Stand April 2021)	35

1

1. Einleitung

Die Mineralölraffinerien spielen eine bedeutende Rolle in der Energieversorgung Deutschlands. Sie versorgen den Bereich Verkehr (Pkw/Lkw, Luftfahrt und Schifffahrt) nahezu vollständig mit Kraftstoffen sowie einen bedeutenden Teil des Wärmemarktes mit Heizöl. Mineralölerzeugnisse sind auch für die chemisch-pharmazeutische Industrie wichtige Einsatzstoffe zur Herstellung zahlreicher Konsumgüter und Produkte des täglichen Lebens.

Um eine Begrenzung der Erderwärmung auf unter 2 °C und idealerweise 1,5 °C zu leisten, haben sich die Europäische Union sowie Deutschland zum Ziel gesetzt, bis spätestens 2050 klimaneutral zu werden. Als Zwischenziel wurde eine Verringerung der Treibhausgasemissionen bis 2030 um 55 Prozent im Vergleich zu 1990 beschlossen. Dieses Mindestziel ist von den Mitgliedsstaaten in landesspezifischen Regelungen und Maßnahmen umzusetzen. Die deutsche Bundesregierung hat im Bundesklima-Schutzgesetz das Ziel auf 65 Prozent bis 2030 erhöht.

Die europäischen Klimaschutzvorgaben und ihre in deutsches Recht umgesetzten Regelungen sind die wesentlichen Treiber für ökologische und industrielle Transformationsprozesse, die in der gesamten Wirtschaft begonnen haben. In der Verarbeitung und Verwendung von Mineralölprodukten entstehen Treibhausgasemissionen. Für die heimischen Raffinerien und die Abnehmer ihrer Energieerzeugnisse haben die klimapolitischen Regelungen zur Folge, dass 2030 durch die Verarbeitung und Verwendung von Mineralölprodukten nur noch 35 Prozent der CO₂-Emissionen aus fossilen Energieträgern entstehen dürfen. Für Raffinerien bedeutet dies einen dramatischen Wandel ihrer Rohstoffbasis sowie Produktionsprozesse.

Die vorliegende Studie beschäftigt sich mit den Transformationstrends, die in Raffinerien bereits eingesetzt haben, und mit ihren absehbaren beziehungsweise möglichen Entwicklungen bis 2030. Zentrale Fragen sind:

- Wo stehen die Raffinerien heute und wie sind sie im internationalen Wettbewerb aufgestellt?
- Wie entwickeln sich die wichtigsten Kundenmärkte der Raffinerien?
- Welchen Einfluss hat die Corona-Pandemie auf das Geschäft und die Perspektiven von Raffinerien?
- Was plant die Mineralölindustrie und aus welchen Rohstoffen könnten künftig treibhausgasarme Raffinerieerzeugnisse entstehen?
- Welche regulatorischen Rahmenbedingungen beeinflussen die Raffinerien und ihre Absatzmärkte?
- Wie wirken sich die Trends auf ihre Handlungsmöglichkeiten aus?

Zur Beantwortung dieser Fragen wurden öffentlich zugängliche Daten und Quellen ausgewertet. Die Inhalte basieren auf frei verfügbaren Statistiken und Publikationen von Unternehmen und Verbänden, Fachverlagen sowie Forschungsinstitutionen und aus dem Politikbetrieb.

2

2. Mineralölverarbeitung in Deutschland

Raffinerien sind komplexe industrielle Anlagen zur Verarbeitung von Erdöl (Rohöl) und anderen Rohstoffen durch Reinigung und Veredelung zu höherwertigen Produkten. Zu den wichtigsten Mineralölprodukten zählen Kraftstoffe wie Benzin, Diesel, Heizöl, Kerosin, schweres Heizöl und Flüssiggas (LPG), die im Straßenverkehr, dem Raumwärme-markt, der Luftfahrt und der Schifffahrt eingesetzt werden, sowie Gase, Rohbenzin (Naphtha) zur Weiterverarbeitung in der chemischen Industrie und Schmierstoffe, Anodenkoks und Bitumen. Für die nachfolgende Darstellung des Mineralölverbrauchs wurde 2019 als Bezugsjahr gewählt, weil 2020 aufgrund der Auswirkungen durch die Corona-Pandemie ein atypisches Jahr war.

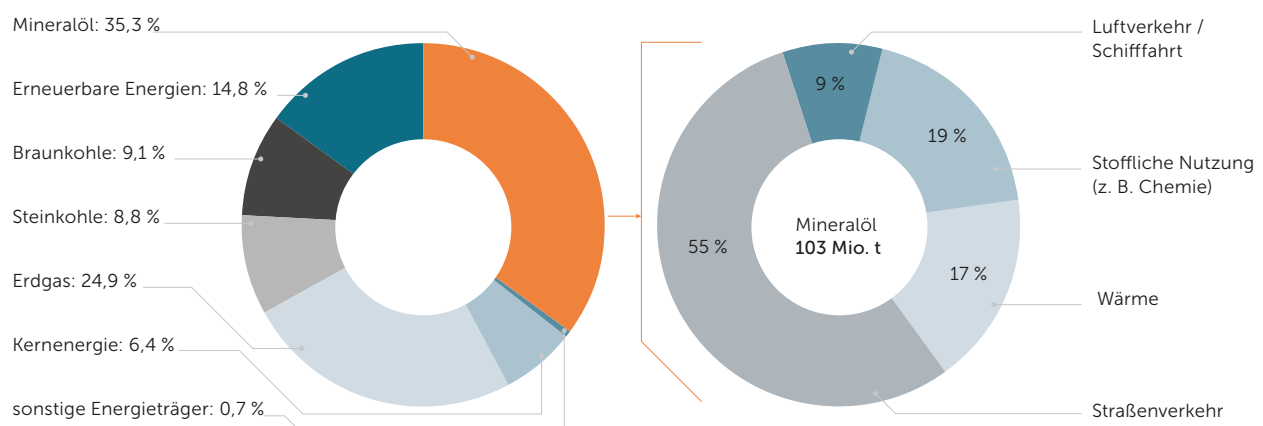
2.1 Mineralöl ist der meistgebrauchte Energieträger in Deutschland

Mineralöl war 2019 mit einem Anteil von 35,3 Prozent (4.530 Petajoule, PJ) am Primärenergieverbrauch der meistgebrauchte Energieträger in Deutschland. An zweiter Stelle folgte Erdgas mit 24,9 Prozent (3.191 PJ) und bereits an dritter Stelle stehen mit 14,8 Prozent (1.896 PJ) erneuerbare Energieträger.¹

Die in Deutschland verbrauchten Mineralölprodukte wurden überwiegend von den heimischen Raffinerien erzeugt. Der gesamte Absatz an Raffinerieprodukten in 2019 betrug 102,9 Millionen Tonnen inklusive der beigemischten Biokomponenten.² Darüber hinaus gibt es auch einen internationalen Handel mit Mineralölprodukten. 2019 wurden rund 42 Millionen Tonnen nach Deutschland importiert und rund 22 Millionen Tonnen in andere Länder ausgeführt.³ Von den in Deutschland verbrauchten Mineralölprodukten werden 81 Prozent in den Bereichen Verkehr und Raumwärme energetisch eingesetzt. Zusammen mit einem konstanten Verbrauch an Flugkraftstoffen (10,2 Millionen Tonnen) hatten die Kraftstoffe einen Anteil von knapp 63 Prozent am gesamten deutschen Ölverbrauch im Jahr 2019.⁴

Seit 2011 sind konventionelle Kraftstoffe mit einer Beimischung von Biokraftstoffen an den Tankstellen erhältlich. Bei Benzin sind es bis zu zehn Prozent Bioethanol und bis zu sieben Prozent Biodiesel bei Dieselmotoren. 2019 betrug der Biodiesel-Anteil 2,3 Millionen Tonnen (6,1 Prozent) und der Bioethanol-Anteil 6,4 Prozent.⁵ Diese Biokraft-

Abbildung 1: Energiebedarf nach Energieträgern



Quelle: eigene Darstellung, basierend auf MWV 2020

¹ AGEB 2020a, 2.

² MWV 2020, 38.

³ BAFA 2019.

⁴ AGEB 2020a, 11.

⁵ AGEB 2020a, 11.

stoffe werden von Unternehmen der Biokraftstoffindustrie hergestellt und nicht von den Raffinerien in der Mineralölverarbeitung. Die Beimischung von biogenen zu fossilen Kraftstoffen erfolgt in Tanklagern. Technisch möglich, aber derzeit nicht praktiziert, ist eine gemeinsame Verarbeitung von biogenen Ölen und Alkoholen mit konventionellen Mineralölfraktionen (Co-Processing) in Raffinerien.

Andere Raffinerieerzeugnisse gehen als Vorleistungen für Herstellungsprozesse an wichtige Wirtschaftszweige wie die Petrochemie, Chemie und Kunststoffverarbeitung. Aus Rohbenzin (Naphtha) und Flüssiggas (LPG) entstehen Ethylen und Propylen. Sie sind Ausgangsmaterialien für die Herstellung von Kunststoffen oder Verpackungs-, Wasch-, Reinigungs- und Lösungsmitteln.⁶ Die Nachfrage nach Rohbenzin in der chemischen Industrie belief sich 2019 auf 11,3 Millionen Tonnen und machte einen Anteil von knapp elf Prozent am Gesamtverbrauch von Energieträgern in Deutschland aus.⁷ Andererseits nutzen Raffinerien Produkte aus der Petrochemie für ihre Her-

stellungsprozesse, wie zum Beispiel Wasserstoff oder Komponenten zur Herstellung von Kraftstoffen.

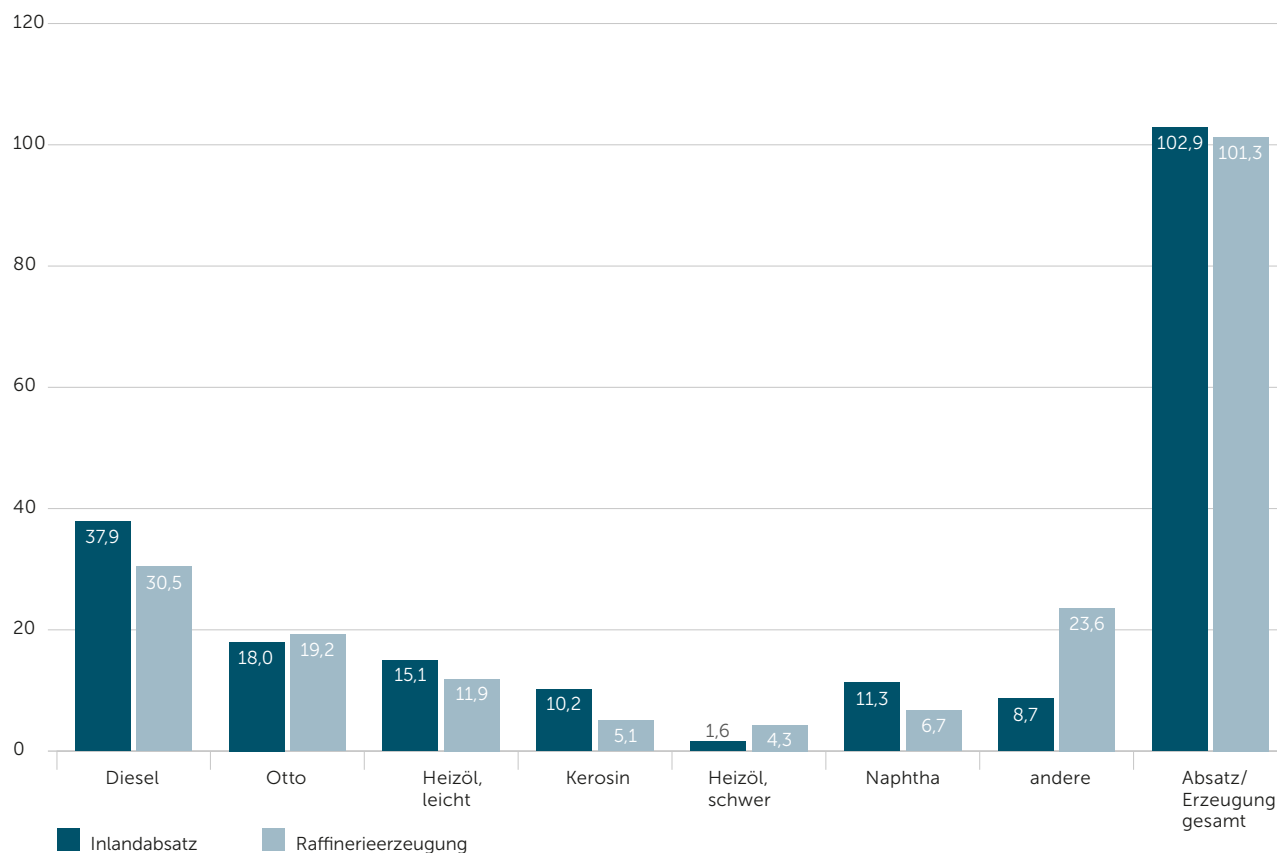
Der Absatz von Bunkerfuels in der internationalen Schifffahrt betrug 2019 knapp 1,4 Millionen Tonnen. Er hat sich seit 2016 etwa halbiert, insbesondere durch einen Rückgang des Verkaufs von schwerem Heizöl um rund 64 Prozent. In der Binnenschifffahrt betrugen die Inlandsablieferungen 2019 an Kraftstoffen (Diesel und Heizöl) rund 31.600 Tonnen.⁸

Raffinerieerzeugung bleibt weitgehend konstant

Im Jahr 2019 ging die Raffinerieerzeugung um 0,3 Prozent leicht zurück. Zwar stieg die Produktenverarbeitung um 2,8 Prozent an, doch die überwiegende Raffinerieerzeugung aus Rohöl sank um 0,8 Prozent und hatte einen Anteil von rund 88 Prozent. Die 2019 nahezu unveränderte inländische Raffineriekapazität von 102,9 Millionen Tonnen wurde im Jahr 2019 mit 84,8 Prozent ausgelastet; 2018 betrug die Auslastung noch 85,4 Prozent.⁹

Abbildung 2: Mineralölverbrauch und Raffinerieerzeugung in Deutschland 2019

Mio. Tonnen



Quelle: eigene Darstellung, basierend auf MWV 2020

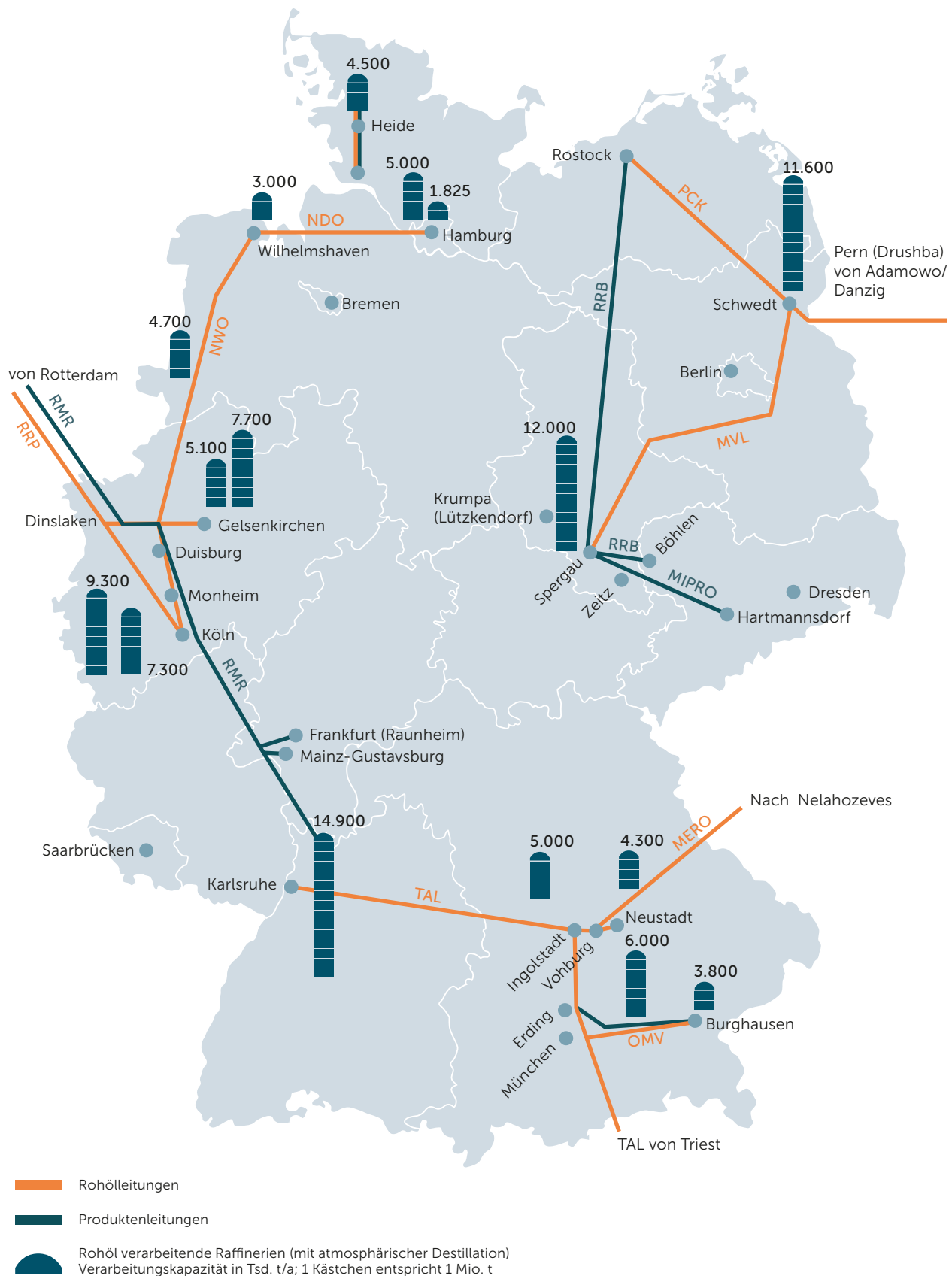
⁶ Haendschke, Schuster, Rumpke 2011, 25.

⁷ MWV 2020, 70.

⁸ BAFA, Daten der Jahre 2016 bis 2019.

⁹ AGE 2020a, 11.

Abbildung 3: Standorte und Produktion der Mineralölverarbeitung und der chemischen Industrie



Quelle: MWV

Insgesamt ist die Auslastung der Kapazitäten seit 2016 (92,6 Prozent) leicht rückläufig.¹⁰ In der Raffinerieerzeugung war 2019 Dieselkraftstoff mit 30,5 Millionen Tonnen (Produktionsanteil 30,1 Prozent) weiterhin das hauptsächlich hergestellte Raffinerieprodukt in Deutschland. Allerdings hat die Dieselherstellung seit 2016 um gut acht Prozent abgenommen. Die darüber hinaus nachgefragten Mengen stammten aus Lagerbeständen oder Importen. Die Raffinerieproduktion von Benzin in Deutschland (19,2 Millionen Tonnen) ist weitgehend stabil. Sie kann im Gegensatz zur Dieselproduktion den inländischen Bedarf decken und Überschüsse gehen zum Teil in den Export. Das dritt wichtigste Raffinerieprodukt ist leichtes Heizöl mit einer Produktionsmenge von 11,9 Millionen Tonnen im Jahr 2019. Die produzierten Mengen sind seit 2016 weitgehend gleichgeblieben.¹¹

Deutschland importiert das verarbeitete Rohöl nahezu vollständig

Deutschland ist nach globalen Maßstäben ein ressourcenarmes Land und muss daher den Großteil seiner Energieträger (Erdöl, Erdgas, Steinkohle) importieren. Die Versorgung mit Rohöl basiert in Deutschland mit 98 Prozent (86 Millionen Tonnen) nahezu vollständig auf Importen und ist stark diversifiziert durch Bezugsquellen aus rund 30 Lieferländern. Zusätzlich ist die Versorgung durch ein Bevorratungssystem abgesichert. Die bedeutendsten Rohöl-Lieferländer waren 2019 Russland (Anteil 31,5 Prozent), Norwegen (11,3 Prozent) und Großbritannien (11,9 Prozent), aus denen zusammen 54,7 Prozent der deutschen Rohölimporte stammten. Daneben waren Libyen, Kasachstan, Nigeria und die USA weitere wichtige Bezugsländer von Rohöl.¹² Zwei Prozent (1,9 Millionen Tonnen) des Rohöls stammten 2019 aus der deutschen Erdölförderung, die im Wesentlichen in Niedersachsen und Schleswig-Holstein betrieben wird. Die deutsche Erdölgewinnung ist tendenziell rückläufig, da die Altfelder und Lagerstätten zunehmend erschöpft sind.

Die Pipelines nach und innerhalb Deutschlands dienen dem Transport von Rohöl zu den Raffinerien sowie von Halbfertig- und Fertigprodukten aus den Raffinerien an Verteiler-Tanklager, die chemische Industrie und Flughäfen. Von den 2019 importierten 86 Millionen Tonnen Rohöl kamen etwa 61 Millionen Tonnen (72 Prozent) über Rohrleitungen nach Deutschland. Zusammen mit der innerhalb Deutschlands in Produktpipelines transportierten

Menge von gut 24 Millionen Tonnen liefen rund 85 Millionen Tonnen Rohöl und Mineralölprodukte durch Pipelines.¹³ Verschiedene Rohöle können trotz variierender Qualitäten und Eigenschaften nacheinander in Pipelines transportiert werden.

2.2 Die Standorte und Produktion der Mineralölverarbeitung und der chemischen Industrie sind eng miteinander verflochten

In Europa ist Deutschland mit einem Anteil von 15,6 Prozent an der gesamten Mineralölverarbeitung vor Spanien (12,4 Prozent) und Italien (11,2 Prozent) der größte Raffineriestandort.¹⁴ Aus der jahrzehntelangen Entwicklung der Raffinerien haben sich standortbedingte Produktionsschwerpunkte ergeben. Daher können sie unterteilt werden in rohstofforientierte Raffinerien, die in der Nähe zu Ölvorkommen beziehungsweise -zugängen gebaut wurden, und absatzorientierte Raffinerien, die nahe an Verbrauchszentren liegen. Die chemische Industrie und die Mineralölindustrie sind durch den Austausch von Vorleistungen und Zwischenprodukten eng miteinander verflochten, das ist auch an den Standorten der Produktionsanlagen erkennbar. Raffinerien und Petrochemie liegen nahe beieinander und bilden Cluster. Durch den gemeinschaftlichen Betrieb von Dienstleistungen und technischen Anlagen erhöhen sie ihre Effizienz an den Standorten. Auch Industriepartner aus der Chemie und Kunststoffverarbeitung haben Produktionsanlagen in räumlicher Nähe zu Raffineriestandorten angesiedelt.¹⁵ Raffinerien, die in der Nähe von Ballungsräumen angesiedelt sind, übernehmen auch eine wichtige Funktion bei der Belieferung von Flughäfen mit Kerosin.

Die Strukturen an den Raffineriestandorten sind weitgehend stabil, auch wenn es gelegentlich zu Eigentümerwechseln beziehungsweise dem Verkauf oder Erwerb von Beteiligungen gekommen ist. Die letzte Schließung eines deutschen Raffineriestandorts gab es im Jahr 2011, als die Wilhelmshavener Raffinerie ihren Betrieb einstellte.¹⁶ 2020 wurde die gut erhaltene Raffinerie von einem neuen Eigentümer in Teilen wieder in Betrieb genommen, sodass es aktuell 14 Raffinerien in Deutschland gibt. Besitzer der Raffinerien sind in der Regel international aktive Energieunternehmen mit Firmensitzen im Ausland. Derzeit ist nur die H&R-Raffinerie in der Hand eines deutschen Eigentümers. Inzwischen investieren aber nicht mehr ausschließlich Mineralölunternehmen in Raffinerien. Ein Beispiel für

¹⁰ MWV 2020, 66.

¹¹ MWV 2020, 66.

¹² AGEB 2020a, 11.

¹³ DESTATIS 2021a, 64.

¹⁴ CONCAWE 2021.

¹⁵ HWWI 2010, 17 und MWV 2015, 20–21.

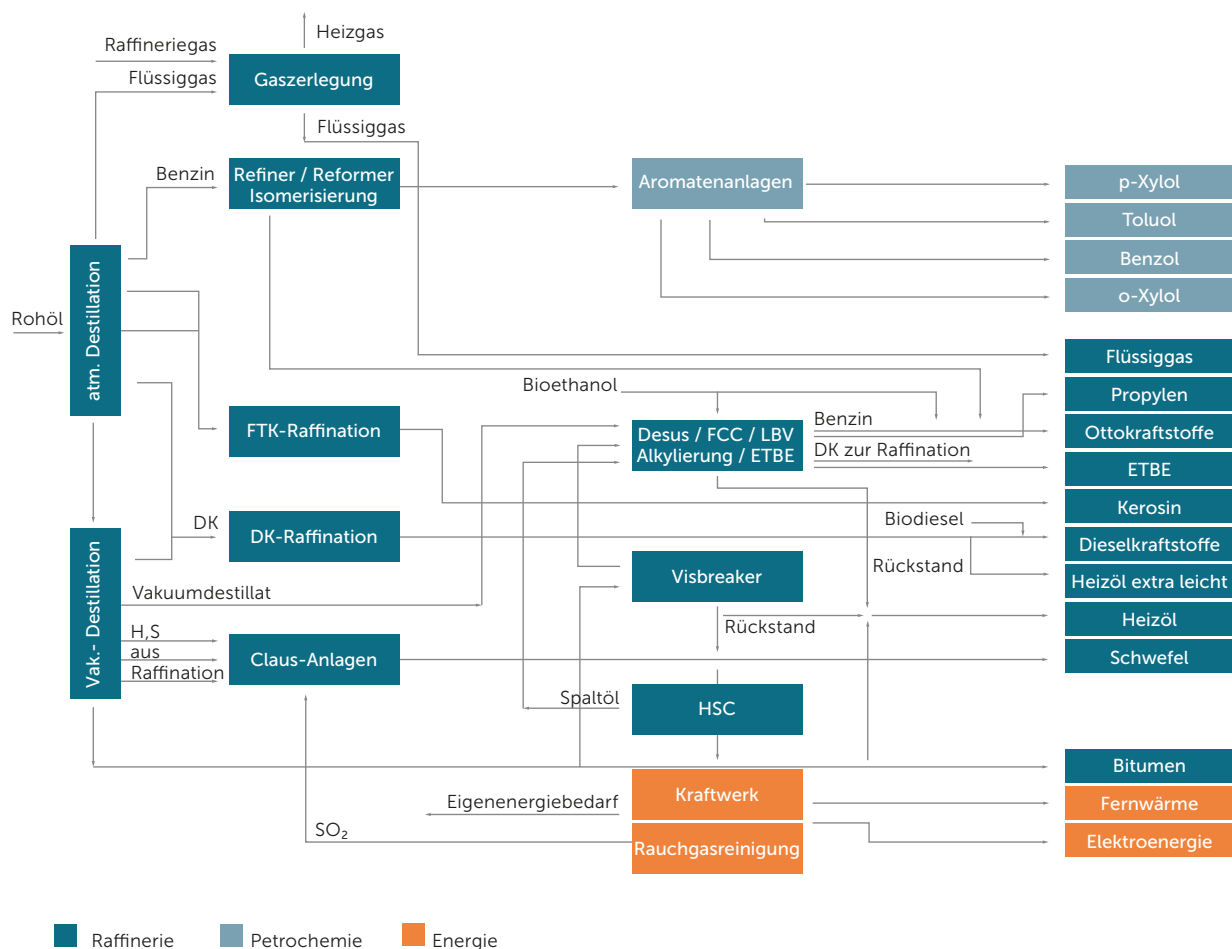
¹⁶ Schmid, Hadwiger, Wilke 2019, 15.

ein Investorenkonzept ist die Raffinerie Heide, hinter der die Klesch Group (Großbritannien) steht.

Die Raffinerien unterscheiden sich in ihren Produktionskapazitäten und den Arten der Verarbeitungsanlagen zur Herstellung von Mineralölprodukten. Die Verarbeitungsprozesse sind auf bestimmte Rohölsorten ausgerichtet. Da die physikalisch-chemischen Eigenschaften der Rohölsorten variieren, werden die technischen Anlagen und Prozesse auf die Verarbeitung eines von den Anlagenbetreibern jeweils zu definierenden chemischen Spektrums optimiert. Neben einer Destillationskolonne sind diverse Kombinationen von sekundären Verarbeitungsanlagen in Raffinerien möglich. Raffinerien verfügen über katalytische Crack- und Hydrocrackanlagen, in denen Kohlenwasserstoffe umgeformt, kombiniert und gespalten sowie Verunreinigungen entfernt werden.¹⁷

Da hauptsächlich leichte Produkte wie Benzin, Diesel, Kerosin und Heizöl nachgefragt werden, ist das Ziel, die schweren Bestandteile des Rohöls in leichte zu wandeln. Die aus einem bestimmten Rohöl herstellbaren Produkte sind im Produktionsprozess der Destillation in ihrem Verhältnis zueinander nur in engen Grenzen variierbar (Koppelproduktion). Um die Ausbeute der wertvollen Produktanteile zu erhöhen, werden die aus der Destillation gewonnenen Fraktionen (Gas, Benzine und Mitteldestillate wie Kerosin und Gasöl) in darauf folgenden Konversionsprozessen (Cracken) chemisch so verändert, dass der Anteil leichter Mineralölprodukte steigt.^{18, 19} Moderne Raffinerien haben ein möglichst breites Produktportfolio, weil das die Ausbeute des Rohöls in Kopplungsprozessen erleichtert und rentabler macht. Das hat aber Grenzen: Veränderungen der Produktanteile über 10 bis 20 Prozent hinaus sind nur durch bauliche Maßnahmen an den Raffinerieanlagen möglich.²⁰

Abbildung 4: Beispielhafter Verarbeitungsprozess in einer Mineralölraffinerie



Quelle: MWV

¹⁷ Haendschke, Schuster, Rumpke 2011, 34–35.

¹⁸ Richter 2015, 22.

¹⁹ Haendschke, Schuster, Rumpke 2011, 27.

²⁰ Prognos 2018, 143.

Tabelle 1: Raffinerien in Deutschland

Unternehmen	Standort	Eigentümer	Produktionskapazität in Mio. t p.a.	Anzahl Beschäftigte	Nelson-Index
Raffinerie Heide GmbH	Heide	Klesch Group (UK)	4,5	560	9,5
H&R Oelwerke Schindler GmbH	Hamburg-Neuhof	H&R Gruppe	0,8	300	
Holborn Raffinerie Europa GmbH	Hamburg-Harburg	Oilinvest (Netherlands) B. V. (Deutsche Tamoil)	5,0	300	6,11*
Nynas GmbH & CO. KG	Hamburg-Harburg	Nynas AB	1,8	280	
HES International	Wilhelmshaven	HES International	2,5		
BP Raffinerie Lingen	Lingen	BP	4,7	611	>14
PCK Raffinerie GmbH	Schwedt	PCK Shell (37,5 %) / Rosneft (54,17 %) / ENI (8,33 %)	11,6	1.200	9,8
Ruhr Oel GmbH	Gelsenkirchen	BP	12,8	1.900	8,4
Total Raffinerie Mitteldeutschland GmbH	Leuna	TOTAL	12,0	660	
Rheinland Raffinerie Werk Nord / Werk Süd	Köln-Wesseling und -Godorf	Shell	16,6	3.000	
MiRO Mineralölraffinerie Oberrhein GmbH & Co. KG	Karlsruhe	Phillips66 (18,75 %) / ExxonMobil (25 %) / Shell (32,25 %) / ROSNEFT (24 %)	14,9	1.000	9,4
Gunvor Raffinerie Ingolstadt GmbH	Ingolstadt	Gunvor	5,0	360	7,4*
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH	Neustadt/Vohburg	ENI (20 %) / VARO (51,4 %) / ROSNEFT (28,57 %)	10,3	790	8,1
OMV Deutschland GmbH	Burghausen	OMV	3,8	500	

* Daten von 2017

Quellen: eigene Darstellung. Die zum Aufbau der Tabelle genutzten Quellen siehe Seite 49.

Der Grad der Komplexität einer Raffinerie basiert in der Regel auf der Anzahl der Anlagen mit sekundärer Umwandlungskapazität, wie zum Beispiel Fluid Catalytic Crackern, Alkylierungs-, Hydrocracking-, Reforming- und Coking-Einheiten. Eine hohe Komplexität in der Produktion ist ein wichtiger Faktor für die Wettbewerbsfähigkeit von Raffinerien. Ermittelt wird sie mit dem Nelson-Komplexitätsindex, der die sekundäre Umwandlungskapazität einer Raffinerie mit ihrer primären Destillationskapazität vergleicht. Je höher der Wert, desto höherwertige Produkte stellt eine Raffinerie her. Die deutschen Raffinerien haben im internationalen Vergleich gute Nelson-Index-Werte.²¹

Darüber hinaus ist eine hohe Flexibilität in der Produktion wichtig, damit Raffinerien auf Nachfrageverände-

rungen reagieren können. Dafür werden die Prozesse so weit digitalisiert, dass die Produktion tagesaktuell auf die variierende Nachfrage nach Produkten einstellbar ist, die Produktion also von Tag zu Tag im Schwerpunkt wechseln kann.

²¹ Schmid, Hadwiger, Wilke 2019, 18–19.

2.3 Zwischenfazit

Die 14 deutschen Raffineriestandorte haben eine große strategische Bedeutung für die heimische Energieversorgung mit Brenn- und Kraftstoffen in den Bereichen Mobilität und Wärmeerzeugung sowie in der Bereitstellung von Zwischenprodukten zur Weiterverarbeitung durch die chemisch-pharmazeutische Industrie. Die Verarbeitungsanlagen der Raffinerien und der Petrochemie sind durch Cluster eng miteinander verbunden und mit den Anlagen der chemisch-pharmazeutischen Industrie vernetzt. Die Zusammenarbeit der Unternehmen in Verbünden stärkt ihre Position im internationalen Wettbewerb ebenso wie die relativ hohe Komplexität und die Flexibilität der mineralölverarbeitenden Anlagen. Die Strukturen der Raffinerien sind trotz gelegentlicher Eigentümerwechsel beziehungsweise des Verkaufs/Erwerbs von Gesellschaftsanteilen weitgehend stabil. Der Rohstoff Erdöl wird zu nahezu 100 Prozent importiert.

3

3. Transformationstrends: Demografischer Wandel und Digitalisierung

3.1 Demografischer Wandel

Im Januar 2019 arbeiteten im Wirtschaftszweig Mineralölverarbeitung nach Angaben des Statistischen Bundesamtes 17.405 Beschäftigte, im Jahr 2009 waren es noch 18.667 Beschäftigte gewesen.²² Knapp sieben Prozent der sozialversicherungspflichtig Beschäftigten waren 2018 in Teilzeit tätig. In der Produktion von Raffinerien ist Teilzeitarbeit weniger verbreitet als in den Bereichen Service, Verwaltung und Forschung. Leiharbeit ist in der Branche mit geschätzt etwa 550 Arbeitskräften im Jahr 2015 nur wenig verbreitet. Sie kommt meist in den Bereichen Lager, Logistik und Kommissionierung zum Einsatz.²³

Die hohen Sicherheitsbestimmungen führen dazu, dass in Raffinerien überwiegend Unternehmen eingesetzt werden, die im Rahmen eines Dienst- oder Werkvertrags technische Dienst- oder Werksleistungen für den Auftraggeber erbringen, zum Beispiel in Zeiten von Turnarounds. Werkvertragsnehmer beziehungsweise Kontraktoren werden teilweise auch permanent beauftragt und decken Leistungen ab wie Rohrleitungsbau, handwerkliche Tätigkeiten, Maschinen- und Anlagenbau, Betrieb von Kantinen, Reinigung oder Wachdienst. Auch Ingenieurs- und IT-Leistungen können dazu gehören. Geschätzt rund 6.000 Arbeitskräfte sind in deutschen Raffinerien auf Basis von Werkverträgen permanent tätig und ergänzen die Stammbesetzung.²⁴

Im Jahr 2017 waren 39 Prozent der Beschäftigten 50 Jahre und älter. Diese Gruppe von rund 10.000 Beschäftigten wird in den Jahren 2027 bis 2032 in Rente gehen.²⁵ Eine Verjüngung der Betriebe hat in den vergangenen Jahren nicht stattgefunden. Nahezu alle Raffineriestandorte waren oder sind von Restrukturierungen betroffen mit dem Ziel, effizienter zu produzieren, das Produktportfolio anzupassen und Personal abzubauen. Dem Personalabbau folgt oft keine Neustrukturierung der Arbeitsprozesse. Die Restrukturierungen führen daher zu Personalmangel und

bedeuten für die verbliebenen Beschäftigten eine stärkere Arbeitsverdichtung, Mehrarbeit und höheren Druck. Das betrifft nicht nur die Produktion, sondern auch Beschäftigte in Service und Verwaltung.²⁶

Trotz einer starken Tarifbindung und hoher Entgelte wird es für Raffinerien immer schwerer, offene Stellen zu besetzen. Bewerber sind zurückhaltend, weil

- die Zukunft der Branche durch sich rasant verändernde klimapolitische Rahmenbedingungen und Absatzmärkte ungewiss
- und die Arbeitsbelastung hoch ist,
- die akademische Ausbildung zunehmend der betrieblichen vorgezogen wird
- und die in Raffinerien erforderliche Schichtarbeit nicht attraktiv ist.
- Hinzu kommt, dass Raffinerien ein Imageproblem haben und in Ballungsräumen mit anderen Groß- und Industriebetrieben um Fachkräfte konkurrieren.²⁷

Hochqualifizierte Arbeitskräfte aus technischen Berufen wie dem Ingenieurwesen oder der Chemie werden in Raffinerien in Zukunft ebenso gebraucht wie solche aus den Bereichen Ökonomie und Jura. Die technische, betriebswirtschaftliche und juristische Expertise akademischer Arbeitskräfte wird für den bevorstehenden Wandel der Raffinerien benötigt, beispielsweise um neue Geschäftsmodelle zu entwerfen und rechtlich abzusichern oder den technischen Umbau von Anlagen zu planen und zu begleiten. Chemie-Facharbeitskräfte, die die Produktionsanlagen kontrollieren und steuern, sind auch zukünftig notwendig.

²² DESTATIS 2020a.

²³ Schmid, Hadwiger, Hilke 2019, 44–48.

²⁴ Schmid, Hadwiger, Hilke 2019, 49–50.

²⁵ Schmid, Hadwiger, Hilke 2019, 50–51.

²⁶ Schmid, Hadwiger, Hilke 2019, 56–59.

²⁷ Schmid, Hadwiger, Hilke 2019.

3.2 Digitalisierung

Die mineralölverarbeitenden Unternehmen stehen unter dem stetig steigenden Druck, ihre Leistung und Rentabilität zu verbessern. Der Wettbewerb im Downstream-Geschäft führt zu einer kontinuierlichen Suche nach Möglichkeiten zur Optimierung der Prozesse in der gesamten Wertschöpfungskette. Die Produktionsprozesse in Raffinerien haben bereits einen sehr hohen Grad der Automatisierung, ohne die die komplexen Anlagen nicht effizient zu betreiben wären. In der Digitalisierung, etwa durch Unternehmens- und Echtzeit-Steuerungssysteme, gibt es noch Nachholbedarf. Die Herausforderung, Kosten zu reduzieren und effizienter zu werden, führt zu einer verstärkten Digitalisierung in der Mineralölindustrie, sowohl im Upstream als auch im Downstream.

Sensoren zur Datenerfassung sind immer preiswerter geworden und befinden sich in der Industrie bereits seit Jahren in der Anwendung. Raffinerien sind schon lange mit vielen unterschiedlichen Sensoren ausgerüstet, die eine Echtzeit-Datenerfassung und -sammlung ermöglichen, etwa von Messwerten wie Temperatur, Druck, Dichte, pH-Wert und Durchfluss in den diversen Produktionsabschnitten. Die Daten werden in die zentralen Messwarten übertragen und unterstützen die optimale Steuerung der Anlagen. So funktioniert auch die vorausschauende Instandhaltung: Sensoren an den bekannten Schwachstellen zu installieren, bietet die Möglichkeit, den Anlagenzustand in Echtzeit zu überwachen und beispielsweise mit drahtlosen Korrosionssensoren Oxidationsprozesse von Metallen festzustellen, bevor Schäden entstehen, die zu Anlagenausfällen führen könnten. So genannte DARQ-Technologien, das heißt, der Einsatz von offenen Datenaustauschsystemen (zum Beispiel Distributed Ledger Technologie, DLT), Extended Reality²⁸, künstlicher Intelligenz oder leistungsfähigen Supercomputern, werden von den meisten Unternehmen bereits getestet.²⁹ Die wohl bekannteste Form der DLT ist die Blockchain, die Computer- und Kryptotechnologie hinter der Kryptowährung Bitcoin. Den daran Teilnehmenden, die sich weder gegenseitig kennen noch vertrauen müssen, ist damit eine gemeinsame Verwaltung von Daten möglich. DLT ist eine normalerweise kryptografisch gesicherte Datenbank-Technologie, mit der die Mitglieder eines über mehrere Standorte, Institutionen und Regionen verteilten Netzwerks auf die zur Nutzung einsehbaren Daten zugreifen können und eine Kopie davon besitzen. Unerlaubte Änderungen an den Daten sind schnell nachvollziehbar

und können daher verhindert beziehungsweise revidiert werden.³⁰ DLT wird eine wachsende Bedeutung in unterschiedlichen Bereichen der Wirtschaft zugeschrieben, beispielsweise im Management von Lieferketten beim Transport von und Handel mit Gütern oder bei der ökonomischen Betrachtung des CO₂-Fußabdrucks von Produkten. In der Mineralölindustrie bieten sich Einsatzmöglichkeiten im Energiehandel. Beispielsweise hat ein Konsortium aus den Ölkonzernen BP, Shell, der norwegischen Equinor und den Handelshäusern Mercuria Energy Group, Koch Supply and Trading und Gunvor eigenen Angaben zufolge die weltweit erste aktive digitale Plattform für den Energiehandel gegründet. Sie basiert auf der Blockchain-Technologie und soll Ineffizienzen im Handel und in der Abwicklung verringern, die Transparenz optimieren und das Risiko des Betrugs minimieren.³¹

Dieser Trend zur Digitalisierung wird sich auch in Zukunft weiter fortsetzen. Eine Untersuchung der Unternehmens- und Technologieberatung Accenture in der internationalen Raffineriebranche kam zu dem Ergebnis, dass 56 Prozent der befragten Führungskräfte ihre Investitionen in digitale Systeme im Jahr 2019 erhöht haben. 19 Prozent der Befragten gaben an, ihre Digitalinvestitionen um mehr als 20 Prozent gesteigert zu haben. Zu den Investitionen zählten beispielsweise Systeme zur digitalen Datenanalyse, digitale Plattformen, Internet of Things, Sensoren oder Edge Computing. Die größten Optimierungspotenziale sehen 60 Prozent in der Digitalisierung der Produktionsplanung und -ausführung. Die Hälfte der Befragten will stärker in die Digitalisierung von Wartung und Betriebssicherheit investieren und 30 Prozent erwarten in Ingenieurs- und Kapitalprojekten positive Wirkungen. Der Treiber dieser Entwicklung liegt in der Suche nach einer höheren Wertschöpfung. Elf Prozent der Befragten antworteten, dass die Margen ihrer Unternehmen durch Digitalinvestitionen um sieben bis zehn Prozent gestiegen seien.³²

Aus der Sicht von Accenture ist der nächste Schritt in der Digitalisierung, die brachliegenden Potenziale zu erschließen. Neben der Anlagensteuerung und der vorausschauenden Instandhaltung von Produktionsanlagen könnte die fortschreitende Digitalisierung auch einen wichtigen Beitrag zur Optimierung der Produktionsplanung und der Lieferkette leisten. Selbst minimale Kostenvorteile können sich bei den in Raffinerien produzierten Mengen zu stattlichen Summen addieren. Mit Daten aus der Produk-

²⁸ Unter Extended Reality (XR) werden auch die erweiterte (Augmented Reality, AR) und virtuelle Realität (Virtual Reality, VR) zusammengefasst.

²⁹ Erhardt, Plogmann 2020, 42.

³⁰ CVJ.

³¹ VAKT 2021.

³² Accenture 2019, 6–10.

tionsanlage, dem Wetter in den Liefergebieten und der schwankenden Nachfrage nach Rohöl könnte künstliche Intelligenz eine optimale Versorgungskette für den Rohstoff und die produktionsnotwendigen Stoffe berechnen und so Lager- und Transportkosten reduzieren und Versorgungsengpässe vermeiden. Darüber hinaus könnte die Digitalisierung die Flexibilität in der Produktionsplanung erhöhen. Die Flexibilität einer Raffinerie ist der entscheidende Faktor für die schnelle Reaktion auf variierende Energie- und Rohstoffpreise und die Marktnachfrage. Mit einer geeigneten Planungssoftware könnte – gestützt durch Predictive Analytics – frühzeitig ein erhöhter Bedarf beispielsweise an Dieselmotorkraftstoff erkennbar werden. Wenn eine Raffinerie ihre Dieselmotorkraftstoffproduktion innerhalb eines Tages statt einer Woche steigern kann, entsteht daraus ein großer Wettbewerbsvorteil.³³

Bei der Umsetzung der Digitalisierung arbeiten die großen Öl- und Gaskonzerne mit Internetriesen wie Amazon, Microsoft und Google zusammen. Große Datenmengen werden von Rechenzentren in Clouds übertragen und können mit den Technologien der Tech-Konzerne ausgewertet werden und zu Senkungen der Betriebskosten führen.³⁴

Widerstand bei den Beschäftigten

Gut drei Viertel der von Accenture befragten Führungskräfte gaben an, dass ihre Beschäftigten offen für die Digitalisierung ihrer Arbeitsabläufe und schon weiter als die Unternehmen selbst seien. Allerdings berichten auch 48 Prozent der Führungskräfte von einem wachsenden Widerstand unter den Arbeitskräften gegen die Digitalisierung und Hindernissen in ihrer Unternehmenskultur.

Die Auswirkungen der zunehmenden Digitalisierung in den Produktionsanlagen von Raffinerien dürften in der Regel eher in Veränderungen der Arbeitsabläufe als im Stellenabbau liegen. Den technisch ausgebildeten Beschäftigten sind digitale Arbeitsvorgänge vertraut. Durch entsprechende Schulungen ist auch die Einarbeitung in veränderte Abläufe möglich und zu unterstützen. Weiterbildungen sind einzubetten in ein strukturiertes Change Management, das die Beschäftigten auch kommunikativ durch Veränderungsprozesse begleitet und Reibungsverluste minimiert.

Die Veränderungen für die Beschäftigten in der Verwaltung von Raffinerien werden dagegen als gravierender als in der Technik eingeschätzt. In den Abteilungen IT, Einkauf, Service, Finance und in den Laboren sind Umbrü-

che zu beobachten, die ein erhebliches Potenzial zum Stellenabbau bergen. Schwerpunktmäßig in internationalen Konzernen gibt es einen Trend zum Outsourcing von Tätigkeiten an externe Dienstleister oder zum Aufbau von konzerninternen Shared Services, die die Tätigkeiten und Arbeitsplätze an den Standorten ersetzen können. Organisatorische und administrative Aufgaben werden im Sinne eines Selfservice zunehmend auf die einzelnen Beschäftigten übertragen. Ein weiterer Trend ist das Crowdfunding, bei dem Arbeitsaufgaben, beispielsweise im Einkauf oder Finanzwesen, zentral auf internationalen Crowdfunding-Plattformen ausgeschrieben werden.³⁵

3.3 Zwischenfazit

Der hohe Druck durch den internationalen Wettbewerb und der Zwang zur Kostenoptimierung wirken sich auf die Personalsituation in Raffinerien aus. Die Anzahl der Beschäftigten in der Branche sinkt stetig und die Erbringung von Leistungen über Werkvertragsverhältnisse spielt eine bedeutende Rolle in Raffinerien. Die Digitalisierung von Arbeitsprozessen ist in den technischen Anlagen unverzichtbar und schreitet stetig weiter fort. Während die Digitalisierung technischer Arbeitsplätze ein geringes Potenzial zum Stellenabbau hat, sind Arbeitsplätze in der Verwaltung einem hohen Risiko ausgesetzt. Dennoch werden künftig hochqualifizierte Arbeitskräfte in Technik und Verwaltung für die bevorstehenden Transformationsprozesse in Raffinerien gebraucht.

³³ Erhardt, Plogmann 2020, 43.

³⁴ Witsch 2021.

³⁵ Schmid, Hadwiger, Hilke 2019, 61–62.

4

4. Transformationstrends: Corona-Pandemie, Globalisierung und Markttrends

Zur Einschätzung der Transformationsprozesse in deutschen Raffinerien werden im Folgenden relevante strukturelle und aktuelle Entwicklungen in Deutschland, Europa und teilweise global betrachtet. Als wichtigste Einflussfaktoren auf die Transformationstrends sind langfristig die in Europa eingeführten und geplanten Maßnahmen zur Bekämpfung des Klimawandels sowie die derzeitigen Auswirkungen der Corona-Pandemie einzuschätzen. Sie beeinflussen sowohl die Transformation in Raffinerien selbst als auch in den Märkten ihrer Kundschaft. Auf anderen Kontinenten sind die Reaktionen von Regierungen und Unternehmen auf den Klimawandel in der Regel noch nicht so stark ausgeprägt, dass sie in ähnlichem Maße wie in Europa Transformationsprozesse auslösen würden.

4.1 Corona-Pandemie

Die aktuellen Entwicklungen im Jahr 2020 waren primär von der Corona-Pandemie beeinflusst, zu deren Bekämpfung von der Bundes- und den Landesregierungen ein bundesweiter Lockdown mit einschneidenden Maßnahmen zur Beschränkung des öffentlichen Lebens ergriffen wurde. Dazu zählten ab März 2020 beispielsweise die Schließung von Schulen, Geschäften des Einzelhandels, Gastronomiebetrieben und die Verlagerung weiter Teile der Bürotätigkeiten von Arbeitkräften ins Homeoffice. Zudem wurden nationale sowie internationale Reisen zeitweise unterbunden beziehungsweise auf ein Minimum reduziert. Dies führte 2020 zu einem Einbruch des Bruttoinlandsprodukts in Deutschland von fünf Prozent gegenüber dem Vorjahr. Die Auswirkungen waren in nahezu allen Wirtschaftsbereichen deutlich zu spüren, sowohl bei den Dienstleistungen als auch im produzierenden Gewerbe. Der stationäre Handel, Verkehr und Gastgewerbe waren mit 6,3 Prozent im Minus, der Online-Handel entwickelte sich dagegen positiv. Im produzierenden Gewerbe schrumpfte das BIP um 9,7 Prozent, lediglich die Bauindustrie konnte sich gegen die Rezession stemmen und legte um 1,4 Prozent zu. Im verarbeitenden Gewerbe

betrug der Rückgang der Wirtschaftsleistung sogar 10,4 Prozent. Der private Konsum sank um 6,0 Prozent, die Exporte um 9,9 Prozent und die Importe um 8,6 Prozent. Anderen großen Volkswirtschaften erging es ähnlich, denn es kam zeit- und teilweise zu Grenzsicherungen und Unterbrechungen von Lieferketten.³⁶

4.2 Globalisierung und Markttrends

4.2.1 Hohe Verluste in der internationalen Mineralölindustrie durch die Pandemie

Die Auswirkungen der Lockdowns im Zuge der Corona-Pandemie haben auch die internationale Mineralölindustrie schwer getroffen. Die 5 Big Oil Majors ExxonMobil, BP, Shell, Chevron und Total meldeten für das Jahr 2020 Rekordverluste, die sich auf 76 Milliarden Dollar addierten. Der mit rund 69 Milliarden Dollar größte Teil dieser Verluste ist auf Wertminderungen und Abschreibungen aufgrund des gesunkenen Ölpreises zurückzuführen. Die Öl- und Gasproduktion der 5 Oil Majors fiel um fast fünf Prozent.³⁷ Die höchsten Verluste meldete ExxonMobil mit 22,4 Milliarden Dollar,³⁸ gefolgt von Shell mit einem Minus von 21,7³⁹ und BP mit 20,3 Milliarden Dollar.⁴⁰ Total und Chevron meldeten Verluste zwischen fünf und sechs Milliarden Dollar.⁴¹ Der pandemiebedingte Einbruch der Ölnachfrage hatte Auswirkungen auf die Ölförderung. Es waren insgesamt neun Millionen Barrel pro Tag (mb/d) an Förderkapazitäten (Upstream) frei, die 2020 nicht genutzt wurden. Daher haben die Mineralölunternehmen rund 30 Prozent ihrer geplanten Investitionen nicht realisiert und Expansionspläne zurückgeschraubt. Gleichzeitig haben Raffinerien international mit großvolumigen Expansionen und einem strukturellen Nachfragerückgang, der zu Überkapazitäten in ihren Produktionsanlagen führt, zu kämpfen. Aus Sicht der Internationalen Energie Agentur (IEA) ist der Kapazitätsüberhang nur durch Raffinerieschließungen zu beheben. Globale Raffinerieschließungen im Umfang von 3,6 mb/d sind bereits angekündigt. Doch um die Produktionskapazitäten

³⁶ DESTATIS 2021b.

³⁷ Rystad 2021.

³⁸ ExxonMobil 2021.

³⁹ Shell 2021.

⁴⁰ BP 2021a.

⁴¹ OGJ 2021.

zu wenigstens 80 Prozent auszulasten, ist ein Kapazitätsabbau von mindestens 6 mb/d erforderlich.⁴²

Deutliche Absatzrückgänge in der deutschen Mineralölverarbeitung

Der Rückgang der Wirtschaftsleistung führte 2020 zu einem um 8,7 Prozent verringerten Energieverbrauch gegenüber dem Vorjahr und sank damit auf einen historischen Tiefstand von 11.691 Petajoule (PJ). Der Verbrauch von Mineralölprodukten schrumpfte um 12,1 Prozent auf 3.965 PJ. Die Nachfrage nach Benzin (-9,3 Prozent) und Dieselmotorkraftstoff (-7,7 Prozent) sank, und bei Flugkraftstoff (-52,9 Prozent) kam es zu einem dramatischen Einbruch des Absatzes, da der Personenluftverkehr zeitweise nahezu vollständig eingestellt wurde. Bei leichtem Heizöl kam es zu einer erhöhten Nachfrage (+5,5 Prozent), weil Besitzer von Ölheizungen die auf zeitweise rund 40 Euro je 100 Liter⁴³ gesunkenen Preise nutzten, um ihre Tanks kostengünstig aufzufüllen. Die Raffinerien zeigten sich flexibel und stellten ihre Produktion von Kerosin auf Heizöl um. Zwar bleibt Mineralöl weiterhin der wichtigste Energieträger im deutschen Energiemix, aber der Trend zum Rückgang fossiler Energien und zu einer Zunahme erneuerbarer Energien (+3 Prozent) hielt auch 2020 an. Die Raffineriekapazitäten in der deutschen Mineralölverarbeitung blieben mit 102,7 Millionen Tonnen unverändert, ihre Auslastung sank 2020 allerdings um 2,1 Prozent auf 82,7 Prozent und folgte damit dem Trend der vergangenen Jahre.⁴⁴

Peak Oil Demand: Ist der Höhepunkt der Ölnachfrage bereits erreicht?

BP geht davon aus, dass der Höhepunkt (Peak Oil Demand) der Nachfrage nach Mineralölprodukten bereits überschritten ist. Der Mineralölkonzern stellt sich laut seinem Energy Outlook 2020 darauf ein, dass die Nachfrage nach Öl in den kommenden 30 Jahren sinken wird. In drei unterschiedlichen Szenarien beträgt die Bandbreite der sinkenden Ölnachfrage zwischen 20 und 80 Prozent bis 2050. Das Ausmaß und die Geschwindigkeit dieser Entwicklung hängen vom Anstieg der Effizienz und der Elektrifizierung von Fahrzeugantrieben ab. Die abnehmende Bedeutung von fossilen Kraftstoffen wird von einer Zunahme des Anteils erneuerbarer Energien und größeren Bedeutung elektrischer Energie begleitet. Der dem zugrunde liegende Wandel zu einem CO₂-ärmeren Energiesystem führt nach Einschätzung von BP zu einer

fundamentalen Restrukturierung des globalen Energiesystems, das einen vielfältigeren Energiemix habe und dem Verbraucher mehr Auswahl biete, zu lokaleren Energiemärkten und steigenden Niveaus der Integration und des Wettbewerbs.⁴⁵

Die IEA betrachtet die Pandemie als Auslöser für Veränderungen, die die bisherigen Prognosen für eine ungebremste Fortsetzung des stetigen Nachfragewachstums nach Öl unwahrscheinlich machen. Demnach ist damit zu rechnen, dass sich der Absatz von Mineralölprodukten langsam erholen dürfte und erst 2023 wieder das Niveau von 2019 erreichen könnte, weil die Corona-Pandemie und ihre Auswirkungen in den westlichen Ländern nur langsam überwunden werden. Das betrifft kurzfristig beispielsweise internationale Urlaubsreisen. Mittelfristig könnte in vielen Unternehmen die durch die Pandemie bedingte Verlagerung der Arbeit ins Homeoffice für die Beschäftigten zur Regel werden, beispielsweise für zwei oder drei Tage in der Woche. Zudem könnten Videokonferenzen auch künftig einen wesentlichen Teil der Dienstreisen und Flüge ersetzen. Immer mehr Regierungen setzen für die Erholung ihrer Wirtschaft auf nachhaltige Impulse in Richtung einer Reduktion des CO₂-Ausstoßes. Dass es international bis 2026 trotzdem noch zu einem moderateren Anstieg der Ölnachfrage kommen könnte, liegt aus Sicht der IEA an Wachstumsmärkten in Asien mit steigenden Bevölkerungszahlen und Einkommen.⁴⁶ Auch die Organisation erdölexportierender Staaten (OPEC) sieht den Wandel des Energiemixes auf eher reiche Industrienationen wie in Europa sowie Nord- und Südamerika begrenzt. Durch die Zunahme der Weltbevölkerung und das Wirtschaftswachstum vor allem in China und Indien werde der Ölverbrauch weiter ansteigen und Öl auch 2045 noch den größten Anteil am globalen Energiemix haben.⁴⁷

Während die Nachfrage nach Kraftstoffen voraussichtlich sinkt, wird bei leichteren Raffinerieprodukten wie Ethan, LPG und Naphtha ein steigender Nachfrageanteil aus der chemischen Industrie von heute knapp 20 Prozent auf 23 bis 30 Prozent in 2040 erwartet.⁴⁸ Raffinerien tendieren daher dazu, entweder steigende Mengen leichterer Rohöle zu verarbeiten oder ihre Integration mit petrochemischen Betrieben zu vertiefen.

⁴² IEA 2021, 5.

⁴³ Heizöl24 2021.

⁴⁴ AGE 2020b.

⁴⁵ BP 2020a, 6.

⁴⁶ IEA 2021, 4.

⁴⁷ OPEC 2020, 7.

⁴⁸ IEA 2020, 63.

Strukturelle Entwicklungen im globalen Raffineriemarkt

Strukturelle Entwicklungen im globalen Raffineriemarkt stellen eine Herausforderung für die langfristige Wettbewerbsfähigkeit der 79 Raffinerien in der EU (inklusive Norwegen und der Schweiz und exklusive Großbritannien) dar. Eine Welle neuer Investitionen in die Raffinerieindustrie wird die weltweiten Kapazitäten in den kommenden Jahren erhöhen. In einem konservativen Szenario rechnet die IEA zwischen 2018 und 2040 mit der Inbetriebnahme von etwa 15 mb/d an neuen Kapazitäten, vor allem in den sich entwickelnden Volkswirtschaften in Asien und im Nahen/Mittleren Osten. Diese Regionen profitieren entweder von vorteilhaften Rohstoffen oder einer steigenden Binnennachfrage.⁴⁹ Es entstehen moderne Raffinerie-Zentren, die zu geringen Kosten für Energie und Umweltauflagen und mit hohen Kapazitätsauslastungen produzieren können. Diese neuen Raffineriezentren sind auch in der Lage, verschiedenste Mineralölprodukte international zu handeln, und stellen somit einen wichtigen Wettbewerbsfaktor für Raffinerien in der EU dar. Die Frachtkosten in der Schifffahrt sind durch das Aufkommen großer multiproduktfähiger Tanker gesunken. Das könnte zu steigenden Importen von Mineralölprodukten in Europa führen.⁵⁰ Um im globalen Wettbewerb zu bestehen, sind die wichtigsten Faktoren

- Investitionen in neue und Upgrading bestehender Technologien sowie
- die Integration in ökonomische Wertschöpfungsketten.

Eine Analyse ergab, dass die auf der Rhein-Danube-Linie (von den Niederlanden und Belgien über Deutschland, Österreich, Polen, Tschechien, die Slowakei und Ungarn bis nach Rumänien) liegenden europäischen Raffinerien in dieser Hinsicht gut aufgestellt sind. Den deutschen Raffinerien wird eine überwiegend gute Wettbewerbsfähigkeit zugeschrieben. Alle anderen Raffinerien in der EU werden bis auf wenige Ausnahmen einem erhöhten Wettbewerb ausgesetzt sein.⁵¹

4.2.2 Pkw-Markt für Neuwagen

Starke Rückgänge bei Pkw-Neuzulassungen – der Trend zu Elektrofahrzeugen steigt deutlich

Am 1. Januar 2021 waren insgesamt 59,0 Millionen Kraftfahrzeuge in Deutschland zugelassen, davon 48,3 Millionen

Personenkraftwagen (Pkw) und 6,1 Millionen Nutzfahrzeuge.^{52, 53} Der Bestand an Pkw und Nutzfahrzeugen ist in den vergangenen Jahren kontinuierlich gestiegen. Unter den Pkw gibt es mehr Fahrzeuge mit Benzinantrieb (31.435.340 Fahrzeuge / 65,2 Prozent) als Dieselantrieb (15.060.124 / 31,2 Prozent).⁵⁴

Durch die Corona-Pandemie hat sich im Laufe des Jahres 2020 der Absatz von Neufahrzeugen stark reduziert. EU-weit ist die Zahl der Neuzulassungen um 23,7 Prozent gesunken im Vergleich zu 2019. Spanien (-32,3 Prozent), Italien (-27,9 Prozent) und Frankreich (-25,5 Prozent) verzeichneten die stärksten Rückgänge bei den Neuzulassungen. In Deutschland gingen die Neuzulassungen immerhin noch um 19,1 Prozent zurück.⁵⁵ Bei den Neuzulassungen in Deutschland haben die alternativen Antriebe (batterieelektrisch, Hybrid, Plug-in, Brennstoffzelle, Gas, Wasserstoff) erstmals einen Anteil von rund 25 Prozent erreicht. Der Anteil von Pkw mit reinem Elektroantrieb stieg sogar um 206 Prozent an, knapp die Hälfte davon waren private Neuzulassungen. Ein dauerhafter Anstieg der Zulassungszahlen elektrischer Antriebe um jährlich rund 22 Prozent ist erforderlich, damit das von der Bundesregierung angestrebte Ziel von sieben bis zehn Millionen Elektrofahrzeugen in Deutschland bis 2030 erreicht wird.⁵⁶ Die gestiegenen Verkaufszahlen von Elektrofahrzeugen sind zu einem großen Teil das Ergebnis von Kaufanreizen, die als Bestandteile von Konjunkturpaketen im Zuge der Corona-Pandemie aufgelegt wurden. Das zeigt sich nicht nur in Deutschland, sondern auch in Frankreich und Italien.⁵⁷ Der Trend bei den Neuzulassungen in Europa zu Null- und Niedrigemissionsfahrzeugen setzte sich auch im 1. Quartal 2021 weiter fort und der Anteil konventioneller Benzin- und Dieselantriebe sank auf 65 Prozent.⁵⁸

Der Verkehr hat nach der Energiewirtschaft und der Industrie mit einem Anteil von 18,9 Prozent den drittgrößten CO₂-Ausstoß in Deutschland.⁵⁹ Durch die stufenweise Verschärfung der Abgas- und der Kraftstoffvorschriften und damit einhergehenden Optimierungen in der Abgasnachbehandlung bei Pkw sind die spezifischen Emissionen an Schwefeldioxid (-98 Prozent), Stickstoffdioxid (-41,3 Prozent), Feinstaub (-82 Prozent) und Kohlendioxid (-9 Prozent) seit 1995 zum Teil deutlich gesunken. Diese

⁴⁹ IEA 2020, 62–63.

⁵⁰ CIEP 2017, 11.

⁵¹ CIEP 2017, 29.

⁵² KBA 2021a.

⁵³ Zusammen mit rund 4,6 Millionen Krafträdern und 600.000 Oldtimern ergeben sich 59 Millionen Kraftfahrzeuge.

⁵⁴ KBA 2021b.

⁵⁵ ACEA 2021.

⁵⁶ KBA 2021c.

⁵⁷ Berger 2021, 11.

⁵⁸ ACEA 2021b.

⁵⁹ BMU 2020a, 25.

Emissionsminderungen wurden durch die Zunahme des Verkehrsaufkommens (Gesamtfahrleistung) um knapp 29 Prozent seit 1991 teilweise wieder ausgeglichen.⁶⁰ Die Politik versucht bereits, die Schadstoff- und insbesondere die Treibhausgasemissionen⁶¹ durch regulatorische Maßnahmen zu verringern. Beispielsweise sind in der Novelle des Klimaschutzgesetzes⁶² im Mai 2021 die verbindlichen Ziele für die Treibhausgaseinsparung noch einmal verschärft worden. Im Verkehrssektor wird demnach eine Senkung der jährlichen CO₂-Emissionen von 150 Millionen Tonnen CO₂-Äq⁶³ im Jahr 2020 auf 85 Millionen Tonnen CO₂-Äq im Jahr 2030 angestrebt. Das entspricht einer Reduktion von 44 Prozent und stellt für die im Mobilitätssektor aktiven Unternehmen eine enorme Herausforderung dar.

Alle Automobilhersteller haben in den vergangenen Jahren mit der Entwicklung und Herstellung von elektrisch betriebenen Fahrzeugen begonnen und treiben dies weiter voran. Auslöser dafür sind die Emissionsziele der Europäischen Union, die damit den CO₂-Ausstoß der Neufahrzeuge in den Fahrzeugflotten der Hersteller reduzieren will. Die CO₂-Emissionen von Elektrofahrzeugen werden im Flottenverbrauch nicht angerechnet, sodass die Hersteller damit den CO₂-Ausstoß ihrer gesamten Neuwagenflotte, die auch weiterhin noch neu zugelassene Fahrzeuge mit Verbrennungsmotoren enthält, reduzieren können. Da die Ziele mit technischen Optimierungen der Verbrennungsmotoren nicht erreichbar sind, ist der Aufbau einer elektrisch betriebenen Modellpalette technisch die einzige Option, um die CO₂-Emissionswerte zu erfüllen und empfindliche Strafzahlungen an die EU beim Verfehlen der Ziele zu vermeiden. Bis Ende 2023 werden die deutschen Konzernmarken voraussichtlich 150 teilweise oder vollständig elektrisch betriebene Fahrzeugmodelle im Angebot haben.⁶⁴ Mit dem Ausbau der Modellpalette geht auch eine Erhöhung der Produktionskapazitäten für Elektrofahrzeuge einher. Im Jahr 2022 sind europaweit 35 Produktionsstandorte für batteriebetriebene Elektrofahrzeuge (BEV) mit einer Pro-

duktionskapazität von 1,2 Millionen vollelektrischen Pkw zu erwarten. In Deutschland sollen bis 2022 die jährlichen Kapazitäten auf rund 600.000 BEV ansteigen und bis 2025 auf über 1,1 Millionen Fahrzeuge pro Jahr ausgebaut werden. An deutschen Standorten sollen dann gut 50 Prozent aller in Europa hergestellten vollelektrischen Pkw produziert werden.⁶⁵

Die Planungen der Automobilindustrie sehen eine Wende in der Produktion von Benzin- und Diesel- zu Elektrofahrzeugen in den nächsten 5 bis 15 Jahren vor. General Motors beispielsweise hat angekündigt, bis 2040 als Unternehmen klimaneutral werden zu wollen und die Produktion von Fahrzeugen mit Verbrennungsmotoren bis 2035 auslaufen lassen.⁶⁶ Ford Europe plant, dass bis Mitte 2026 100 Prozent seines Pkw-Angebots in Europa emissionsfrei, vollelektrisch oder ein Plug-in-Hybrid sind und erwartet, dass bis 2030 zwei Drittel seines Fahrzeugabsatzes Elektroantriebe sein werden.⁶⁷ Audi entwickelt noch einen konkreten Zeitplan für den Abschied vom Verbrennungsmotor, will aber in spätestens 10 bis 15 Jahren ausschließlich Fahrzeuge mit Elektroantrieb anbieten.⁶⁸ Daimler entwickelt seine Verbrennungsmotoren nicht mehr weiter und Jaguar will sie ab 2025 auslaufen lassen.⁶⁹ Volvo will 2025 jeweils 50 Prozent seiner Neufahrzeuge mit batterieelektrischem Antrieb und als Hybridfahrzeuge verkaufen und keine Verbrennungsmotoren mehr.⁷⁰ Auch Volkswagen will seine letzte Plattform für Verbrennungsmotoren 2026 entwickeln.⁷¹ Trotz der Umschichtung der Investitionen in die Entwicklung und Produktion von elektrischen Antrieben nennt eine ganze Reihe von Autoherstellern kein konkretes Datum für die Produktion ihres letzten Fahrzeugs mit Verbrennungsmotor und hält sich scheinbar Optionen offen. Ohnehin werden auch für Hybridfahrzeuge neben dem elektrischen Antrieb Verbrennungsmotoren gebraucht.

Andere alternative Energieträger im Pkw-Bereich wie Erdgas (Compressed Natural Gas, CNG) und Wasserstoff werden in den kommenden Jahren von deutschen Auto-

⁶⁰ UBA 2020^a.

⁶¹ Zu den Treibhausgasen zählen gemäß Bundes-Klimaschutzgesetz Kohlendioxid (CO₂), Methan (CH₄), Distickstoffoxid (N₂O), Schwefelhexafluorid (SF₆), Stickstofftrifluorid (NF₃) sowie teilfluorierte Kohlenwasserstoffe (HFKW) und perfluorierte Kohlenwasserstoffe (PFKW). (§2 Satz 1 KSG).

⁶² Novelle des KSG vom 11.05.2021, §4, Anlage 2.

⁶³ Ein CO₂-Äquivalent (Kohlendioxid-Äquivalent), abgekürzt CO₂-Äq, ist ein Maß zum Vergleich der Emissionen verschiedener Treibhausgase auf der Grundlage ihres Treibhauspotenzials. Dazu werden die Mengen anderer Treibhausgase in die äquivalente Menge an Kohlendioxid mit demselben Treibhauspotenzial umgerechnet. CO₂-Äquivalente werden üblicherweise als Millionen Tonnen (Mio. t) beziffert. Quelle: Eurostat 2017.

⁶⁴ SZ 2021.

⁶⁵ CATI 2020, 6–8.

⁶⁶ Greencarcongress 2021.

⁶⁷ Ford 2021.

⁶⁸ WIWO 2021.

⁶⁹ AMS 2021a.

⁷⁰ HB 2021a.

⁷¹ Tagesspiegel 2021.

herstellern nicht weiterentwickelt. Für den Bestand von 98.605 Erdgasfahrzeugen standen 2020 in Deutschland 823 CNG-Tankstellen zur Verfügung. Nach der Ankündigung des Volkswagen Konzerns im Frühjahr 2020, keine neuen Fahrzeugmodelle mit Erdgasantrieb zu entwickeln und die aktuellen CNG-Serienmodelle der Marken Volkswagen, Audi, Skoda und Seat auslaufen zu lassen, stellt nur noch der Fiat-Konzern serienmäßige Erdgasfahrzeuge her.⁷²

Ob Wasserstoff neben der Elektromobilität eine Zukunft im Pkw-Bereich hat, ist vor allem eine Kostenfrage. Hohe Herstellungskosten und Kraftstoffpreise sowie häufigere Wartungsintervalle sind derzeit entscheidende Hindernisse für die Brennstoffzellentechnologie. Deutsche Autohersteller fokussieren sich auf elektrische Antriebe und entwickeln die Brennstoffzellentechnologie im Pkw-Bereich derzeit nicht weiter. In asiatischen Ländern, zum Beispiel in China, gibt es noch mehrere Hersteller, die Brennstoffzellen-Pkw aktiv weiterentwickeln. Unterstützung bei der Markteinführung der Technologie kommt dort vom Staat, der sowohl den Erwerb von Fahrzeugen als auch den Aufbau des Tankstellennetzes finanziell unterstützt.⁷³ Zukünftig könnte der Brennstoffzellenantrieb daher in asiatischen Ländern noch wachsen und deutsche Ingenieurdienstleister entwickeln auch weiterhin technische Komponenten für Pkw-Brennstoffzellenantriebe asiatischer Fahrzeughersteller.

Der Wandel der Automobilindustrie in Richtung Elektromobilität hat gravierende Folgen für das Segment der Verbrennungsmotoren. Entwicklungskapazitäten und -budgets werden abgebaut beziehungsweise verlagert in Richtung elektrischer Antriebsstränge. Eine Weiterentwicklung von Verbrennungsmotoren ist künftig nicht mehr vorgesehen. Das führt beispielsweise dazu, dass in Unternehmen der Automobilzulieferindustrie die Entwicklungsabteilungen für Verbrennungsmotoren geschlossen und hochqualifizierte und -spezialisierte Beschäftigte entlassen werden. Damit geht ein Verlust von Know-how in dieser Antriebstechnologie einher.

Die Unternehmen der deutschen Automobilindustrie investieren große Kapazitäten und viel Geld in den Transformationsprozess. Die damit verbundenen Unsicherheiten sind allerdings sehr groß. Auf der einen Seite drohen ihnen weiter verschärfte Senkungen der Grenzwerte für CO₂- und lokale Schadstoffemissionen, die technisch nicht

realisierbar sind und den Absatz von Fahrzeugen mit Verbrennungsmotoren praktisch unmöglich machen. Auf der anderen Seite muss die Akzeptanz breiter Käuferschichten für den Kauf von Elektrofahrzeugen, etwa durch die Schließung der Lücken in der Ladeinfrastruktur und Erhöhung der Reichweiten im Fahrzeugbetrieb, erst noch geschaffen werden, um die erforderlichen Absatzzahlen zu erreichen.⁷⁴

4.2.3 Güterverkehr auf der Straße

Je schwerer die Nutzfahrzeuge, desto herausfordernder die Elektrifizierung der Antriebe

Am 1. Januar 2021 waren in Deutschland rund 6,1 Millionen Nutzfahrzeuge zugelassen. Darunter befanden sich 3,4 Millionen Lastkraftwagen (Lkw), 2,3 Millionen Zugmaschinen, 75.548 Kraftomnibusse und 322.952 sonstige Kfz.⁷⁵ Bei den schweren Nutzfahrzeugen in Europa dominiert der Dieselantrieb mit einem Anteil 97,8 Prozent an den Antriebsarten und bei den leichten Nutzfahrzeugen mit 89,5 Prozent.⁷⁶

Der Umsatz der Unternehmen im Bereich Güterbeförderung im Straßenverkehr in Deutschland ist von 2013 (31,39 Milliarden Euro) bis 2019 (35,97 Milliarden Euro) um 12,7 Prozent gestiegen. Damit verbunden ist in diesem Zeitraum auch ein Anstieg der Jahresfahrleistung der Lkw um 11,2 Prozent auf 67,3 Milliarden Kilometer im Jahr 2019. Diese Zunahme ist vor allem auf eine steigende Jahresfahrleistung bei den leichten Nutzfahrzeugen bis 3,5 Tonnen zulässiges Gesamtgewicht (zGG) von plus 15,8 Prozent zurückzuführen.⁷⁷ Dazu dürfte vor allem eine steigende Nachfrage im Bereich der Post-, Kurier- und Expressdienste (KEP) beigetragen haben, die 2020 im Zuge der Corona-Pandemie noch einmal gestiegen ist.

Die bei der Entwicklung von Lkw erzielten technischen Fortschritte durch optimierte Motoren und Abgasnachbehandlung sowie schadstoffärmere Kraftstoffe führten dazu, dass die Fahrzeugemissionen von Schwefeldioxid und Kohlendioxid seit 1995 deutlich gesunken sind. Diese Fortschritte wurden allerdings durch den gestiegenen Verkehrsaufwand nahezu wieder ausgeglichen. Die Kohlendioxid-Emissionen im Straßengüterverkehr erhöhten sich sogar trotz technischer Verbesserungen von 1995 bis 2018 um 22 Prozent.⁷⁸ Obwohl Nutzfahrzeuge nur einen Anteil von 10,3 Prozent am Gesamtbestand aller Kraftfahrzeuge darstellen, tragen sie mit 35,1 Prozent aller

⁷² EID Tankstellen 2021a, 25.

⁷³ NOW 2020.

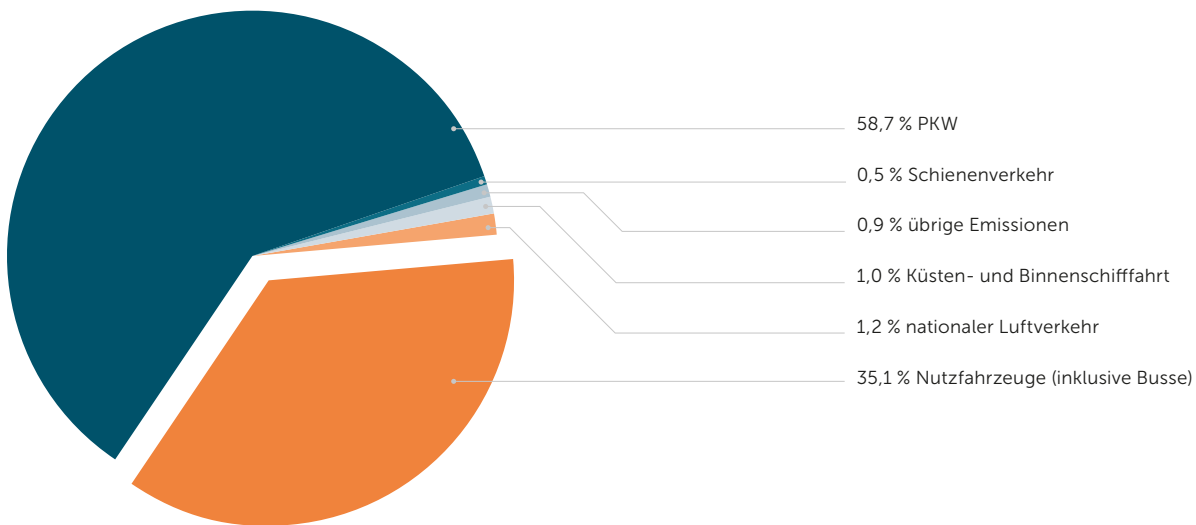
⁷⁴ SZ 2021.

⁷⁵ KBA 2021a.

⁷⁶ ACEA 2021c, 14–15.

⁷⁷ KBA 2020.

⁷⁸ UBA 2020a.

Abbildung 5: Anteile der Verkehrsträger an den CO₂-Emissionen im Verkehrssektor 2018

Quelle: UBA 2020b

Treibhausgasemissionen überproportional zum Ausstoß von Klimagasen im Verkehr bei.⁷⁹

Angesichts der stetig gestiegenen und voraussichtlich weiter steigenden Fahrleistungen und CO₂-Emissionen hat die EU 2019 erstmals CO₂-Flottenzielwerte für schwere Nutzfahrzeuge ab 3,5 Tonnen zGG eingeführt. Demzufolge muss der CO₂-Ausstoß neuer schwerer Nutzfahrzeuge bis 2025 um 15 Prozent im Vergleich zu 2019 reduziert werden. Bis 2030 sind die CO₂-Emissionen um mindestens 30 Prozent zu verringern.⁸⁰ Verbrennungsmotoren mit fossilen Kraftstoffen können diese Ziele nicht erfüllen. Verfehlen die Hersteller diese Ziele, drohen hohe Strafzahlungen an die EU. Dadurch ergibt sich im Nutzfahrzeugbereich ein vergleichbarer Druck auf die Hersteller wie im Pkw-Segment. Daher bleibt nur die Entwicklung alternativer Antriebstechnologien als Option.

Als Alternativen im Nutzfahrzeugbereich kommen (teil-) elektrische Antriebe, Wasserstoff und verflüssigtes Erdgas (Liquified Natural Gas, LNG) infrage. LNG hat den Vorteil, dass es bereits eine kleine Auswahl von serienmäßigen Fahrzeugmodellen unterschiedlicher Hersteller gibt, die Dauer des Tankvorgangs mit der von herkömmlichen Kraftstoffen vergleichbar ist und es für den Einsatz im Fernverkehr geeignet ist. Allerdings war das LNG-Tankstellennetz in Deutschland Ende 2020 mit 37 LNG-Tankstellen noch vergleichsweise dünn. Die Mineralölwirtschaft

und die Erdgasbranche haben sich darauf verständigt, bis 2025 bundesweit 200 LNG-Stationen zu betreiben. LNG wird im Schwerlastverkehr als Alternative gesehen, weil bei Verbrennung des Gases 15 Prozent weniger CO₂, 85 Prozent weniger Stickoxide und kaum noch Feinstaub emittiert werden. Mit regenerativ erzeugtem Biomethan könnten die CO₂-Emissionen um bis zu 65 Prozent sinken.⁸¹ Sofern LNG aus Erdgas (Methan) hergestellt wird, ist der Vorteil bei den CO₂-Emissionen gering und damit nur als Übergangslösung bis zur Verfügbarkeit von biogenem und synthetischem Methan zu betrachten.

Wasserstoff-Brennstoffzellen deutscher Hersteller als Antriebsoption für schwere Nutzfahrzeuge befinden sich noch in der Entwicklungs- beziehungsweise Demonstrationsphase. Sie eignen sich auch für den Fernverkehr, emittieren keine lokalen Schadstoffe und fahren beim Einsatz von grünem Wasserstoff⁸² klimaneutral. Ob sich der Wasserstoffantrieb in der sehr kostengetriebenen Transportbranche durchsetzen wird, ist ungewiss. Wasserstoff als Kraftstoff ist deutlich teurer als Dieselmotorkraftstoff und Strom und auch die Fahrzeugtechnik ist deutlich komplexer als bei Elektro- und Dieselantrieben. Zurzeit gibt es fast 150 Wasserstofftankstellen in Europa, 92 davon befinden sich in Deutschland.⁸³ Der Ausbau eines Tankstellennetzes ist mit hohen Investitionskosten von rund einer Million Euro pro H₂-Tankstelle verbunden.⁸⁴ Den Einsatz von serienmäßig hergestellten Brennstoffzellen-Lkw er-

⁷⁹ BMU 2020e, 36.

⁸⁰ UBA 2021.

⁸¹ EID Tankstellen 2021a, 26.

⁸² Grüner Wasserstoff wird durch die Elektrolyse von Wasser unter Einsatz von Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt. Dadurch ist er klimaneutral.

⁸³ H₂ Mobility 2021.

⁸⁴ Business Insider 2021.

probt Hyundai gemeinsam mit mehreren Logistikunternehmen und Konsumgüterherstellern in der Schweiz. Die im Jahr 2020 ausgelieferten ersten 50 Fahrzeuge sollen bis 2025 zu einer Flotte von 1.600 Lkw ausgebaut und mit grünem Wasserstoff angetrieben werden.⁸⁵ Bei leichten Nutzfahrzeugen bieten französische Fahrzeughersteller serienmäßig elektrische Antriebe in Kombination mit Brennstoffzellentechnologie zur Verlängerung der Reichweite an.⁸⁶

Elektrische Antriebe im Segment der schweren Nutzfahrzeuge befinden sich derzeit noch in der Demonstrations- beziehungsweise Pilotphase. Eine Option könnte der Betrieb mit Oberleitungen sein, was durch die direkte Stromnutzung einen hohen Wirkungsgrad hätte. Allerdings ist noch eine Reihe von Herausforderungen in der Fahrzeugtechnik zu bewältigen. Für die leichten Nutzfahrzeuge bis 3,5 Tonnen zulässiges Gesamtgewicht (zGG) sowie mittlere Nutzfahrzeuge von 3,5 bis 7,5 Tonnen zGG, die im städtischen Verkehr beziehungsweise im Verteilverkehr in Einsatz sind, eignet sich ein elektrischer batteriebasierter Antrieb, weil sie im Lauf eines Tages keine weiten Strecken zurücklegen müssen. Die Hälfte der Lkw in Europa fährt täglich Distanzen von weniger als 300 Kilometern und bietet damit das höchste Potenzial für eine Elektrifizierung des Antriebs.⁸⁷ Die Boston Consulting Group sieht bei Lkw ein Potenzial von 70 Prozent bis 2030 für den Batterieantrieb in Europa.⁸⁸ Für schwere Nutzfahrzeuge von mehr als 7,5 Tonnen zGG und den Ferntransport wird es aufgrund der noch zu geringen Energiedichte der Batterien auf absehbare Zeit Beeinträchtigungen bei der Reichweite geben. Da aber vor allem schwere Nutzfahrzeuge auf langen Strecken den höchsten Ausstoß an Schadstoff- und CO₂-Emissionen haben, stellen sie mit Blick auf den Umwelt- und Klimaschutz noch eine Herausforderung dar.⁸⁹

Wie schnell treibhausgasarm angetriebene Neufahrzeuge die Verbrennungsmotoren im Bestand ersetzen werden, hängt maßgeblich vom Verhalten der Betreiber der Fahrzeugflotten ab, die zu einem wesentlichen Teil aus kleinen und mittelständischen Speditionen bestehen. Zwar betrachten einer Umfrage unter 800 Speditionen in Europa zufolge zwei Drittel der Unternehmen die Dekarbonisierung als prioritär im Frachtbereich, aber viele sehen in der Verbesserung der Umweltbedingungen keine geschäftlichen Vorteile. 43 Prozent der Spediteure sind nicht

in der Lage, ihre Emissionen zu berechnen und darüber zu berichten. Die Wahrscheinlichkeit, dass sie operative Maßnahmen zur Dekarbonisierung ergreifen, ist doppelt so hoch wie die, technische Kraftstoffeinsparmaßnahmen umzusetzen. Begrenztes Know-how und Unsicherheit stellen die größten Barrieren für die Einführung von Dekarbonisierungsmaßnahmen dar. Gleichzeitig sind ein hoher Kostendruck und die Erwartungen der Kundschaft wichtige Einflussfaktoren für Klimaschutzmaßnahmen.⁹⁰ Die Total Costs of Ownership (TCO) sind ein zentraler Faktor bei dem Umstieg auf alternative Antriebe, zumal erhöhte TCO nicht vollständig in der Wertschöpfungskette weitergegeben werden können.

Es ist davon auszugehen, dass Verbrennungsmotoren im Bestand der schweren Nutzfahrzeuge von mehr als 7,5 Tonnen zGG noch länger eine Rolle spielen werden, bis sie durch alternative Antriebe ersetzt werden können. Das betrifft mit Blick auf das Bezugsjahr 2019 rund 313.000 Lkw mit einer Jahresfahrleistung von knapp 12 Milliarden Kilometern.⁹¹ Um hier zeitnah eine Treibhausgasreduktion zu erzielen, könnten treibhausgasarme biogene und synthetische Kraftstoffe einen wichtigen Beitrag leisten. Das hätte für Flottenbetreiber den Vorteil, dass ein Wechsel der Antriebsart nicht erforderlich wäre.

4.2.4 Tankstellenmarkt

Die Tankstelle der Zukunft bietet diverse Energieträger und Services an

In der Mineralölversorgung sind die Tankstellen der Vertriebsweg für den Absatz der Kraftstoffe an die Endkunden. Ende 2020 gab es insgesamt 14.100 Tankstellen in Deutschland. Das Tankstellennetz wird stetig kleiner: Die Entwicklung der Anzahl der Tankstellen hatte 1969 mit 46.484 Standorten ihren Höhepunkt und sank in den Folgejahren bis 1991 stark bis auf 19.013. Seitdem verlangsamte sich der Trend zum Tankstellabbau, und seit 2012 ist die Zahl der Tankstellen relativ konstant. Die Corona-Pandemie hat die Zahl der Tankstellen nicht beeinflusst, allerdings rechnet die Branche für das Jahr 2020 mit einem rund zehn Prozent geringeren Verkauf von Kraftstoffen. Beim Kraftstoffabsatz führte 2020 Aral mit einem Marktanteil von 21 Prozent, dicht gefolgt von Shell mit 20 Prozent. Auf den weiteren Plätzen folgen Jet (10,5, Prozent), Total (9,5 Prozent) und Esso (7,0 Prozent).⁹²

⁸⁵ Hyundai 2019.

⁸⁶ Citroën 2021 und Peugeot 2021.

⁸⁷ T&E 2021.

⁸⁸ WIWO 2019.

⁸⁹ PWC 2020.

⁹⁰ Toelke, McKinnon 2021, 3.

⁹¹ KBA 2020.

⁹² EID Tankstellen 2021b, 8–10.

Die Tankstellenbranche stellt sich darauf ein, dass die klassischen Kraftstoffarten Benzin und Diesel den Absatz noch eine Zeit lang dominieren, aber mit dem Anstieg der Elektromobilität tendenziell abnehmen werden. Flüssige biogene und synthetische Kraftstoffe werden erst mit steigenden Produktionsmengen ab 2030 in nennenswertem Umfang Benzin und Diesel sukzessive ersetzen können. Die Mineralölkonzerne haben damit begonnen, ihr Netz an Ladesäulen für elektrisch betriebene Fahrzeuge auf- und auszubauen. BP und der Volkswagen Konzern haben eine strategische Zusammenarbeit vereinbart, um ein Netz von ultraschnellen Ladesäulen in Europa an BP Tankstellen (in Deutschland die Marke Aral) aufzubauen. Insgesamt wird der Bau von 18.000 Ladesäulen angestrebt, was etwa einem Drittel der erwarteten Schnelllade-Nachfrage bis 2025 entspricht.⁹³ Shell plant bis 2030 die Errichtung von 1.000 Schnellladesäulen an seinen Tankstellen und eine Verdichtung seines Netzes an Wasserstoff- und LNG-Tankstellen. Mit einer neu erworbenen Tochtergesellschaft will Shell durch die Installation von Ladesäulen am Straßenrand, zum Beispiel an öffentlicher Straßenbeleuchtung, in den schnell wachsenden On-Street-Lademarkt expandieren. Total hat seine E-Mobility-Aktivitäten durch die Übernahme eines Unternehmens mit rund 1.400 Ladestationen mit über 2.000 Ladepunkten an B2B-Standorten gestärkt. Bis 2025 will Total je nach Marktentwicklung der Elektromobilität bis zu 40.000 Ladepunkte betreiben.⁹⁴ Die Mineralölindustrie geht mit diesem Engagement in die Richtung eines Energiedienstleisters.

Ob die Tankstellenbranche damit künftig zum führenden Anbieter von Ladestrom wird, ist davon abhängig, wie weit sie sich im Wettbewerb durchsetzen kann. Denn nicht nur die Mineralölanbieter errichten Ladesäulen, sondern auch die klassischen Stromkonzerne und Stadtwerke sowie Supermarktketten wie Rewe, die Discounter Aldi und Lidl und die Toom-Baumärkte bauen – teilweise in Kooperationen – ein Netz von Ladesäulen auf. Darüber hinaus hat die Schnellimbisskette McDonalds angekündigt, bis 2025 an allen McDrive-Filialen in Deutschland Ladesäulen errichten zu wollen. Um in diesem Wettbewerb nicht an Bedeutung zu verlieren, ist die Erschließung neuer Geschäftsmodelle im Bereich Mobilität für Tankstellen unerlässlich.⁹⁵

Eine Studie im Auftrag des Mineralölkonzerns Aral sieht die Tankstelle der Zukunft 2040 weiterhin als wichtigen Bau-

stein der Mobilität, die sich allerdings grundlegend wandeln und Optionen für neue Geschäftsfelder bieten könnte. Die konventionellen Kraftstoffe an den bestehenden Zapfsäulen könnten durch biogene und synthetische Kraftstoffe ersetzt werden, zusätzliche Zapfsäulen für LNG und Wasserstoff sowie Ultra-Fast-Charging-Ladesäulen mit bis zu 350 kW Ladeleistung für Elektrofahrzeuge könnten das Angebot an Energieträgern erweitern. Das Shop-Angebot würde demnach deutlich ausgebaut, und darüber hinaus könnten Tankstellen zum Umsteigeplatz für weiterführende Mobilitätsangebote werden, zum Beispiel in den Bereichen Carsharing, E-Bike-Verleih, Lufttaxi oder Wartungsservices für autonome Carpooling-Fahrzeuge.⁹⁶

Ob ein Durchbruch zur Mobilität mit Wasserstoff und LNG bis 2030 möglich wird, ist heute noch nicht erkennbar, da die Produktionskapazitäten für die Elektrolyse von grünem Wasserstoff erst noch aufgebaut werden müssen. Die Technologie für Wasserstoffmotoren im Nutzfahrzeugsegment ist noch zu entwickeln und eine bundesweite Infrastruktur für die Distribution des Gases zu errichten. Der Aufbau einer Wasserstoff- und einer LNG-Infrastruktur zusätzlich zu Ladestationen für die Elektromobilität ist mit sehr hohen Investitionskosten verbunden, deren Amortisation aus heutiger Sicht ungewiss bleibt.⁹⁷

4.2.5 Raumwärmemarkt

Die Anzahl der Ölheizungen sinkt langsam, aber kontinuierlich

Von den 42,6 Millionen Wohnungen, die es 2020 in Deutschland gab, wurde fast die Hälfte (42,5 Prozent) mit Gas (Erdgas, Biogas, Flüssiggas) beheizt. Ein Viertel aller Wohnungen (25 Prozent) wird mit Öl beheizt und 14,1 Prozent sind an ein Fernwärmenetz angeschlossen. 2,6 Prozent der Wohnungen werden mit Elektro-Wärmepumpen beheizt. Die Anteile der Energieträger im Wohnungsbestand befinden sich im Wandel. Bei den Baugenehmigungen 2020 dominierten mit 33,7 Prozent die Gasheizungen, dicht gefolgt von elektrischen Wärmepumpen mit 33,5 Prozent. Der Anteil der Ölheizungen am Gesamtabatz der Heizungshersteller in Deutschland ist seit 2015 rückläufig und erreichte 2020 mit 5,3 Prozent (44.500 Heizgeräte) einen Tiefstand.⁹⁸ In Neubauten werden Ölbrennwertheizungen nur noch selten installiert, sondern eher bei Modernisierungen gegen alte Geräte ausgetauscht. Vor allem in ländlichen Bereichen sind Ölheizungen wegen teils fehlender Anbindung an Gas- und Fernwärmenetze nur schwer zu ersetzen.

⁹³ BP 2021b.

⁹⁴ EID Tankstellen 2021b, 11–12.

⁹⁵ Business Insider 2020.

⁹⁶ Aral 2019.

⁹⁷ EID Tankstellen 2021a.

⁹⁸ Donnerbauer 2021, 8–16.

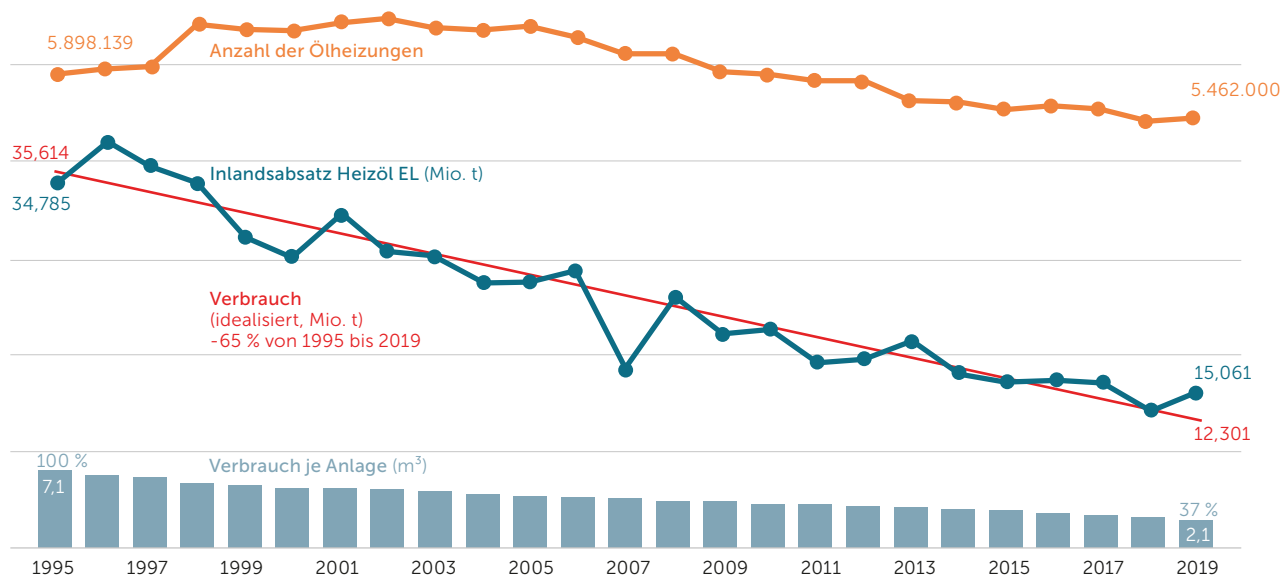
Während die Zahl der Ölheizungen im Bestand im Zeitraum 2000 bis 2019 um 13 Prozent auf etwa 5,5 Millionen Heizgeräte⁹⁹ gesunken ist, nahm der Heizölverbrauch in der gleichen Zeit von 27,9 auf 15,0 Millionen Tonnen um 46 Prozent¹⁰⁰ ab. Die Treibhausgasemissionen ölbeheizter Gebäude sanken im Zeitraum 1990 bis 2017 um 45 Prozent.¹⁰¹ Dies ist auf Fortschritte in der Effizienz der Heizungstechnik und die Einbindung erneuerbarer Energien sowie auf verbesserte Wärmedämmung im Gebäudebereich zurückzuführen. Mit der Einführung der Brennwerttechnik in den 90er-Jahren wurden Ölheizungen effizienter und verbrauchten weniger Brennstoff. Bei Installationen von neuen Ölheizgeräten kommen heute fast ausschließlich effiziente Brennwertgeräte zum Einsatz, die auch die im Abgas enthaltene latente Wärme durch Kondensation nutzen. Der Energieverbrauch moderner Brennwertgeräte kann daher bis zu 25 Prozent geringer ausfallen als der von Altsystemen. Hinzu kommt ein Trend zur Einbindung erneuerbarer Energien wie Solarthermie und Fotovoltaik sowie Holzöfen, die den Verbrauch fossiler Energie zusätzlich senken können.

Seit dem 1. November 2020 ist das neue Gebäudeenergiegesetz in Kraft. Darin ist vorgesehen, dass alte Ölheizungen bis zum 31. Dezember 2025 noch gegen neue

Ölbrennwertgeräte ausgetauscht werden dürfen. Ab dem 1. Januar 2026 ist der Austausch Alt gegen Neu nur noch als Hybridlösung unter Einbindung erneuerbarer Energien erlaubt. Als Hybrid gilt beispielsweise die Kombination eines Brennwertgeräts mit Solarthermie und einem Pufferspeicher.

Grundsätzlich könnten auch treibhausgasarme biogene oder synthetische Dieselmotorkraftstoffe mit einer für lange Lagerzeiten geeigneten Additivierung als Heizölersatz dienen. Aktuell laufen Feldversuche der Mineralölindustrie und der Heizungshersteller mit rund 50 Modellhäusern in Deutschland, in denen neue Brennstoffmischungen in der Praxis getestet werden. Einerseits kommt die bereits im Fahrzeugbereich eingesetzte sogenannte „R33“-Brennstoffmischung¹⁰² dabei zum Einsatz und andererseits eine HUCO33-Mischung, die aus 67 Prozent konventionellem Heizöl und 33 Prozent paraffinischem Bioöl auf der Basis von Altfetten und Reststoffen (Hydrogenated Used Cooking Oil, HUCO) besteht. Weder in dem bereits seit 2018 laufenden Feldversuch mit HUCO33 noch in dem im Herbst 2020 gestarteten R33-Praxistest gab es bisher Auffälligkeiten oder Funktionsstörungen an den Heizungsanlagen.

Abbildung 6: Anzahl der Ölheizungen und Inlandabsatz



Quellen: BAFA, ZfV

⁹⁹ Schornsteinfegerverband 2020.

¹⁰⁰ BAFA 2019.

¹⁰¹ TG 2019.

¹⁰² R33 steht für „Regenerativ 33“ und besteht aus 67 % konventionellem Heizöl, 7 % Biodiesel und 26 % hydriertem Bioöl auf Basis von Rest- und Abfallstoffen.

4.2.6 Luftverkehr

THG-Emissionen sind mittelfristig nur durch nachhaltige Flugkraftstoffe reduzierbar

Während die 24 größten Verkehrsflughäfen in Deutschland 2019 noch einen Rekord von 226,7 Millionen Fluggästen verzeichneten, mussten sie 2020 einen dramatischen Verlust der Passagierzahlen hinnehmen. Bedingt durch die Reiseeinschränkungen in der Corona-Pandemie sanken sie um rund 75 Prozent auf 57,8 Millionen Passagiere. Der Luftfrachtverkehr war davon weniger stark betroffen und sank um 4,1 Prozent.¹⁰³ Auch weltweit ist der Luftverkehr um zwei Drittel eingebrochen und eine Erholung wird nur langsam erwartet. Für die deutschen Fluggesellschaften führte die Reduzierung des Fluggastaufkommens um 75 Prozent auf 40 Millionen Fluggäste im Jahr 2020 zu hohen Verlusten.¹⁰⁴ Beispielsweise die Lufthansa verzeichnete mit einem Konzernergebnis von -6,7 Milliarden Euro (Vorjahr: +1,2 Milliarden Euro) den höchsten Verlust der Firmengeschichte. Das führte zu einem Rückgang der Beschäftigtenzahl um rund 28.000 und einer Verkleinerung der Konzernflotte, die auf 650 Flugzeuge im Jahr 2023 reduziert wird.¹⁰⁵

Nationale und internationale Verbände im Luftverkehr gehen allerdings davon aus, dass der Luftverkehr künftig weiter wachsen wird, nachdem die Corona-Pandemie überwunden ist. Den daraus resultierenden Anstieg der energiebedingten Klimagasemissionen will die internationale Luftfahrtindustrie bis 2050 um 50 Prozent gegenüber 2005 reduzieren. Der weltweite Luftverkehr hat einen Anteil von 3,5 Prozent an den von Menschen verursachten Veränderungen des Klimas. Nur ein Drittel der Klimawirkung ist durch CO₂-Emissionen bedingt, die anderen zwei Drittel gehen auf Nicht-CO₂-Effekte zurück, von denen Kondensstreifen und daraus resultierende Kondensstreifen-Zirren den größten Einfluss haben.¹⁰⁶

Verschiedene Maßnahmen und Maßnahmenbündel in technischen, operativen und infrastrukturellen Bereichen bis hin zur Kompensation von CO₂-Emissionen bieten sich an. Ihre Wirksamkeit ist allerdings teilweise begrenzt, denn technische Optimierungen, etwa zur Kraftstoffeinsparung, wurden bereits weitgehend ausgeschöpft oder benötigen lange Entwicklungszeiten. Die Entwicklung wesentlicher

Komponenten und Antriebssysteme für den Einsatz von regenerativ erzeugtem Strom oder verflüssigtem Wasserstoff bedürfen noch großer Anstrengungen in Forschung und Entwicklung, bevor ausgereifte und marktfähige Technologien zu Verfügung stehen. Die europäischen Luftverkehrsverbände erwarten nicht vor 2035 neue Antriebstechnologien.¹⁰⁷ Darum ist für die Luftfahrtbranche der Einsatz nachhaltiger Flugkraftstoffe (Sustainable Aviation Fuels, SAF) eine Art Königsweg, um die CO₂-Emissionen vergleichsweise schnell zu reduzieren. Allerdings ist die Verfügbarkeit von SAF noch begrenzt. Weltweit liegt der Anteil von SAF unter 0,1 Prozent und in Europa betrug er 2017 etwa 0,05 Prozent. Angesichts der auch in den kommenden Jahren noch begrenzten Verfügbarkeit bietet sich zunächst die Beimischung alternativer Komponenten zum Kerosin an. Darüber hinaus arbeiten Flugzeug-, Triebwerks- und Kraftstoffhersteller bereits an SAF, die nach leichten technischen Modifikationen auch zu 100 Prozent im Flugzeugbestand einsetzbar sein sollen.¹⁰⁸ Beispielsweise Boeing hat nach erfolgreichen Testflügen angekündigt, bis 2030 zu 100 Prozent SAF-fähige Flugzeuge ausliefern zu wollen.¹⁰⁹ In Europa führen Airbus, Rolls-Royce und Neste erste Versuche mit 100 Prozent SAF durch, um die Emissionen und Leistung zu testen.¹¹⁰

Neben der begrenzten Verfügbarkeit sind die mindestens um den Faktor 2 bis 3 (bei SAF aus Rest- und Abfallstoffen) und bis 5 und mehr (bei strombasierten SAF) höheren Kosten gegenüber herkömmlichem Kerosin ein großes Hindernis für den Einsatz in der Praxis, das nur durch eine entsprechende internationale legale Rahmensetzung und staatliche Unterstützung von Pilotprojekten zu überwinden ist.¹¹¹ Da insbesondere die Luftfahrt, die (Hochsee-)Schifffahrt und der schwere Güterfernverkehr auf der Straße keine technischen Alternativen zur CO₂-Reduzierung haben, setzt sich die Luftverkehrsbranche für einen Vorrang in der Nutzung nachhaltiger flüssiger Kraftstoffe ein.¹¹²

4.2.7 Chemisch-pharmazeutische Industrie

Umstellung der Rohstoffbasis auf klimaneutrale Stoffe erforderlich

Die chemisch-pharmazeutische Industrie zählt mit einem Umsatz von 193 Milliarden Euro in 2019 und 464.800 Beschäftigten zu den wichtigen Wirtschaftszweigen in

¹⁰³ DESTATIS 2021c.

¹⁰⁴ BDL 2020.

¹⁰⁵ Lufthansa 2021.

¹⁰⁶ Lee et al. 2020.

¹⁰⁷ Airlines for Europe 2020.

¹⁰⁸ Aireg 2020.

¹⁰⁹ Boeing 2021.

¹¹⁰ Neste 2021.

¹¹¹ Aireg 2020.

¹¹² Aireg 2020.

Deutschland.¹¹³ Weltweit steht sie mit diesem Umsatz auf Rang vier hinter China, den USA und Japan. In Europa belegt sie mit etwa einem Viertel des Chemieumsatzes Platz eins (2018).¹¹⁴ Rund 60 Prozent der Produkte gehen in den Export, überwiegend in Europa. Darüber hinaus bauen die Unternehmen Produktionsstandorte in den wachstumsstarken Märkten Asiens und dort insbesondere in China auf. Trotz der Orientierung auf internationale Wachstumsmärkte ist und bleibt Deutschland ein Kernmarkt der chemisch-pharmazeutischen Industrie, an dem auch weiterhin in die Produktionsanlagen investiert wird.¹¹⁵

Das Jahr 2019 war für die chemische Industrie von einem weltweiten Abschwung der Konjunktur und Handelsstreitigkeiten zwischen den USA und China geprägt, unter denen das Auslandsgeschäft der Branche litt. In 2020 musste die Branche bedingt durch die Corona-Pandemie einen weiteren Umsatzrückgang von -6 Prozent auf 186,4 Milliarden Euro hinnehmen. Die Produktion sank im Vergleich zum Vorjahr um drei Prozent und die Zahl der Beschäftigten blieb mit 464.00 nahezu stabil. Für 2021 wird sowohl eine Zunahme der Produktion als auch des Umsatzes erwartet.¹¹⁶

Die Chemiebranche stellt Zwischenprodukte als Vorleistungen für sehr unterschiedliche Abnehmer her, zum Beispiel die Gummi- und Kunststoffindustrie, die Reinigungs- und Pflegemittelindustrie, die Textil-, Bekleidungs- und Lederindustrie, den Automobilbau, das Baugewerbe, die Papier- und Druckindustrie, die Metallherzeugung und die Pharmaindustrie. Diese Vorleistungen, zum Beispiel neue Materialien, Werkstoffe und Komponenten, machen rund 90 Prozent ihrer Produktion aus. Die drei größten Segmente innerhalb der Branche sind die Grundstoffchemie, Fein- und Spezialchemikalien und die pharmazeutische Industrie.¹¹⁷ Zur Grundstoffchemie zählen die Unternehmen der Petrochemie, die aus Rohöl und Erdgas Kohlenwasserstoffverbindungen zur Herstellung von beispielsweise Kraftstoffen und Rohbenzin (Naphtha) gewinnen. Rohbenzin ist ein Raffinerieprodukt und mit einem Anteil von gut 70 Prozent (14 Millionen Tonnen) der wichtigste Rohstoff für Herstellungsprozesse in der organischen Chemie, aus denen Zwischenprodukte wie Ethylen und Propylen entstehen.¹¹⁸

Die Produktion der chemisch-pharmazeutischen Industrie ist sehr energieintensiv, und ihre Produkte stellt sie überwiegend auf Basis fossiler Rohstoffe her. Wegen

gesetzlicher Regelungen auf europäischer (Green Deal) und nationaler Ebene muss sie auf dem Kontinent bis spätestens 2050 klimaneutral werden. Bereits bis 2030 muss der Ausstoß von Treibhausgasen in Deutschland um 65 Prozent verringert werden. Eine der Herausforderungen der Branche besteht daher in der Transformation ihres Energiebedarfs, der Produktionsprozesse und der Produkte zu einer weitgehenden Treibhausgasneutralität. Technische Lösungen und Prozessketten, beispielsweise für eine Elektrifizierung sowie Abscheidung und Nutzung von CO₂ aus Herstellungsverfahren, müssen noch entwickelt werden. Das bedeutet unter anderem auch, dass das von der chemisch-pharmazeutischen Industrie aus deutschen Raffinerien bezogene Rohbenzin bis 2030 zu 65 Prozent auf nachhaltigen biogenen oder synthetischen Rohstoffen basieren muss, was mit Bezug auf die im Jahr 2019 erzeugte Gesamtmenge etwa 7,4 Millionen Tonnen entspricht.

4.3 Zwischenfazit

Die Absatzmärkte der Mineralölindustrie wandeln sich teils schnell und grundlegend. Die absehbaren Veränderungen im internationalen und europäischen Mineralölmarkt deuten auf eine Abkehr vom Öl hin, der Peak Oil Demand scheint früher erreicht zu werden als erwartet. Diese Abkehr vollzieht sich je nach Nachfragesegment in unterschiedlichem Tempo und es gibt erhebliche geografische Unterschiede. Während der Wandel in hoch entwickelten Industrienationen teilweise bereits begonnen hat, ist der Ölverbrauch in Regionen mit hohem Bevölkerungswachstum stabiler. Die deutschen Raffinerien müssen sich auf den bereits eingeleiteten Wandel ihrer Kundenmärkte einstellen. Dies erfordert einen grundlegenden Wandel des Geschäftsmodells.

¹¹³ VCI 2020a.

¹¹⁴ VCI 2020b.

¹¹⁵ Gehrke Weilage 2018.

¹¹⁶ VCI 2020a und VCI 2020c.

¹¹⁷ Gehrke Weilage 2018.

¹¹⁸ VCI 2020d.



5. Transformationstrends: Treibhausgasneutralität, Dekarbonisierung, Nachhaltigkeit

5.1 Treibhausgasneutralität

Deutschland hat sein Klimaziel 2020 erreicht. Die Treibhausgasemissionen wurden im Vergleich zu 1990 um 40,8 Prozent reduziert. Einen erheblichen Beitrag zur Zielerreichung leisteten die Pandemie-Effekte im Jahr 2020, vor allem das gesunkene Verkehrsaufkommen.¹¹⁹ Der Treibhausgasausstoß soll künftig noch weiter sinken. Das im Klimaschutzgesetz festgelegte Ziel sieht bis 2030 eine Reduktion um mindestens 65 Prozent gegenüber 1990 vor und bis 2045 Klimaneutralität.¹²⁰

Raffinerien zählen zu den energieintensiven Industriezweigen. Dies spiegelt sich in den Treibhausgasemissionen der Branche. Heute stammen 15 Prozent der weltweiten energiebezogenen Treibhausgasemissionen aus der Förderung und Verarbeitung von Öl und Gas.¹²¹ Im Jahr 2019 hatten die Raffinerien in Deutschland mit 19 Prozent (23,2 Millionen Tonnen CO₂-Äq) nach der Eisen- und Stahlindustrie (30 Prozent / 35,6 Millionen Tonnen CO₂-Äq) den zweithöchsten Anteil am Treibhausgasausstoß der Industrieanlagen in Deutschland.¹²²

Raffinerien müssen ihre Treibhausgasemissionen reduzieren

Die schwierige Marktlage (niedrige Ölpreise in Verbindung mit sinkender Nachfrage), verschärfte regulatorische Rahmenbedingungen zum Klimaschutz wie der Green Deal der EU, das stetige Wachstum der erneuerbaren Energien und der zunehmende Wettbewerb aus Übersee sind die Herausforderungen, vor denen die europäische Mineralölindustrie steht. Aber auch der gesellschaftliche Veränderungsdruck und nicht zuletzt steigende Anforderungen aus der Finanzindustrie bei neuen Investments nehmen zu. Großinvestoren und Banken legen zunehmend Wert auf nachhaltige Investments, weil Klimarisiken für sie auch Anlagerisiken sind. Sie erwarten von Unternehmen

sowohl Maßnahmen, um ihre Abhängigkeit von Kohlenwasserstoffen zu verringern, als auch langfristige Strategien zur Sicherung ihrer Wettbewerbsfähigkeit mit einem THG-neutralen Produktportfolio.¹²³

Zur Verringerung der THG-Emissionen in Raffinerien gibt es verschiedene Optionen. Einerseits müssen die Emissionen aus Produktions- und Verarbeitungsprozessen (Scope 1-Emissionen) gesenkt werden, zum Beispiel durch den Verzicht auf das Abfackeln von Begleitgas, die Reduzierung von Methanemissionen und die Abscheidung und Nutzung sowie Lagerung von CO₂ (Carbon Capture Use and Storage, CCUS). Andererseits müssen die Emissionen aus der Energieerzeugung für den Eigenverbrauch reduziert werden, etwa durch die Erhöhung der Energieeffizienz oder durch die Einbindung von erneuerbaren Energien (regenerativer Strom und grüner Wasserstoff) (Scope 2-Emissionen). Die Lagerung von CO₂ ist in Deutschland allerdings ein umweltpolitisch mit vielen Widerständen besetztes Thema.¹²⁴ Darüber hinaus ist die Ergänzung des Öl- und Gas-Produktportfolios (Scope 3-Emissionen) durch den Einstieg in die Produktion und den Vertrieb nachhaltiger Energieprodukte wie grünen Wasserstoff und synthetische Kraftstoffe, Bioenergien und regenerativen Strom eine weitere notwendige Option. Konsequenterweise umgesetzt könnte dies zu einer sukzessiven Substitution des klassischen Öl- und Gasgeschäfts durch klimaschonende und -neutrale Raffinerieerzeugnisse führen.¹²⁵

Bei der Verbrennung von Kraftstoffen (Tank-to-Wheel) entstehen rund 80 Prozent der CO₂-Emissionen und bei der Förderung, dem Transport und der Verarbeitung (Well-to-Tank) weitere 20 Prozent.¹²⁶ Das heißt, die Herstellung dekarbonisierter Produkte für Mobilitätsanwendungen hätte den größten Effekt bei den Bemühungen um eine Treibhausreduktion. Aber vor allem die zweite

¹¹⁹ BMU 2021a.

¹²⁰ Bundesregierung 2021.

¹²¹ IEA 2020.

¹²² VET-Bericht 2020.

¹²³ Accenture 2020.

¹²⁴ IEA 2020, 7–8.

¹²⁵ Accenture 2020.

¹²⁶ FUELS EUROPE 2018, 14.

und die dritte Option (Senkung der Scope 2- und Scope 3-Emissionen) stellen die Mineralölindustrie vor große Herausforderungen. Sie muss in einer Zeit niedriger Ölpreise und sinkender Nachfrage auf Industrie- und Verbraucherseite mit sinkenden Erlösen Milliardenbeträge in den Aufbau eines neuen Geschäftsmodells investieren, in dem Rohöl durch Wasserstoff, Fotovoltaik und Windenergie ersetzt wird. In diesen neuen Märkten herrscht ein hoher Wettbewerbsdruck, etwa bei erneuerbarem Strom durch die in diesem Bereich bereits aktiven Energieversorger, und es sind geringere Margen als im Öl- und Gasgeschäft zu erwarten.¹²⁷

Die Mineralölindustrie in Europa baut ihr Geschäftsmodell um

Um klimaneutral zu werden, haben die europäischen Mineralölproduzenten mit dem Umbau ihrer Geschäftsmodelle zu Energiekonzernen begonnen. Zum Beispiel BP, Shell, Total, Equinor, Repsol und Eni haben sich zum ersten Mal eigene Klimaschutzziele gesetzt. Die Konzerne wollen ihre Investitionen in das Geschäft mit regenerativ erzeugtem Strom, grünem Wasserstoff, synthetischen Kraftstoffen und Bioenergie steigern.¹²⁸ Bis 2025/2030 wollen BP (41), Shell (25), Total (25), Equinor (8) und Eni (5) insgesamt mehr als 100 Milliarden Euro in erneuerbare Energien investieren.¹²⁹ Zum Beispiel bei Shell soll bis 2035 das Stromgeschäft mit einem Anteil von 30 Prozent neben Öl, Gas und Chemie zum Umsatz des Konzerns beitragen.¹³⁰ Damit die Finanzierung des Umbaus gelingt, sind die Unternehmen in den nächsten 10 bis 15 Jahren noch auf Gewinne aus dem Öl- und Gasgeschäft angewiesen. Gleichzeitig wird Kapital aus den fossilen Geschäftsfeldern abgezogen und die Kosten reduziert. In den Jahren 2021 und 2022 will Shell 9.000 Arbeitsplätze abbauen und 13 Raffinerien weltweit schließen.¹³¹ BP kündigte an, 10.000 der weltweit 70.000 Stellen zu streichen, und verkaufte seine gesamte Petrochemie-Sparte.¹³² In der globalen Mineralölindustrie ist dagegen noch kein allgemeiner Trend zu Investitionen in erneuerbare Energien und die Dekarbonisierung zu erkennen.¹³³ Beispielsweise ExxonMobil hat keine Pläne in dieser Richtung und setzt sich keine zeitlichen Ziele für Emissionsreduktionen.¹³⁴

Dennoch sind die vor den Unternehmen liegenden Herausforderungen nicht zu unterschätzen. Bisher hat die

internationale Mineralölindustrie weniger als ein Prozent ihrer Gesamtinvestitionen außerhalb ihres Kerngeschäfts getätigt. Führende Einzelunternehmen der Branche investieren rund fünf Prozent außerhalb ihres Kerngeschäfts.¹³⁵

Milliardenbeträge für Investitionen in Raffinerien erforderlich

Nach Berechnungen von Fuels Europe, dem europäischen Verband der Raffinerieindustrie, sind für einen vollständigen Umbau der Raffinerien in Europa zur Klimaneutralität bis 2050 Investitionen von 400 bis 650 Milliarden Euro erforderlich für eine Produktionskapazität von 150 Millionen Tonnen an nachhaltigen Kraftstoffen. Die Raffineriebranche setzt dabei vor allem auf den Aufbau von Anlagen zur Herstellung biogener und synthetischer Kraftstoffe. Bis 2030 könnten 30 bis 40 Milliarden Euro in die Realisierung von Produktionsanlagen investiert werden, mit denen dann jährlich rund 30 Millionen Tonnen Kraftstoffe pro Jahr herstellbar wären. Dafür müssten bereits 2025 die ersten Anlagen in Betrieb gehen. Das klimaneutrale Geschäftsmodell erfordert, dass es durch den Straßen- und Güterverkehr sowie den Luft- und Seeverkehr eine entsprechende Nachfrage gibt und Investitionssicherheit besteht.¹³⁶

5.2 Dekarbonisierung

Flüssige Energieträger werden auch bis 2030 und darüber hinaus noch eine große Bedeutung für die Energieversorgung in Deutschland und Europa haben. In mehreren Bereichen des Verkehrssektors, wie dem Flugverkehr, der Schifffahrt, dem Straßengüterfernverkehr und diversen anderen Einsatzgebieten (etwa Katastrophenschutz) sowie in der chemischen Industrie sind sie nur schwer zu ersetzen. Wenn die Bundesregierung ihr Ziel erreicht, bis 2030 zehn Millionen Fahrzeuge mit Verbrennungsmotoren durch Elektrofahrzeuge zu ersetzen, fahren rechnerisch noch 37 Millionen Verbrenner auf deutschen Straßen sowie ein erheblicher Teil der rund sechs Millionen Nutzfahrzeuge. Angesichts der Lebensdauer von Pkw von 15 bis 20 Jahren könnte die Erweiterung des Produktportfolios von Raffinerien um das Angebot emissionsärmerer Kraftstoffe ein wesentlicher Beitrag zur Reduzierung der CO₂-Emissionen vor allem im Fahrzeugbestand sein. Allein durch die Elektrifizierung der Antriebe werden aus heutiger Sicht die Klimaziele im Verkehrssektor nicht zu erreichen sein – außer es werden Mobilitätseinschränkungen politisch in

¹²⁷ Accenture 2020.

¹²⁸ Witsch 2020a.

¹²⁹ Flaugar Witsch 2021.

¹³⁰ Witsch 2020b.

¹³¹ Witsch 2020b und HB 2021b.

¹³² Witsch 2020c.

¹³³ OIL&GAS 2021.

¹³⁴ EEK 2021, 15.

¹³⁵ IEA 2020.

¹³⁶ FUELS EUROPE 2020.

Betracht gezogen.¹³⁷ Eine grobe Schätzung des Bedarfs an fortschrittlichen Kraftstoffen geht von einem Bedarf von 7,5 Millionen Tonnen im Jahr 2030 aus.¹³⁸

5.2.1 Herstellungspfade für biogene und synthetische Kraftstoffe

Biogene und synthetische Kraftstoffe können auf fossiler Basis hergestellten Otto- und Dieselmotoren, Flugturbinenmotoren Jet A1 sowie leichtes Heizöl ersetzen. Dazu müssen sie die gleichen hohen Anforderungen wie mineralölbasierte Produkte erfüllen. Sie müssen drop-in-fähig, das heißt, mit anderen Kraftstoffen mischbar sein, gemäß der Renewable Energy Directive der EU eine Treibhausgasreduzierung gegenüber fossilen Kraftstoffen von mindestens 70 Prozent erreichen, kompatibel mit der Fahrzeugtechnik im Bestand sein und die geltenden Kraftstoffnormen erfüllen. Kraftstoffe auf Basis von Kohlenwasserstoffen können prinzipiell eingesetzt werden, sofern die Gewinnung und Nutzung des Kohlenstoffs in geschlossenen Kohlenstoffkreisläufen verlaufen. Das können einerseits nachwachsende Biomassen sein und andererseits eine Kombination von Strom aus erneuerbaren Quellen (Wind, Sonne) mit CO₂ aus Direct-Air-Capture-Verfahren.

Biokraftstoffe (Biomass-to-Liquids, BtL)

Biokraftstoffe der 1. Generation basieren auf eigens dafür angebaute Anbaubiomasse wie etwa Raps oder Zuckerrohr als Rohstoff und stehen daher unter anderem wegen indirekter Landnutzungsänderungen und der Konkurrenz zum Anbau von Nahrungs- und Futtermitteln und damit einhergehenden negativen Klimawirkungen in der Kritik. Sie werden als Biodiesel (Fettsäuremethylester, FAME) dem Dieselmotorenkraftstoff oder als Bio-Ethanol dem Benzin in Anteilen von bis zu sieben beziehungsweise zehn Prozent beigemischt. Möglich, aber wegen geringer verfügbarer Mengen selten praktiziert, ist auch die Beimischung von hydriertem Pflanzenöl (HVO). Gasförmiger Biokraftstoff (Biometan) kann nur in Erdgasfahrzeugen verwendet werden. 1G-Biokraftstoffe erfüllen die geltenden Nachhaltigkeitsanforderungen, dürfen aber künftig nur einen begrenzten Anteil an erneuerbaren Kraftstoffen im Verkehr ausmachen.¹³⁹ Konventionelle Biokraftstoffe sind im Vergleich zu fortschrittlichen technisch relativ einfach herstellbar, aber (außer HVO) wegen ihrer abweichenden anwendungstechnischen Eigenschaften nur in begrenztem Umfang fossilen Kraftstoffen beimischbar.¹⁴⁰

Einen größeren Beitrag zum Klimaschutz können Biokraftstoffe der 2. und 3. Generation leisten, die auf Basis von biogenen Rest- und Abfallstoffen wie Altfetten, Algen, Klärschlamm oder Lignozellulose (Stroh, Gräser, Forstabfälle) hergestellt werden können und nicht als Nahrungs- oder Futtermittel geeignet sind.¹⁴¹ Je nach Art der eingesetzten Biomasse sind unterschiedliche Vorbehandlungsschritte erforderlich, um die biogenen Rohstoffe zu Kraftstoffen zu verarbeiten. Über Verarbeitungsprozesse wie die Fermentation von Zellulose, die Pyrolyse von Restholz oder die Vergasung von Lignozellulose oder undefinierter Biomasse zu Synthesegasen (CO/H₂-Gemische) entstehen teils direkt einsetzbare Kraftstoffe. In der Regel entstehen aber Zwischenprodukte, die durch weitere Prozessschritte wie die Hydrierung von Bioölen im Anschluss an die Direktverflüssigung der Weiterverarbeitung zu Kraftstoffen bedürfen.¹⁴²

Zu den fortschrittlichen Biokraftstoffen zählen beispielsweise

- hydrierte Bioöle aus Pyrolyse von Reststoffen oder
- Ethanol der 2. Generation auf Basis von Lignozellulose.¹⁴³

Das Potenzial an Biomasse in Deutschland reicht allerdings bei Weitem nicht aus, um den Bedarf an fortschrittlichen Kraftstoffen zu decken. EU-weit besteht dagegen ein ausreichendes Biomassepotenzial zur Deckung des Kraftstoffbedarfs.¹⁴⁴ Die Verfahren zur Kraftstoffherstellung sind technisch weitgehend ausgereift und erste großtechnische Produktionsanlagen in Europa existieren bereits. In Deutschland gibt es allerdings bisher nur Demonstrationsanlagen.

Synthetische Kraftstoffe (Power-to-Liquids, PtL)

Synthetische Kraftstoffe werden aus einer Kohlenstoffquelle (CO₂) und Wasserstoff (H₂) hergestellt. Die Herstellung von Wasserstoff erfolgt durch das strombasierte Verfahren der Elektrolyse, das Wasser in seine Bestandteile Wasserstoff und Sauerstoff aufspaltet. Die dafür eingesetzte elektrische Energie muss aus regenerativen Quellen wie Windkraft oder Fotovoltaik stammen, damit die herzustellenden Kraftstoffe die Nachhaltigkeitsanforderungen erfüllen können. Das für den Prozess erforderliche CO₂ kann aus unterschiedlichen Quellen gewonnen werden, zum Beispiel aus Punktquellen wie der CO₂-Abscheidung von Industrieanlagen (auch in Raffinerien)

¹³⁷ dena 2021a und IW 2021.

¹³⁸ TUBAF 2021, 20.

¹³⁹ NPM AG1 2019, 31–32.

¹⁴⁰ TUBAF 2021, 58.

¹⁴¹ NPM AG1 2019, 31–32.

¹⁴² TUBAF 2021, 38.

¹⁴³ IEA 2018, 43 und TUBAF 2021, 47.

¹⁴⁴ TUBAF 2021, 37.

oder Direct Air Capture Verfahren¹⁴⁵, die das CO₂ aus der Umgebungsluft entziehen. Aus Wasserstoff und CO₂ wird in einem weiteren Schritt ein Synthesegas hergestellt, das aus Wasserstoff und Kohlenstoffmonoxid besteht. Dieses Synthesegas wird mit weiteren Verfahren wie der Fischer-Tropsch-Synthese oder der Methanolsynthese und nachgelagerten Prozessschritten zu hochwertigen flüssigen Kraftstoffen verarbeitet. In diesen Syntheseverfahren ist auch die Verarbeitung von Synthesegasen auf Basis von Biomasse möglich.¹⁴⁶ In der Fischer-Tropsch-Synthese können länger-kettige Kohlenwasserstoffe hergestellt werden. Das aus der Synthese entstehende Zwischenprodukt sind PtL-Syncrude, die mittels Hydrocracking, Isomerisierung und Destillation zu Kraftstoffen aufbereitet werden. Trotz der breiten Produktpalette entstehen in der Fischer-Tropsch-Synthese vor allem gute Diesel und Kerosin-Produkte. Bei der Methanolsynthese kann Methanol über die Dimethylether-Synthese, Olefin-Synthese, Oligomerisierung und Hydrotreating zu hochwertigen Kraftstoffen wie Benzin und Kerosin verarbeitet werden.

Zu den synthetischen Kraftstoffen, die aus den Zwischenprodukten hergestellt werden können, zählen beispielsweise

- Methanol,
- Methanol-to-Gasoline,
- Dimethylether
- und Oxymethylenether.

Der Vorteil synthetischer Kraftstoffe ist, dass ihre Moleküle für verschiedene Anwendungszwecke so zusammengesetzt werden können, dass sie vergleichbare und teils bessere anwendungstechnische Eigenschaften haben als fossile Kraftstoffe. So wäre es möglich, wichtige Anforderungen der Automobilindustrie an neue alternative Kraftstoffe zu erfüllen, wie beispielsweise die Steigerung der Cetan-/Oktan-zahl und die Senkung der Emissionen von Stickoxiden (NO_x) sowie Ruß (Partikelanzahl). Da synthetische aber teilweise von fossilen Kraftstoffen abweichende physikalisch-chemische Eigenschaften haben, können sie innerhalb der bestehenden Normen nur anteilig beigemischt werden. Zudem sind bei höheren Beimischungsanteilen gegebenenfalls technische Anpassungen an kraftstoffführenden Bauteilen der Anwendungstechnik erforderlich.

Das Fischer-Tropsch- und das Methanolsyntheseverfahren sind seit vielen Jahren technisch ausgereift, sie werden in Raffinerien seit Langem eingesetzt. Doch ver-

schiedene Aspekte in der PtL-Prozesskette, zum Beispiel möglichst effiziente und dauerhaltbare Katalysatoren, befinden sich noch in der Forschung und Entwicklung. Es gibt erst teilweise Demonstrationsanlagen, in denen geringe Kraftstoffmengen zu Testzwecken hergestellt werden, und die Weiterentwicklung der Demonstratoren zu ersten Produktionsanlagen in industriellem Maßstab wird voraussichtlich noch fünf bis sieben Jahre dauern. Nennenswerte Mengen synthetischer Kraftstoffe sind daher nicht vor 2030 auf dem Markt zu erwarten.¹⁴⁷

Die genannten synthetischen und die biogenen Kraftstoffe der 2. Generation weisen im Vergleich zu fossilen Kraftstoffen auch unter Berücksichtigung der THG-Emissionen des zur Herstellung eingesetzten erneuerbarem Stroms ein erhebliches THG-Reduzierungspotenzial von mehr als 70 und bis zu 95 Prozent auf.¹⁴⁸

Welche Kraftstoffe haben eine Chance auf zeitnahe Herstellung und Markteinführung?

Paraffinische Kraftstoffe aus Hydrierprozessen sind technisch so weit ausgereift, dass sie heute bereits konventionellem Diesel beigemischt werden. Beispiele dafür sind die ersten Flottenversuche von Volkswagen und Bosch mit einem sogenannten „R33 Blue Diesel“-Kraftstoff, der aus 67 Prozent konventionellem Diesel, 26 Prozent hydriertem Öl aus Altölen und sieben Prozent Biodiesel besteht. Damit wird der CO₂-Ausstoß um rund 20 Prozent klimaneutraler. Diese Kraftstoffmischung bieten bisher aber nur einige wenige Tankstellen in Deutschland frei verkäuflich an, und sie ist circa 30 Cent je Liter teurer als herkömmlicher Diesel.

Bei klimaschonenden Kraftstoffen als Ersatz für Benzin ist die Entwicklung noch nicht so weit wie bei Diesel gediehen. Die besten Chancen, in die Anwendung zu kommen, haben aus heutiger Sicht Methanol und Methanol-to-Gasoline-Kraftstoffe sowie Fischer-Tropsch-Benzine. Allerdings wird das wegen des noch bestehenden Forschungs- und Entwicklungsbedarfs frühestens mittelfristig möglich sein. Ein anderer wichtiger Aspekt der Markteinführung ist auch die Normung von Kraftstoffen. Je besser die chemisch-physikalischen Eigenschaften neuer alternativer Kraftstoffe die geltenden Kraftstoffnormen im Verkehr (beispielsweise die DIN EN 228 für Ottokraftstoffe und die DIN EN 559 für Dieselloskraftstoffe) erfüllen, desto einfacher wird es auch, sie in Verkehr zu bringen.

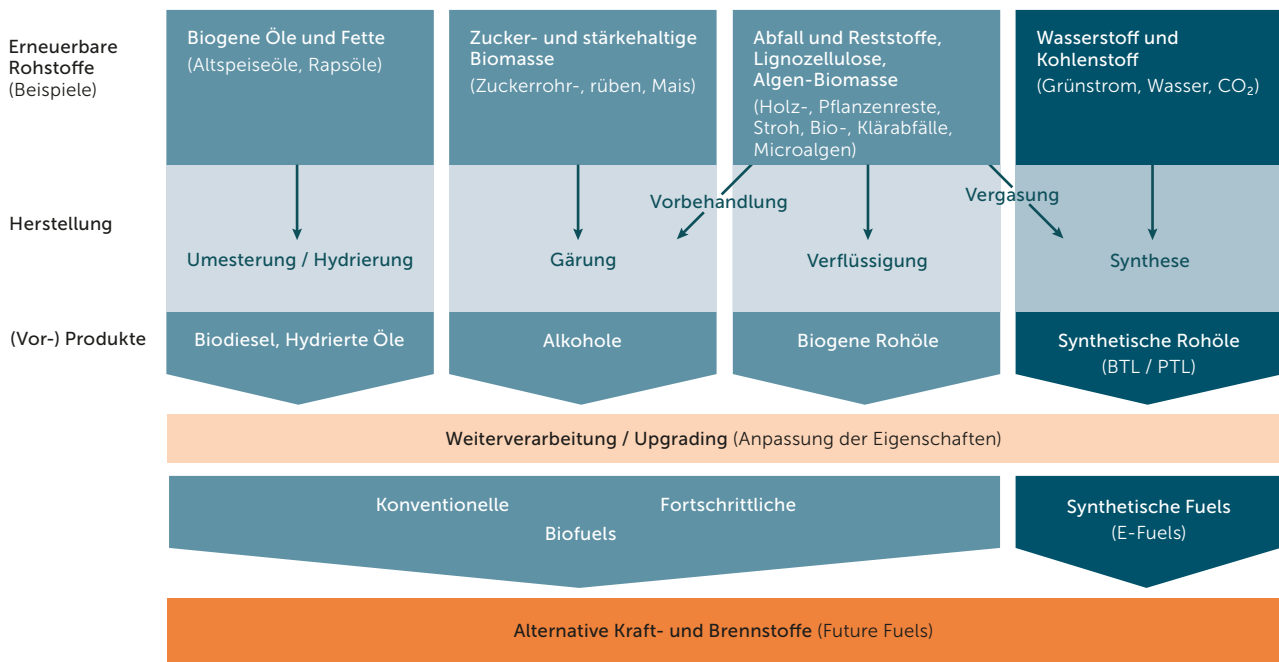
¹⁴⁵ Die Abscheidung von CO₂ aus der Luft ist technisch möglich, aber wegen der geringen CO₂-Konzentration anlagentechnisch aufwendig und energieintensiv.

¹⁴⁶ TUBAF 2021, 38.

¹⁴⁷ Dena 2021a, 61.

¹⁴⁸ TUBAF 2021, 83–84.

Abbildung 7: Alternative Kraft- und Brennstoffe



Quelle: IWO

Wasserstoff wird zum Energie-Rohstoff – auch für Raffinerien

Zur Erreichung der Treibhausgasziele ist mit regenerativem Strom hergestellter Wasserstoff (grüner Wasserstoff) und seine Folgeprodukte ein entscheidender Baustein als Energieträger. In einigen wichtigen Industriezweigen, wie der Grundstoffchemie, dem Eisen- und Stahlsektor und in Raffinerien, gehört Wasserstoff in den Prozessketten teilweise zu den erforderlichen Edukten und kann zum Teil bisher eingesetzte fossile Energieträger wie Erdgas oder Kohle ersetzen. Grüner Wasserstoff ermöglicht es, erneuerbare Energie langfristig zu speichern und zu transportieren. Für die Industrie könnte Wasserstoff mittelfristig zu einem wichtigen Faktor einer nachhaltigen Energieversorgung auf der Basis erneuerbarer Energien werden.¹⁴⁹ Bis 2030 sieht die Bundesregierung einen Bedarf von etwa 90 bis 110 TWh für grünen Wasserstoff.¹⁵⁰ Langfristig wird für 2050 ein Bedarf an Wasserstoff und sonstigen synthetischen Brennstoffen und Feedstocks in Höhe von 432 TWh erwartet, von denen 80 Prozent (348 TWh) importiert werden müssen.¹⁵¹

In Raffinerien entsteht Wasserstoff als Nebenprodukt beispielsweise in der katalytischen Reformierung von Rohbenzin. Doch der Verbrauch von Wasserstoff für

Verarbeitungsprozesse wie das Hydrotreating (Entschwefelung und Entfernen von Verunreinigungen) oder Hydrocracking (Konversion von Kohlenwasserstoffen mithilfe von Wasserstoff) in Höhe von 440.000 Tonnen im Jahr 2016 übersteigt die Eigenerzeugung, sodass durch Dampfreformierung aus fossilem Erdgas erzeugter Wasserstoff (grauer Wasserstoff) in einem Umfang von rund 170.000 Tonnen zusätzlich eingesetzt wird.¹⁵²

Für die Herstellung von PtL-Syncrude und synthetischen Kraftstoffen ist Wasserstoff unverzichtbar. Im Rahmen ihrer Nationalen Wasserstoffstrategie verfolgt die Bundesregierung das Ziel, bis 2030 Anlagen zur Erzeugung von grünem Wasserstoff mit einer Gesamtleistung von fünf GW aufzubauen, einschließlich der dazu benötigten Gewinnung erneuerbarer Energien. Davon sollen zwei GW Elektrolyseleistung allein zur Herstellung von synthetischen Kraftstoffen dienen.¹⁵³ Hier ist ein Ansatzpunkt für Raffinerien, mit der Unterstützung der Bundesregierung einen Wandel im Kraftstoffmarkt zu ermöglichen. Für den Einsatz in Produktionsprozessen und zur Herstellung synthetischer Kraftstoffe haben mehrere Raffineriestandorte in Deutschland mit dem Aufbau von Elektrolyse-Kapazitäten für die Herstellung von Wasserstoff begonnen beziehungsweise dies teilweise schon realisiert.

¹⁴⁹ ENCON 2018, 2.

¹⁵⁰ Bundesregierung 2020b, 5.

¹⁵¹ Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut 2020, 29–30.

¹⁵² Prognos 2018, 144 und ENCON 2018, 37.

¹⁵³ Bundesregierung 2020b, 5 und 19.

Tabelle 2: Dekarbonisierungsprojekte deutscher Raffinerien (Stand April 2021)

Unternehmen	Raffinerie-Standort	Forschungsprojekt	Projektpartner	Planung/Realisierung	Status
BP	Lingen		Ørsted	Errichtung einer 50 MW Wasserstoff-Elektrolyse-Anlage	Letter of Intent Finale Investment-Entscheidung bis 2022, Inbetriebnahme vorauss. 2024
BP	Lingen	GET H2 Nukleus	BP, Evonik, Nowega, OGE, RWE, Salzgitter Flachstahl, Thyssengas	1. Errichtung einer 100 MW Wasserstoff-Elektrolyse-Anlage durch RWE 2. Errichtung des ersten rund 130 Kilometer langen Wasserstoffnetzes von Lingen bis Gelsenkirchen im regulierten Bereich mit diskriminierungsfreiem Zugang und transparenten Preisen	Interessensbekundung beim Bundesministerium für Wirtschaft und Energie eingereicht
BP	Gelsenkirchen		Sabir	Betrieb eines Kunststoffkreislaufs: Recycling von gebrauchten Kunststoffen durch Pyrolyse und Verarbeitung des entstehenden Propylen/Ethylen zu neuen zertifizierten Kunststoffen	Betrieb läuft seit Frühjahr 2021
Gunvor	Raffinerie Ingolstadt	Reststoff-2Kraftstoff	LEIPA, BMW, Universität Erlangen-Nürnberg, MAN, TH Amberg-Weiden, Clariant, Fraunhofer UMSICHT	Untersuchung des im Projekt aus Papierabfällen entstehenden Bio-Rohöls auf Möglichkeiten zur Nutzung in bestehender Raffinerie-Infrastruktur	Forschungsprojekt läuft von 03/2021 bis 02/2024
H&R	Hamburg-Neuhof			5 MW PEM-Elektrolyse-Wasserstoff-Anlage, Einsatz des grünen Wasserstoffs zur Verarbeitung von Mineralölprodukten	In Betrieb seit Dezember 2017
H&R	Hamburg-Neuhof		Mabanaft	Errichtung einer PtL-Pilotanlage zur Herstellung synthetischer Rohwachse und Kraftstoffe	In Planung
Klesch Group	Raffinerie Heide	Westküste 100, ein Reallabor der Energiewende	EDF Germany, Holcim Germany, OGE, Ørsted, Raffinerie Heide, Stadtwerke Heide, thyssenkrupp Industrial Solutions, Thüga, Region Heide development agency und die Westküste University of Applied Science	1. Errichtung einer 30 MW Wasserstoff-Elektrolyse, Skalierung auf 700 MW soll möglich sein 2. Nutzung des Wasserstoffs zur Erzeugung von Flugkraftstoff 3. Einspeisung des Wasserstoffs ins Erdgasnetz 4. Nutzung des Elektrolyse-Sauerstoffs in einem Zementwerk 5. Nutzung des CO ₂ aus Zementproduktion zur SAF-Herstellung	Förderbescheide liegen vor

Unternehmen	Raffinerie-Standort	Forschungsprojekt	Projektpartner	Planung/Realisierung	Status
Miro	Karlsruhe	reFuels	Insgesamt 14 Partner	1. Erstellung einer Konzeptstudie zur Weiterverarbeitung von PtL-Syncrude in Raffinerien 2. Bau einer Pilotanlage zur Herstellung synthetischer Kraftstoffe	In Planung
Shell	Hamburg-Moorburg (ehem. Kohlekraftwerksstandort)		Shell, Mitsubishi Heavy Industries, Vattenfall, kommunale Wärme Hamburg	1. Errichtung einer 100 MW H2 Elektrolyse 2. Errichtung eines sog. „Green Energy Hub“	Absichtserklärung
Shell	Rheinland Raffinerie Köln	Refhyne I und Refhyne II	ITM Power, ITM Linde Electrolysis, Linde	1. Errichtung einer 10 MW PEM-Wasserstoff-Elektrolyse-Anlage (Refhyne I) 2. Errichtung einer 100 MW PEM-Wasserstoff-Elektrolyse-Anlage (Refhyne II) 3. Errichtung einer kommerziellen Bio-(PtL)-Anlage zur Herstellung nachhaltigen Flugkraftstoffen (SAF)	1. Inbetriebnahme am 02.07.2021 2. in Planung 3. Baubeginn voraussichtlich 2022 / Inbetriebnahme voraussichtlich Ende 2025
Total	Leuna	E-CO ₂ MET	Sunfire GmbH, Fraunhofer IMWS, Fraunhofer CBP	1. Errichtung einer 1 MW PEM-Elektrolyse-Wasserstoff-Anlage 2. Abscheidung und Nutzung von CO₂ aus Verarbeitungsprozessen der Raffinerie 3. Verwendung des H₂ und des CO₂ zur Herstellung von „grünem“ Methanol	Start des Bauvorhabens in 2019, geplante Fertigstellung in 2021

Quellen: eigene Darstellung. Die zum Aufbau der Tabelle genutzten Quellen siehe Seite 49.

Aktuell haben sich die Bundesministerien für Umwelt sowie für Verkehr und Infrastruktur gemeinsam mit Vertretern der Industrie, darunter auch der Mineralölindustrie, auf die Umsetzung einer „PtL-Roadmap“ verständigt, die als Grundlage für den Aufbau einer PtL-Kerosin-Produktion in Deutschland dienen soll. Mit dem gemeinsamen Fahrplan von Politik und Wirtschaft wurden die Anforderungen und Maßnahmen für die Herstellung von mindestens 200.000 Tonnen bis 2030 vereinbart, was einem Drittel des im innerdeutschen Luftverkehr benötigten Kerosins entspricht.¹⁵⁴

5.2.2 Der Wandel der Rohstoffbasis führt zu Veränderungen der Anlagenkonfiguration in Raffinerien

Die in Raffinerien vorhandene Infrastruktur von Anlagen zur Stofftrennung, chemischen Konversion und Veredelung bis hin zum Vertrieb bietet sich auch für die Herstellung von alternativen Produkten an.¹⁵⁵ Der für die konventionelle Rohölverarbeitung (Hydrotreating) bisher auf Basis von Erdgas hergestellte Wasserstoff kann durch grünen Wasserstoff aus Elektrolyse ersetzt und darüber hinaus für die Produktion von biogenen und synthetischen Kraftstoffen genutzt werden. Erste Elektrolyseanlagen in Raffinerien sind in Betrieb beziehungsweise in der Realisierung. Bereits durch geringe Veränderungen in der Konfiguration der Raffinerieanlagen ließen sich bis zu 20 Prozent PtL-Syncrude oder biogene Einsatzstoffe (zum Beispiel vorbehandelte Pflanzenöle, Bioöle oder Pyrolyseöle) in die Rohölverarbeitung einbinden (Co-Processing), was einer Substitution von etwa 20 Millionen Tonnen Rohöl entspräche.¹⁵⁶ Dafür gibt es verschiedene Optionen. Bei der einfach realisierbaren Zumischung von PtL-Syncrude zum Rohöl würde die Mischung den gesamten Raffinerieprozess durchlaufen. Da PtL-Syncrude keinen Schwefel oder Schwermetalle enthält, ist beispielsweise die im Prozess enthaltene Entschwefelung durch Hydrotreating nicht erforderlich. Als weitere Möglichkeit bietet sich an, das PtL-Syncrude über Hydro- oder katalytische Cracker in den Prozess einzufügen. Zunehmende Anteile von PtL-Syncrude im Rohöl erfordern weitere Anpassungen der Anlagenkonfiguration in Raffinerien, die in die Investitionszyklen von Raffinerien mit Mehrkosten von etwa 15 Prozent eingebunden werden könnten.¹⁵⁷ Mit

der Verlagerung der Rohstoffbasis werden Anlagenteile wie die Vakuumdestillation, die Rückstandsverarbeitung und die Abtrennung von Verunreinigungen gegebenenfalls weniger ausgelastet beziehungsweise nicht mehr gebraucht. Die konventionellen Raffineriekapazitäten werden damit zurückgehen. Raffinerien, die im Verbund mit der chemischen Industrie produzieren, können Standortvorteile durch einen flexibleren Absatz von Produkten nutzen.¹⁵⁸

5.2.3 Die Herstellungskosten schmälern die Wettbewerbsfähigkeit synthetischer Kraftstoffe

Neben dem Wirkungsgrad der Elektrolyse spielen die Gestehungskosten von erneuerbarem Strom eine entscheidende Rolle im internationalen Wettbewerb mit dekarbonisierten Produkten. Prognosen zufolge könnten die Kosten für erneuerbaren Strom in Deutschland bis 2035 je nach Erzeugungsart, Region und Standort (Fotovoltaik von Hausdach oder Freifläche, Windkraft onshore oder offshore, Biogas) zwischen 2,41 und 14,74 Cent je kW/h liegen. Das ist weitaus günstiger als das Preisniveau im Jahr 2018 (3,71 bis 14,74 Cent je kW/h)¹⁵⁹, wird aber aus der Sicht der Mineralölindustrie nicht reichen, um mit Produkten wie grünem Wasserstoff oder synthetischen Kraftstoffen aus Deutschland im internationalen Wettbewerb erneuerbarer und fossiler Energieprodukte erfolgreich zu sein. Länder mit klimatisch günstigeren Bedingungen wie beispielsweise im MENA-Raum (Middle East & North Africa) könnten erneuerbaren Strom zu Herstellungskosten von nur ein bis zwei Cent je kW/h produzieren. Unter der Annahme unterschiedlicher Zinsniveaus und Gesamtwirkungsgrade sowie Stromgestehungskosten auf dem Niveau der Länder im MENA-Raum rechnet Prognos mit Erzeugungskosten für PtL-Syncrude zwischen 0,98 und 1,75 €/l im Jahr 2030 und zwischen 0,70 und 1,33 €/l im Jahr 2050.¹⁶⁰

Die TU Freiberg¹⁶¹ kommt aufgrund einer Modellberechnung zu dem Ergebnis, dass in Deutschland aufgrund der hohen Stromkosten nur die Herstellung biomassebasierter Energieträger einigermaßen wirtschaftlich machbar ist und der Einsatz von Wasserstoff aus Elektrolyse gegebenenfalls für Brennstoffzellenantriebe und Hydrier-

¹⁵⁴ BMU 2021b.

¹⁵⁵ TUBAF 2021, 67.

¹⁵⁶ Prognos 2018, 144 und TUBAF 2021, 66.

¹⁵⁷ Prognos 2018, 144.

¹⁵⁸ Prognos 2018, 144.

¹⁵⁹ Fraunhofer ISE 2018, 2–5.

¹⁶⁰ Prognos 2018, 141.

¹⁶¹ TUBAF 2018, 83.

prozesse sinnvoll sein kann. Ethanol der 2. Generation ist mit 0,91 €/l wegen der hohen Strom- und Kapitalkosten günstiger herstellbar als synthetische Kraftstoffe (BtL 1,16 €/l, PtL 1,62 €/l). In Norwegen dagegen gibt es wegen der konstant zur Verfügung stehenden Wasserkraft gute Bedingungen für die PtL-Produktion, sofern CO₂-Punktquellen nutzbar sind. In den Ländern der MENA-Region ist die Herstellung von Wasserstoff günstiger als die PtL-Produktion (1,54 €/l), aber der Preisvorteil des Wasserstoffs wird durch die Transportkosten wieder ausgeglichen. Eine Transportkostensenkung wäre eventuell möglich durch den H₂-Transport mit der LOHC-Technologie oder durch Wandlung des H₂ in Ammoniak.

Zu beachten ist in diesem Zusammenhang auch, dass es in Deutschland angesichts des eingeleiteten Ausstiegs aus Kohle und Kernkraft sowie der vorgesehenen Elektrifizierung aller gesellschaftlichen Bereiche einen stark wachsenden Bedarf an Strom aus erneuerbaren Quellen geben wird. 2019 betrug der Bruttostromverbrauch 576 Terawattstunden (TWh). Davon waren 243 TWh erneuerbare Energien, was einem Anteil von 42 Prozent entspricht. Die Bundesregierung erwartet aus dem Einsatz neuer elektrisch betriebener Technologien Energieeffizienzgewinne und geht von einem nahezu gleichbleibenden Stromverbrauch von 580 TWh bis 2030 aus. Studien rechnen dagegen mit einer geringeren Wirkung der Effizienzgewinne neuer Technologien und somit einem Anstieg des Strombedarfs auf 643 bis 740 TWh pro Jahr bis 2030.¹⁶² Realistisch erzeugbar ist aber nur eine erneuerbare Strommenge von etwa 500 TWh in Deutschland. Es besteht also eine Strombedarfsflücke, weil die erforderlichen Strommengen für die Elektrifizierung des Verkehrs, der Wärmeerzeugung und der Industrie nicht allein mit heimischen erneuerbaren Energien erzeugt werden können. Mit einem Anteil von 21,4 Prozent ist Deutschland mit Abstand der größte europäische Produzent von erneuerbarem Strom und noch höher ist der deutsche Anteil an der installierten Leistung (Wind 34 Prozent, Fotovoltaik 43 Prozent). Daher ist auch nicht zu erwarten, dass der deutsche Strombedarf mittelfristig durch Importe aus dem europäischen Ausland gedeckt werden kann.¹⁶³

Auch in Zukunft wird Deutschland einen Großteil seines Energiebedarfs importieren müssen – heute sind es 70 Prozent. Dies gilt insbesondere auch für die Dekarbonisierung solcher Bereiche und Anwendungen, die durch Elektrifizierung nicht oder noch nicht transformiert werden können. Nur mit der Transformation der Raffinerien und weltweiten Produktions- und Handelsströme von

fossilen zu erneuerbaren Energieträgern lässt sich die absehbare Versorgungslücke an klimaneutraler Energie schließen. Durch unter anderem den Import von grünem Wasserstoff und erneuerbaren Feedstockkomponenten als Energierohstoffe aus Ländern mit günstigeren Produktionsbedingungen könnten Raffinerien eine zentrale Rolle in der Herstellung von klimaneutralen Kraftstoffen und chemischen Rohstoffen einnehmen und damit einen wichtigen Beitrag zur Erreichung der Klimaziele leisten. Ob und wie sich aus den dafür vorhandenen beziehungsweise zu schaffenden ökonomischen und regulatorischen Rahmenbedingungen ein Geschäftsmodell ergibt, ist durch die Unternehmen zu prüfen und aktiv zu entwickeln.

5.2.4 Raffinerien droht ein Kapazitätsabbau

Die IEA rechnet damit, dass bis 2030 rund fünf bis acht Prozent der aktuellen Raffineriekapazitäten in Europa ein erhöhtes Risiko für eine geringere Kapazitätsauslastung oder eine Schließung haben. Bei einer dynamischen Entwicklung zu erneuerbaren Energieträgern könnten bis 2040 sogar elf Prozent der europäischen Raffinerien dem Risiko ausgesetzt sein.¹⁶⁴

Die Schließung von Raffinerien ist allerdings ein sehr teurer Prozess, weil große Anlagen und Pipelines abgebaut und die Flächen für nachfolgende Nutzungen aufbereitet werden müssen. Daher dürfte zunächst die Suche nach alternativen Nutzungen im Vordergrund stehen, wie etwa der Umbau der Anlagen zur Herstellung von Biokraftstoffen auf der Basis von Pflanzenölen und Rest- und Abfallstoffen oder andere industrielle Nutzungen. Beispielsweise hat Total seine Raffinerie La Mede in Südfrankreich auf die Produktion von Biodiesel und SAF aus biogenen Rest- und Abfallstoffen umgestellt.¹⁶⁵

Mit Blick auf Deutschland ist angesichts der heimischen Stromgestehungskosten und der Strombedarfsflücke nicht zu erwarten, dass synthetische Kraftstoffe bis auf eine Reihe von Demonstrationsprojekten in Deutschland in industriellem Maßstab hergestellt werden können. Die tendenziell sinkende Nachfrage nach konventionellen Mineralölprodukten wird zu einer weiter sinkenden Auslastung der Kapazitäten von Raffinerien führen. Es ist davon auszugehen, dass es bis 2030 zu einer Reduzierung von Produktionskapazitäten kommen wird. Nicht absehbar ist derzeit, ob an einzelnen Standorten die Kapazitäten nur angepasst werden oder ob es auch zu kompletten Schließungen von Raffinerien kommen wird.

¹⁶² EWI 2021.

¹⁶³ TUNBAF 2021, 37.

¹⁶⁴ IEA 2020, 62–63.

¹⁶⁵ Reuters 2020 und Total 2021.

5.3 Nachhaltigkeit

Bei der Verarbeitung von Rohöl werden nahezu alle Bestandteile des Rohstoffs entweder für die Herstellung von Produkten oder in den Kraftwerken der Raffinerien zur Energieversorgung genutzt. Es entstehen kaum Rückstände, doch mit der Verarbeitung großer Rohstoff und Produktmengen ist ein hoher Energie- und Wasserverbrauch verbunden. Dabei entstehen Schadstoffe, die in Luft, Gewässer und Boden eingetragen werden. Da die Energiekosten den größten Anteil an den Produktionskosten haben, ist die Energieeffizienz bei Raffinerien auch aus wirtschaftlichem Eigeninteresse ein zentraler Faktor, der große Auswirkungen auf die Nachhaltigkeit im Raffineriebetrieb hat. Zum Schutz von Natur und Umwelt unterliegen die deutschen Raffinerien zahlreichen internationalen, europäischen, nationalen und auch regionalen Regulierungen.¹⁶⁶ Beispielsweise sind Raffinerien im Sinne des Kreislaufwirtschaftsgesetzes (KrWG) dazu verpflichtet, Maßnahmen zur Vermeidung von Abfällen und der Abfallbewirtschaftung zu ergreifen. Dabei haben sie die Rangfolge zu beachten: Vermeidung – Vorbereitung zur Wiederverwendung – Recycling – sonstige Verwertung, insbesondere energetische Verwertung und Verfüllung – Beseitigung.¹⁶⁷ Neben der Schonung von Bodenschätzen ist dies auch ein wichtiger Beitrag zur Vermeidung von

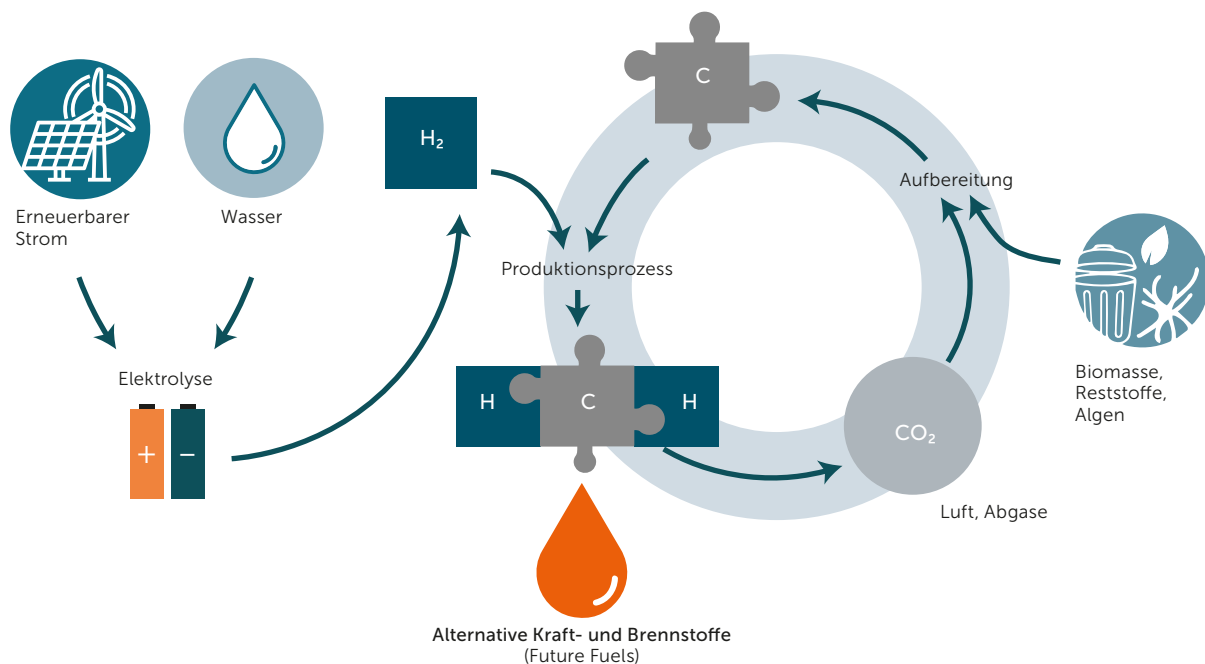
CO₂-Emissionen und damit zum Klimaschutz. Das Umweltmanagement ist daher eine wichtige Aufgabe im Betrieb von Raffinerien. In der Mineralölverarbeitung und in Kokereien wurden 2018 rund 48 Millionen Euro für Investitionen in den Umweltschutz ausgegeben.¹⁶⁸

Reduzierung von Luftschadstoffen

Die Freisetzung von Schadstoffen in die Luft ist die bedeutendste Herausforderung im Umweltmanagement und in diesem Bereich haben die deutschen und europäischen Raffinerien besondere Anstrengungen unternommen. Das führte dazu, dass die Emissionen in der Rohölverarbeitung im Zeitraum von 2007 bis 2017 deutlich gesunken sind. Pro Tonne verarbeitetem Rohöl entstanden 61 Prozent weniger Schwefel (SO_x), 40 Prozent weniger Stickoxide (NO_x), 32 Prozent weniger Emissionen flüchtiger organischer Verbindungen ohne Methan (NMVOC), 45 Prozent weniger Benzol, 12 Prozent weniger CO₂ und 61 Prozent weniger Rußpartikel (PM₁₀).¹⁶⁹

Die deutschen Raffineriestandorte sind allesamt Mitglieder der vom Bundeswirtschaftsministerium und der dena betriebenen „Initiative Effizienznetzwerke“. Innerhalb der Netzwerke entwickeln die Unternehmen unter professioneller Anleitung und im Erfahrungsaustausch unter-

Abbildung 8: Geschlossener Kohlenstoffkreislauf



Quelle: IWO

¹⁶⁶ MWV 2020, 20.

¹⁶⁷ BMU 2017, 2.

¹⁶⁸ DESTATIS 2020b.

¹⁶⁹ CONCAWE 2020, IX.

einander Ziele und Maßnahmen zur CO₂-Minderung. Die Initiative ist Teil des Nationalen Aktionsplans Energieeffizienz (NAPE) und hatte sich zum Ziel gesetzt, fünf Millionen Tonnen CO₂ von 2014 bis Ende 2020 einzusparen. Die Raffinerien haben einen wesentlichen Beitrag dazu geleistet, indem sie rund fünf Prozent (240.000 Tonnen) des Ziels einsparten. In der Fortsetzung will das Raffinerie-Netzwerk die dreifache Menge CO₂ einsparen.¹⁷⁰

Die Entwicklung von umweltverträglicheren Produkten mit dem Ziel der Minderung von CO₂-Emissionen hat in Raffinerien noch großes Potenzial. Die Umstellung der Produktion von fossilen auf regenerative Rohstoffe und Energien ist sowohl ein Beitrag zum Klimaschutz als auch zur Luftreinhaltung. Das betrifft insbesondere die Nutzung grünen Wasserstoffs für die Eigenenergieerzeugung und die Prozesse in der Mineralölverarbeitung als auch die Erzeugung von Kraftstoffen auf Basis von grünem Wasserstoff und CO₂ aus biogenen und CCU-Quellen. Als Punktquellen für die Abscheidung und Nutzung von CO₂ bieten sich sowohl CO₂-Emissionen aus Raffinerien selbst an als auch aus den Unternehmensverbünden mit der Petrochemie und der chemisch-pharmazeutischen Industrie. Darüber hinaus existieren weitere Optionen für Raffinerien, wie die Kraftstoffherstellung aus Abfallströmen (Waste-to-Liquids, WtL) etwa durch die Nutzung von Kunststoffabfällen aus Haushalten. Einzelne WtL-Projekte gibt es in Deutschland und Europa bereits.

Aufbereitung von Abwasser

Für verschiedene Prozessschritte und zur Kühlung wird in Raffinerien Wasser verwendet. Dabei können Ölprodukte ins Wasser gelangen und mit verschiedenen Schadstoffen wie Kohlenwasserstoffen, Sulfiden, Ammoniak und verschiedenen Metallen belastet werden. Wie viel und welche Schadstoffe im Einzelnen anfallen, ist abhängig von der Größe der Raffinerie, den Verarbeitungsanlagen und -prozessen und den eingesetzten Rohölqualitäten. Darum gehören in Raffinerien Abwasserreinigungsanlagen auf dem aktuellen Stand der Technik zur Ausstattung.¹⁷¹

5.4 Zwischenfazit

Die Mineralölindustrie in Europa hat aus Gründen des Klimaschutzes damit begonnen, ihr Geschäftsmodell umzubauen. Das bisherige Geschäft mit Öl und Gas soll sukzessive durch Strom aus erneuerbaren Energien, die Produktion von grünem Wasserstoff und die Herstellung von biogenen und synthetischen Kraftstoffen ersetzt werden. Erste Dekarbonisierungsprojekte der Raffinerien befinden sich in der Planung und teilweise in der Umsetzung. Die Raffineriebranche tritt bei erneuerbarem Strom

in einen Markt ein, der durch hohen Wettbewerb und geringere Margen gekennzeichnet ist als das Geschäft mit Öl und Gas. Die großtechnische Produktion von grünem Wasserstoff sowie biogenen und synthetischen Kraftstoffen befindet sich noch in der Entwicklung und wird erst in fünf bis sieben Jahren anlaufen beziehungsweise zu nennenswerten verfügbaren Mengen im Markt führen. Die Verfügbarkeit von erneuerbarem Strom zu wettbewerbsfähigen Kosten ist dabei ein zentraler Faktor, der in Deutschland voraussichtlich nicht gegeben sein wird. Daher ist zu erwarten, dass Wasserstoff und PtL-Produkte perspektivisch in Regionen mit günstigeren Bedingungen hergestellt werden. Der sinkende Mineralölabsatz und die überwiegend in anderen Regionen stattfindende PtL-Produktion werden zu einem Abbau von Produktionskapazitäten und Personal in Raffinerien führen.

¹⁷⁰ MWV 2020, 22.

¹⁷¹ Rudolph et al. 1995, 24.

6. Rahmenbedingungen für eine nachhaltige Mineralölindustrie

Bei den regulatorischen Rahmenbedingungen, die die Mineralölverarbeitung in Raffinerien und die Absatzmärkte für Raffinerieprodukte betreffen, gibt es eine Reihe von Richtlinien, Gesetzen und Verordnungen, die einen bedeutsamen Einfluss haben. Die nachfolgende Darstellung der wichtigsten Regelungen stellt einen aktuellen Stand dar. Da bei der EU und in Deutschland derzeit mehrere Regularien in der Entwicklung beziehungsweise Überarbeitung und Diskussion sind, kann sich der hier dargestellte aktuelle Stand bis Ende 2021/Anfang 2022 deutlich weiterentwickelt haben.

Fahrzeugen mit Verbrennungsmotoren drohen Neuzulassungsverbote

Weltweit 17 Regierungen haben sich Ziele für ein Verbot der Neuzulassung von Pkw mit Verbrennungsmotoren gesetzt oder bereits konkrete Beschlüsse gefasst. Sie stehen für rund 13 Prozent des weltweiten Absatzes von Kraftfahrzeugen. In Europa will Norwegen bereits ab 2025 Fahrzeugen mit Verbrennungsmotoren die Neuzulassung verweigern und nur noch lokal emissionsfreie Pkw zulassen. Die Niederlande, Schweden, Dänemark, Irland, Island und Slowenien und planen ab 2030 ein Verbrennerverbot, Schottland ab 2032, Großbritannien folgt voraussichtlich ab 2035, Frankreich und Spanien ab 2040.¹⁷² Darüber hinaus haben die neun EU-Staaten Niederlande, Österreich, Belgien, Dänemark, Griechenland, Malta, Irland, Litauen und Luxemburg die Europäische Kommission aufgefordert, ein Datum für das Ende der Neuzulassung von Benzin- und Dieselaautos vorzuschlagen.¹⁷³ Deutschland hat noch keine Ziele beschlossen, aber die Vorschläge in der politischen Diskussion liegen im Ausstiegsszenario der Grünen bei 2030¹⁷⁴ und Bayerns Ministerpräsident Markus Söder sowie Bundesverkehrsminister Andreas Scheuer haben 2035¹⁷⁵ als Vorschlag für das Ende des mit fossilen Kraftstoffen betriebenen Verbrennungsmotors eingebracht. Die USA haben sich bisher nicht auf ein konkretes Ausstiegsdatum festgelegt, aber einzelne US-Bundesstaa-

ten wie Kalifornien, ein wichtiger Absatzmarkt für deutsche Premium-Automarken, sowie Massachusetts, New Jersey (ab 2035) und Washington (ab 2030) haben angekündigt, nur noch Null-Emissionsfahrzeuge zulassen zu wollen. China, ein weiterer führender Automobilmarkt hat sich auf 2060 als Ausstiegsdatum festgelegt und will dem Verbrennungsmotor mit synthetischen Kraftstoffen und der Brennstoffzelle noch eine Chance geben.¹⁷⁶ Darüber hinaus sollen in der chinesischen Provinz Hainan ab 2030 keine neuen Diesel- und Benzin-Pkw, leichten Nutzfahrzeuge, Busse und Reisebusse mehr zugelassen werden.¹⁷⁷ Dies könnte ein Pilotprojekt der chinesischen Regierung zum landesweiten Ausstieg sein.

Sofern Neufahrzeuge mit klimaschonenden beziehungsweise -neutralen Kraftstoffen betrieben werden, könnten sie als Null-Emissionsfahrzeuge eingestuft werden. Ob diese Option in den genannten Ländern aktiv verfolgt wird und in den Planungen beziehungsweise Beschlüssen berücksichtigt ist, bleibt gegenwärtig offen. Sollten die Regierungen ihre Planungen umsetzen, brechen der Automobilindustrie wichtige Exportmärkte für ihre Fahrzeuge mit Verbrennungsmotoren weg. Das wird einerseits zu einem sinkenden Absatz von Mineralölprodukten im Verkehrsbereich führen und andererseits die Bereitschaft der Mineralölindustrie verringern, die erforderlichen hohen Investitionen in Produktionsanlagen zur Herstellung von biogenen und synthetischen Kraftstoffen zu realisieren, weil biogene und synthetische Kraftstoffe dann nur noch eine Übergangstechnologie für den zahlenmäßig sinkenden Fahrzeugbestand wären.

6.1 Europäische Regularien

Für ein klimaneutrales Europa 2050 – der europäische „Green Deal“

Die Europäische Kommission hat im Dezember 2019 den „Green Deal“ beschlossen, mit dem Europa bis 2050 klimaneutral werden soll. Das heißt aus Sicht der EU, dass

¹⁷² ICCT 2020.

¹⁷³ FAZ 2021.

¹⁷⁴ GRÜNE 2021.

¹⁷⁵ Tagesschau 2021.

¹⁷⁶ AMS 2021b.

¹⁷⁷ ICCT 2020.

ab 2050 keine neuen Treibhausgase¹⁷⁸ aus Europa in die Atmosphäre emittiert werden dürfen, um damit die Erderwärmung zu verlangsamen. Dazu soll der Ausstoß von Klimagasen, beispielsweise aus der Verwendung fossiler Energieträger wie Kohle, Öl oder Gas und aus der Landwirtschaft, vermieden werden. Das 2050-Ziel ist in einem Klimagesetz festgeschrieben. Darüber hinaus soll mit dem Green Deal die Natur geschützt und die Menschen sollen vor umweltbedingten Risiken und Auswirkungen auf ihre Gesundheit geschützt werden.¹⁷⁹ Ein Zwischenziel für das Jahr 2030 zur Begrenzung des CO₂-Ausstoßes wurde Ende 2020 von 40 Prozent auf mindestens 55 Prozent im Vergleich zu 1990 erhöht.¹⁸⁰

Zur Erreichung der Ziele werden verschiedene Maßnahmenpakete entwickelt und bestehende EU-Gesetze und -Verordnungen, etwa zur Energieeffizienz und zum Ausbau erneuerbarer Energien, unter dem Titel „Fit for 55“ angepasst. Für die europäische Industrie sind damit deutlich verschärfte Umweltauflagen verbunden. Zum Schutz vor klimaschädlich produzierten Billigimporten aus Nicht-EU-Ländern soll es zukünftig einen CO₂-Grenzausgleichsmechanismus („Carbon Border Adjustment Mechanism“) geben, der etwa durch die Erhebung von Zöllen umgesetzt werden könnte. In der ersten Phase soll dieser auf Zement, Elektrizität, Düngemittel sowie diverse Eisen-, Stahl- und Aluminiumgüter beschränkt bleiben.

Das Europäische Emissionshandelssystem birgt ein Kostenrisiko für Raffinerien

Das zentrale Klimaschutzinstrument der EU, mit dem die CO₂-Ziele erreicht werden sollen, ist das Europäische EU-Emissionshandelssystem (EU Emissions Trading System, EU-ETS). Die zum Emissionshandel verpflichteten Unternehmen erhalten oder erwerben in diesem System Zertifikate für CO₂-Emissionen aus dem Betrieb ihrer Produktionsanlagen, mit denen sie handeln können. Insgesamt gab es 2019 in Deutschland 1.851 EU-EHS-pflichtige Anlagen¹⁸¹, darunter befinden sich auch die Raffinerien. Jeweils zum Jahresende müssen sie nachweisen, genügend Zertifikate für die Emissionen zu besitzen, andern-

falls drohen Strafzahlungen. Für die Gesamtmenge der THG-Emissionen aller Anlagen, die unter das System fallen, gibt es eine Obergrenze, die im Laufe der Zeit gesenkt wird, sodass damit auch die Gesamtemissionen sinken.¹⁸² Dadurch steigen die Preise, die Anlagenbetreiber für den Erwerb der Zertifikate zahlen müssen. Mit der angestrebten zusätzlichen Begrenzung des CO₂-Ausstoßes von 55 Prozent in 2030 ist eine signifikante Steigerung der Preise für die CO₂-Zertifikate zu erwarten. Preisprognosen gehen davon aus, dass der zu erwartende Preis von 30 Euro je Zertifikat im Jahr 2030 durch die Erhöhung des CO₂-Minderungsziels auf 55 Euro steigen könnte.¹⁸³ Jedoch gehen Marktanalysen angesichts seit 2018 ansteigender Zertifikatspreise, die seit Anfang Mai 2021 bei über 50 Euro¹⁸⁴ je Tonne CO₂ liegen, von wesentlich deutlicheren Preisanstiegen auf bis zu 85 Euro¹⁸⁵ pro Zertifikat in 2030 aus.

Mit der Teilnahme am EU-ETS für energieintensive Unternehmen ist ein zum Teil erheblicher Anstieg der Kosten verbunden, der ihre Wettbewerbsfähigkeit im internationalen Handel außerhalb des EU-Emissionshandelssystems negativ beeinflussen kann. Wenn höhere Kosten nicht über Preisaufschläge auf die Produkte weitergegeben werden können, besteht das Risiko einer Verlagerung der Produktion und der dabei entstehenden Treibhausgasemissionen in Länder mit geringeren Umwelt- und Klimaschutzauflagen. Dies wird als direktes „Carbon-Leakage-Risiko“ bezeichnet. Die besonders betroffenen Sektoren und Teilsektoren sind in der offiziellen „Carbon-Leakage-Liste“ der Europäischen Kommission erfasst. Um die Wettbewerbsfähigkeit der Unternehmen zu erhalten und die Verlagerung von Emissionen zu vermeiden, bekommen die betroffenen Branchen einen definierten Anteil kostenloser Emissionszertifikate. Bei einem erheblichen Carbon-Leakage-Risiko können 100 Prozent der zugeteilten Zertifikate kostenlos sein.¹⁸⁶

Da mineralölverarbeitende Anlagen zu den besonders durch Carbon Leakage gefährdeten Sektoren zählen, erhalten sie einen Teil ihres Bedarfs an Zertifikaten kostenlos, sodass sie bisher von Preiserhöhungen nicht be-

¹⁷⁸ Den größten Einfluss auf den Klimawandel haben demnach die Treibhausgase Kohlenstoffdioxid (CO₂), Methan (CH₄), Lachgas (N₂O) und die fluorierten Treibhausgase (F-Gase).

¹⁷⁹ EC 2019.

¹⁸⁰ EC 2021a.

¹⁸¹ VET-Bericht 2020.

¹⁸² EC 2021b.

¹⁸³ DIHK 2020, 4–5.

¹⁸⁴ EEX 2021.

¹⁸⁵ VBW 2021, 13.

¹⁸⁶ Zenke 2018.

ziehungsweise in geringerem Umfang betroffen sind.¹⁸⁷ Der aktuelle Ausstattungsgrad der Raffinerien mit kostenlosen Zertifikaten beträgt nach Auskunft des Mineralölwirtschaftsverbands 77 Prozent (Berichtsjahr 2019: 23,2 Mt CO₂-Äq Emissionen und 17,9 Mt freie Zuteilung). Das heißt, für 23 Prozent der Emissionen müssen Zertifikate am Markt gekauft werden (Preis am 16.06.2021: 50,83 €/t)¹⁸⁸. Die Zuteilung kostenloser Zertifikate sinkt tendenziell und die Zukäufe steigen dementsprechend. Die geplanten anspruchsvolleren Emissionswerte und die zunehmende Verknappung und restriktivere kostenlose Zuteilung der Zertifikate stellen ein Kostenrisiko für Raffineriebetreiber dar, das je nach Lage in den Absatzmärkten nicht oder nur teilweise an Kunden weitergegeben werden kann. Raffinerien außerhalb der EU, vor allem in Russland, dem Mittleren Osten und Südostasien, sind daher im internationalen Wettbewerb im Vorteil, weil sie durch geringere Umwelt- und Klimaschutzauflagen und -kosten die Preise europäischer Raffinerien unterbieten können.

Den Sektoren der Wirtschaft, die wie Gebäude, Verkehr, Landwirtschaft, Abfall und Industrie derzeit nicht unter das EU-ETS fallen, schreibt die EU in sektoralen Gesetzgebungen CO₂-Einsparungsziele vor. Dazu zählen im Verkehrsbereich unter anderem die CO₂-Flottengrenzwerte für Pkw, leichte und schwere Nutzfahrzeuge sowie die Erneuerbare-Energien-Richtlinie und die EU-Kraftstoffqualitätsrichtlinie. Die Mitgliedsstaaten sind verpflichtet, die jährlich von der EU zugewiesenen Emissionsmengen einzuhalten. Zur Umsetzung der Vorgaben hat Deutschland Maßnahmen verabschiedet, die zum Beispiel im 2019 verabschiedeten Klimaschutzprogramm niedergelegt sind. Zentrale Elemente sind einerseits die Einführung des Brennstoffhandelsemissionsgesetzes (BEHG), das seit Anfang 2021 in Kraft ist und nach einer Einführungsphase mit CO₂-Festpreisen den nationalen Emissionshandel mit Brennstoffen regeln soll, und andererseits Treibhausgasquoten, mit denen die THG-Emissionen zukünftig gesenkt werden sollen.

CO₂-Flottengrenzwerte der EU für Neufahrzeuge setzen bisher keine Anreize für synthetische Kraftstoffe

Um den CO₂-Ausstoß von Neuwagen im Verkehr zu reduzieren, hat die EU die Verordnung 2019/631 im April 2019 erlassen, die eine vorausgegangene Regelung ersetzt. Sie legt sogenannte CO₂-Flottengrenzwerte, gemessen in Gramm CO₂ je Kilometer (gCO₂/km), für Pkw und leichte Nutzfahrzeuge fest. Nicht jedes einzelne neu zugelasse-

ne Auto eines Herstellers muss den Grenzwert einhalten, sondern der Durchschnitt aller in der EU in einem Jahr zugelassenen Fahrzeuge eines Herstellers darf den Flottengrenzwert nicht überschreiten.

- Die Grenzwerte sind für Pkw, leichte sowie schwere Nutzfahrzeuge nach Zeiträumen gestaffelt. 2021 bis 2024 dürfen Pkw 95 g/CO₂/km gemessen im NEFZ-Verfahren nicht überschreiten. Da aber laut Verordnung die Messung auf das realitätsnähere WLTP-Verfahren umgestellt wird, entsprechen 95 g-NEFZ etwa 115 g-WLTP. Der endgültige Wert wird erst Ende 2021 auf Basis des Verhältnisses von altem zu neuem Prüfzyklus der Neuwagen aus 2020 berechnet. Aus diesem Grund werden die neuen Zielvorgaben zunächst als prozentuale Minderungen vorgegeben. Im Zeitraum 2025 bis 2029 soll die CO₂-Minderung 16 Prozent betragen und ab 2030 37,5 Prozent im Vergleich zu 2021.
- Für leichte Nutzfahrzeuge gilt seit 2020 ein Flottengrenzwert von 147 gCO₂/km, der ab 2025 um 15 Prozent und ab 2030 um 31 Prozent im Vergleich zu 2021 sinken muss. Ab 2021 gibt es auch in diesem Fahrzeugsegment die Umstellung des Prüfverfahrens.^{189, 190}
- Seit 2019 werden erstmals auch die Flottengrenzwerte für schwere Nutzfahrzeuge in der EU-Verordnung 2019/1242 geregelt. Ab 2025 müssen ihre CO₂-Emissionen um 15 Prozent sinken und ab 2030 um 30 Prozent.¹⁹¹

Bei der Betrachtung der CO₂-Emissionen schaut die EU in der Flottenregulierung lediglich auf die Emissionswerte, die am Auspuff der Fahrzeugflotte gemessen werden, aber weder auf die im gesamten Lebenszyklus eines Fahrzeugs entstehenden Emissionen noch auf die tatsächlich mit der Verwendung eines Kraftstoffs entstehenden Emissionen. Bei elektrisch betriebenen Fahrzeugen werden die CO₂-Emissionen durch die Stromproduktion auf „null“ gesetzt, ohne den tatsächlichen Strommix zu berücksichtigen, der in Europa 2020 noch zu 62 Prozent aus fossilen Energieträgern erzeugt wurde.¹⁹² Gleichzeitig enthält die Flottengrenzwert-Verordnung keine Berechnungsgrundlage, mit der der Einsatz treibhausgasarmer und -neutraler Kraftstoffe in Otto- und Dieselmotoren erfasst werden kann. Bei der Berechnung des CO₂-Ausstoßes von Fahrzeugen wird nicht unterschieden, ob

¹⁸⁷ DIHK 2020, 4–5.

¹⁸⁸ EEX 2021.

¹⁸⁹ BMU 2020b, 1–4.

¹⁹⁰ FRONTIER 2020, 12.

¹⁹¹ FRONTIER 2020, 12.

¹⁹² Agora 2021.

die Emissionen aus fossilen und damit klimaschädlichen oder biogenen beziehungsweise synthetischen und damit klimaschonenden Kraftstoffen stammen. Anders gesagt: Ein Elektroauto, das mit fossilem Strom fährt, wird in der Flottenregulierung als klimaneutral angerechnet, ein Verbrennerfahrzeug dagegen, das mit 100 Prozent klimaneutralem Kraftstoff fährt, fließt mit seinem fossilen Emissionswert in die Berechnung ein.

In der Flottenregulierung fehlen sowohl Anreize für die Weiterentwicklung der Motorentechnik von Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor für den Einsatz von neuen alternativen Kraftstoffen als auch zur Errichtung von Produktionskapazitäten und der Markteinführung klimaschonender biogener und synthetischer Kraftstoffe. Für Fahrzeughersteller bietet die Flottenregulierung dagegen starke Anreize, Null- und Niedrigemissionsfahrzeuge (reine Batterie- beziehungsweise Brennstoffzellenfahrzeuge, Plug-in-Hybridfahrzeuge) mit Emissionen von weniger als 50 g CO₂/km zu verkaufen. Durch sogenannte „Supercredits“ wird der Verkauf solcher Fahrzeuge mit einem jährlich sinkenden Faktor stärker in der Berechnung gewichtet als konventionelle Fahrzeuge. Der Flottengrenzwert wird für jeden Hersteller in Europa individuell nach dem durchschnittlichen Fahrzeuggewicht seiner Neufahrzeuge berechnet. Liegt das durchschnittliche Fahrzeuggewicht eines Herstellers über dem EU-weiten Durchschnitt, bekommt er einen höheren Flottengrenzwert. Davon profitieren vor allem deutsche Hersteller mit ihrer schwereren Modellpalette.¹⁹³ Können Fahrzeughersteller die Flottengrenzwerte nicht einhalten, drohen den Unternehmen signifikante Strafzahlungen.¹⁹⁴

Erneuerbare Energien Richtlinie der EU (RED II) setzt Anreize zur Kraftstoffentwicklung

Zu den im Zuge des „Green Deal“ von der EU neu zu verfassenden Richtlinien gehört unter anderen die 2009 verabschiedete „Erneuerbare Energien Richtlinie“ (EU) 2009/28 (Renewable Energy Directive, RED) und ihre 2018 überarbeitete Fassung (EU) 2018/2001 (RED II). Die RED II enthält einen neuen gemeinsamen Förderrahmen für alle Mitgliedsstaaten, mit dem der Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch in der EU von aktuell 17 Prozent auf mindestens 32 Prozent bis zum Jahr 2030 steigen soll. Die Regelungen betreffen die Bereiche Strom, Wärme und Verkehr.¹⁹⁵ Im Rahmen des derzeit stattfindenden Reviews der RED II werden Anpassungen diskutiert, die auch Änderungen an den Zielen in Richtung

weiterer Steigerungen zur Folge haben können und in eine überarbeitete RED III einfließen sollen.

Im Bereich Verkehr schreibt die RED II feste Quoten für den Einsatz von erneuerbaren Kraftstoffen und Strom aus erneuerbaren Energien fest. Ihr Gesamtanteil soll von 10 auf mindestens 14 Prozent in 2030 steigen. Darüber hinaus sind in der RED II Rahmenbedingungen zum Nachweis der Nachhaltigkeit und Mindesttreibhausgas-minderung der Energieträger festgelegt. Um die Nutzung landwirtschaftlicher Flächen für die Herstellung von Anbaubiomasse und die Folgen von Landnutzungsänderungen gering zu halten, ist eine Obergrenze des Anteils von Biokraftstoffen der 1. Generation von sieben Prozent vorgesehen. Sogenannte fortschrittliche Biokraftstoffe der 2. Generation sollen mindestens 3,5 Prozent zur Minderung von CO₂-Emissionen beitragen. Für synthetische Kraftstoffe gibt es kein eigenes Unterziel in der RED II, sie werden unter das allgemeine 14-Prozent-Ziel subsumiert. Dies bietet einen Anreiz zur Weiterentwicklung von Pilot- und Demonstrationsanlagen zur Herstellung fortschrittlicher biogener und synthetischer Kraftstoffe sowie erster kommerzieller Anlagen in den nächsten Jahren.¹⁹⁶ Für den Aufbau einer großtechnischen PtL-Produktion ist darüber hinaus statt der bestehenden Einfachanrechnung eine Mehrfachanrechnung erforderlich.¹⁹⁷

Die EU-Kraftstoffqualitätsrichtlinie

Die Kraftstoffqualitätsrichtlinie (EU) 2009/30 (Fuel Quality Directive, FQD) legt fest, dass die Treibhausgasemissionen aus Kraftstoffen bis 2020 um mindestens sechs Prozent im Vergleich zu 2010 sinken müssen inklusive der Anrechnung von bis zu 1,2 Prozent Emissionsminderungen im Upstream. Dieses Ziel gilt auch über 2020 hinaus. Das Treibhausgaspotenzial eines Kraftstoffs wird auf der Basis einer Lebenszyklusbetrachtung von der Rohstoffgewinnung über die Verarbeitung bis zum Vertrieb berechnet. Die FQD legt fest, welche Kraftstoffe zur Treibhausgas-minderung eingesetzt werden dürfen und welche Nachhaltigkeitskriterien sie erfüllen müssen. Zu den Kraftstoffen zählen Biokraftstoffe, elektrischer Strom, treibhausgas-geminderte fossile Kraftstoffe wie Erdgas oder Flüssiggas und synthetische Kraftstoffe.¹⁹⁸ Zurzeit läuft ein Review der FQD im Rahmen des „Fit for 55“-Pakets, der zu einer Umgestaltung der Richtlinie führen kann.

¹⁹³ BMU 2020b, 1–4.

¹⁹⁴ Frontier 2020, 12.

¹⁹⁵ EU 2018.

¹⁹⁶ Richter Dillig 2018.

¹⁹⁷ MWV 2020, 30.

¹⁹⁸ EC 2021c.

6.2 Deutsche Regularien

Das Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG)

bestimmt den nationalen CO₂-Preis

Das Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) ist Anfang Januar 2021 in Kraft getreten und stellt analog zum EU-Emissionshandelsgesetz ein nationales Emissionshandelssystem (nEHS) dar, in dem die Sektoren Verkehr und Wärme erfasst werden, die nicht im EU-ETS erfasst werden. Kern des BEHG ist eine CO₂-Bepreisung fossiler Emissionen aus Brenn- und Kraftstoffen. Die Definition der Treibhausgase im nEHS ist identisch mit der im EU-ETS.

Unternehmen, die als sogenannte Inverkehrbringer Otto- und Dieselmotorkraftstoffe, Kerosin, Heizöl und Erdgas verkaufen, werden dazu verpflichtet, für die Treibhausgasemissionen dieser Energieträger Emissionsrechte (Zertifikate) zu kaufen. Um einen Anreiz für den Einsatz erneuerbarer Energieträger zu setzen, fällt der CO₂-Preis nicht für biogene Brenn- und Kraftstoffe an. Auch für Strom wird kein CO₂-Preis erhoben. In der Einführungsphase bis 2026 gelten Festpreise für den Erwerb von CO₂-Zertifikaten. Für ein CO₂-Zertifikat, das einer Tonne CO₂ entspricht, beträgt der Preis 25 Euro in 2021 und steigt in den Folgejahren bis 2026 schrittweise auf 55 bis 65 Euro an. Die zusätzlichen Kosten je 100 Liter Kraftstoff betragen für Inverkehrbringer in 2021 beispielsweise für Benzin 5,70 Euro und für Diesel 6,69 Euro und sie steigen bis 2025 auf 14,82 beziehungsweise 17,42 Euro an. Nach dieser Einführungsphase geht der Festpreis in ein Handelssystem über, in dem die Unternehmen die Zertifikate (Verschmutzungsrechte) in Auktionen ersteigern müssen. Die Anzahl der Zertifikate wird entsprechend der Klimaziele begrenzt, sodass sich der Preis durch Angebot und Nachfrage bildet. Die Inverkehrbringer sind verpflichtet, die Mehrkosten durch den CO₂-Preis auf die Preise für ihre Produkte aufzuschlagen, sodass letztlich die Verbraucher die Abgabe bezahlen. Umgerechnet zahlen Verbraucher daher seit Anfang 2021 je Liter Benzin sieben Cent mehr und für Diesel acht Cent.¹⁹⁹ Das soll dazu führen, dass die Verbraucher ihren Energieverbrauch reduzieren und stärker alternative Energieträger nutzen.²⁰⁰

Ergänzt wird das BEHG durch eine Carbon-Leakage-Verordnung (BEHG-Carbon-Leakage-Verordnung, BECV) der Bundesregierung mit besonderer Berücksichtigung kleiner und mittlerer Unternehmen, die analog zur Carbon-Leakage-Verordnung der EU verhindern soll, dass Produktionen und damit THG-Emissionen aufgrund von

aus dem BEHG entstehenden Wettbewerbsnachteilen in Regionen außerhalb der EU verlagert werden.²⁰¹

Das Energiesteuergesetz soll die Verwendung regenerativer Energien fördern

Im Energiesteuergesetz (EnergieStG) und der Energiesteuer-Durchführungsverordnung (EnergieStV) wird die Besteuerung der Verwendung von Brenn- und Kraftstoffen in Deutschland geregelt. Das EnergieStG setzt die europäische Energiesteuer-Richtlinie (EU) 2003/96 in Deutschland um. Zu den Brenn- und Kraftstoffen im EnergieStG zählen fossile Energieträger wie etwa Mineralöle, Erdgas, Kohle und Flüssiggas sowie erneuerbare Energieträger wie etwa Biodiesel, Ethanol und Pflanzen- beziehungsweise Bioöle.²⁰² Die Steuer ist vom Inverkehrbringer zu entrichten und wird vom Zoll verwaltet. Die Inverkehrbringer können die Steuer auf den Preis aufschlagen, den die Käufer von Mineralölprodukten zu entrichten haben. Die Höhe der Steuer ist für jedes Energieerzeugnis einzeln festgelegt und kann je nach Einsatzzweck (zum Beispiel bei der Verwendung physikalisch-chemisch identischer Produkte wie Heizöl und Dieselmotorkraftstoff) des Erzeugnisses variieren. Bemessen wird die Besteuerung nach der Menge (Gewicht/Volumen) beziehungsweise dem Energiegehalt (MWh) der in Verkehr gebrachten Energieprodukte. Durch Steuerermäßigungen und Ausnahmen wird die Verwendung bestimmter Energieträger gefördert. So soll die Steuer eine Lenkungswirkung für den verstärkten Einsatz regenerativer Energien entfalten.²⁰³ Im Jahr 2019 hat der Bund aus der Erhebung der Energiesteuer rund 40,7 Milliarden Euro in seinem Haushalt eingenommen. Die Energiesteuer ist die aufkommensstärkste Steuer des Bundes und hatte an den Bundessteuern 2019 in Höhe von 109,5 Milliarden Euro einen Anteil von 37 Prozent.²⁰⁴

Da die Besteuerung der Energieerzeugnisse auf der Basis von Mengen beziehungsweise Energiegehalt keinen Bezug zu ihren tatsächlichen Treibhausgasemissionen enthält, entfalten sowohl die europäische Energiesteuer-Richtlinie als auch das in Deutschland umgesetzte Energiesteuergesetz in ihrer derzeitigen Form keine zielgerichtete Wirkung für den Klimaschutz im Verkehr. Würde die Bemessungsgrundlage auf die kraftstoffspezifischen CO₂-Emissionen der Brenn- und Kraftstoffe umgestellt, ergäben sich laut einer Studie von Frontier Economics und des Finanzwissenschaftlichen Forschungsinstituts an der Universität zu Köln spezifischere Anreize zur Nutzung klimaschonender Energieträger. Mit einer CO₂-Besteuerung entstünde

¹⁹⁹ Bundestag 2020.

²⁰⁰ Bundesregierung 2020a.

²⁰¹ BEHG-Carbon-Leakage-Verordnung, BECV.

²⁰² Dautzenberg 2018.

²⁰³ Rosenkranz 2020.

²⁰⁴ BMF 2020, 20–21.

eine größere Transparenz der tatsächlichen Klimawirkung der Brenn- und Kraftstoffe und es ergäben sich daraus Impulse für die Markteinführung und den Markthochlauf fortschrittlicher biogener und synthetischer Kraftstoffe. Sie würden dadurch deutlich schneller wettbewerbsfähig. Sofern sich die Umstellung der Bemessungsgrundlage an den heutigen Steuersätzen orientiere, entstünden keine unmittelbaren Mehrbelastungen für Verbraucher und Industrie. Der Verwaltungsaufwand für die CO₂-Besteuerung bliebe relativ gering.²⁰⁵

Würde die Energiesteuer auf Kraftstoffe auf einer CO₂-Bemessungsgrundlage weiterentwickelt, wäre sofort ein CO₂-Preis von etwa 175 Euro/t Dieselkraftstoff und 275 Euro/t für Benzin möglich, ohne dass es zu Mehrbelastungen für Verbraucher käme. Zusammen mit dem CO₂-Preis aus dem BEHG könnte der CO₂-Preis kurz- bis mittelfristig das Niveau von 300–400 Euro/t erreichen. Bei 400 Euro/t könnte ein treibhausgasneutraler Kraftstoff der Kundschaft zum gleichen Preis wie das fossile Pendant angeboten werden.²⁰⁶

Die dem deutschen Energiesteuergesetz zugrunde liegende Energy Taxation Directive der EU wird im Rahmen des „Fit for 55“-Pakets diskutiert. Den Gesprächen zufolge könnte künftig ein CO₂-basierter Anteil an der Steuer möglich werden.

Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) **– Co-Processing biogener Rohstoffe ist verboten**

Das „Gesetz zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch Luftverunreinigungen, Geräusche, Erschütterungen und ähnliche Vorgänge“ (BImSchG) soll schädliche Umwelteinwirkungen in Luft, Wasser und Boden durch Industrie- und Gewerbeanlagen vermeiden und vermindern. Zum Betrieb von Anlagen bedarf es eines Genehmigungsverfahrens, das die Umweltauswirkungen prüft, insofern ist es auch für Raffinerien relevant.

Im BImSchG wird nur die Mitverarbeitung (Co-Processing) von Rohstoffen „nicht-biogenen Ursprungs“ in Raffinerien unterstützt, das heißt, von grünem Wasserstoff und synthetischem Rohöl. Technisch möglich ist in Raffinerien darüber hinaus die Mitverarbeitung einer Vielfalt erneuerbarer biogener Rest- und Abfallstoffe zu klimafreundlichen Kraftstoffen, etwa aus Forst- und Landwirtschaft, Kläranlagen oder der Papierindustrie. Da die biogenen Einsatzstoffe teurer sind als Rohöl, ist ihre Mitverarbeitung nur dann rentabel, wenn ihre Anteile auch auf die Verpflichtung der Mineralölindustrie zur Treibhausgasmin-

derung angerechnet werden dürfen. Diese Anrechnung von biogenen Rohstoffen im Co-Processing ist gemäß BImSchG § 37 b Abs. 8 nicht möglich. Abweichend von diesem Paragraphen erlaubte die 37. Bundes-Immissionsschutzverordnung (BImSchV, § 10) die gemeinsame raffinerietechnische Verarbeitung von biogenen und mineralölstämmigen Ölen bis Ende 2020. Diese Regelung ist Anfang 2021 ohne eine Anschlussregelung ausgelaufen. Da in vielen EU-Ländern das Co-Processing biogener Rohstoffe im Raffinerieprozess auf die Verpflichtung der Kraftstoffanbieter angerechnet werden darf, bedeutet dies für deutsche Raffinerien einen Standortnachteil.²⁰⁷

Für die Raffinerien kann das Co-Processing seit Anfang 2021 durch das BEHG und den damit verbundenen CO₂-Preis auf fossile Brenn- und Kraftstoffe interessant werden. Der Einsatz biogener und synthetischer Kraftstoffe führt durch die damit verbundenen höheren Rohstoffkosten auch zu höheren Kraftstoffkosten an den Zapfsäulen. Da die klimaschonenden Kraftstoffanteile aber von dem CO₂-Preis aus dem BEHG befreit sind, wird der Preisunterschied aufgrund der sukzessive steigenden CO₂-Preise für die fossilen Kraftstoffe sukzessive geringer.

Die 10. BImSchV legt fest, welche Kraftstoffe verkauft werden dürfen

Zur Umsetzung der EU-Kraftstoffqualitätsrichtlinie wurde in Deutschland ein System zur Überwachung der Brenn- und Kraftstoffqualität eingeführt, das in der 10. Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung über die Beschaffenheit und die Auszeichnung der Qualitäten von Kraft- und Brennstoffen, 10. BImSchV) in der Fassung von 20. Dezember 2019 geregelt ist. Um die Belastung der Luft durch Emissionen aus der Verbrennung von Kraftstoffen zum Schutz der Gesundheit und der Umwelt zu verringern, sind in der 10. BImSchV Anforderungen an die Herstellung, die Beschaffenheit, das Einführen und das Inverkehrbringen von Brenn- und Kraftstoffen auf der Basis der geltenden DIN-Normen festgelegt. Die Normen definieren die Anforderungen an die Qualität von Ottokraftstoffen, Dieselkraftstoff, Biodiesel, Ethanolkraftstoff, Flüssiggaskraftstoff, Erdgas und Biogas sowie Pflanzenölkraftstoff. Darüber hinaus ist die Überprüfung der Qualität an öffentlichen Tankstellen geregelt, um die Verträglichkeit der Kraftstoffe mit der Fahrzeugtechnik sicherzustellen.²⁰⁸

In der 10. BImSchV sind Otto- und Dieselkraftstoffe als Mineralöl- beziehungsweise Gasölzeugnisse mit einem Anteil von mindestens 70 Prozent fossilen Kraft-

²⁰⁵ FRONTIER 2021.

²⁰⁶ Küchen 2021, 12.

²⁰⁷ MWV 2021.

²⁰⁸ BMU 2020c und Nds MfU 2020.

stoffbestandteilen definiert, damit sie in Kraftfahrzeugen beziehungsweise Fahrzeugverbrennungsmotoren in Deutschland an Tankstellen angeboten und verkauft werden dürfen. Das bedeutet, dass Inverkehrbringer von Kraftstoffen den Anteil der Zumischung regenerativer und klimaschonender Kraftstoffe auf 30 Prozent begrenzen müssen, selbst wenn höhere Anteile oder 100 Prozent erneuerbarer Kraftstoff technisch unbedenklich und klimaschonender sind. Für die Markteinführung biogener und synthetischer Kraftstoffe ist dies ein Hindernis.

THG-Quote (Entwurf) – Verpflichtung zum Angebot THG-armer Energieerzeugnisse im Handel

Die Treibhausgaseminderungsquote (THG-Quote) hat im Jahr 2015 die Biokraftstoffquote abgelöst und ist ein wichtiges Instrument der deutschen Klimapolitik. Die THG-Quote ist Bestandteil des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (BImSchG).²⁰⁹ Der aktuelle Referentenentwurf eines „Gesetzes zur Weiterentwicklung der Treibhausgaseminderungs-Quote“ dient zur Umsetzung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie in Deutschland und soll bis zum 30.06.2021 in der 38. BImSchV an die Vorgaben der RED II angepasst werden. Die nachfolgend skizzierten Eckpunkte des Entwurfs der THG-Quote befinden sich in der Diskussion und können noch verändert werden.

Die THG-Quote verpflichtet die Inverkehrbringer von Kraftstoffen, ihre Treibhausgasemissionen um festgelegte Prozentsätze zu senken, indem sie biogene und synthetische Kraftstoffe beimischen.²¹⁰ Die Bundesregierung will im Referentenentwurf die THG-Quote schrittweise auf 22 Prozent in 2030 steigern, weil die CO₂-Emissionen im Verkehr seit 1990 nahezu gleichgeblieben sind. Von 2021 bis 2026/2027 soll die Quote nur langsam um vier Prozent steigen und in den darauffolgenden drei beziehungsweise vier Jahren bis 2030 dann um weitere zwölf Prozent. Dies ist ein Gegenstand der Kritik am Referentenentwurf.

Für Biokraftstoffe aus Anbaubiomasse ist eine Kappungsgrenze von 4,4 Prozent vorgesehen und Biokraftstoffe aus Altpeiseölen und tierischen Fetten werden auf maximal 1,9 Prozent begrenzt. Palmöl wird als Rohstoff ab 2026 ausgeschlossen. Der Anteil fortschrittlicher Biokraftstoffe der 2. Generation soll von 2021 bis 2030 auf mindestens 2,6 Prozent steigen und synthetisches Kerosin (PtL) auf mindestens zwei Prozent. Der Einsatz von grünem Wasserstoff und synthetischen Kraftstoffen im Straßenverkehr ist möglich, es werden aber keine Anteile festgelegt.

PtL-Kraftstoffe sollen allerdings beim Einsatz im Straßenverkehr doppelt auf die THG-Quote angerechnet werden. Elektrischer Strom als Kraftstoff kann dreifach angerechnet werden.²¹¹

Mit den Mehrfachanrechnungen bei der THG-Quote fördert der Gesetzgeber besonders erwünschte Technologie- und Kraftstoffoptionen. Dies führt gleichzeitig zu einer Besserstellung der erwünschten Kraftstoffoptionen im Wettbewerb mit den anderen, einfach angerechneten Optionen. Zudem ist der Beitrag der mehrfach angerechneten Optionen zur tatsächlichen Treibhausgasminderung im Verkehr um die Hälfte (bei zweifacher Anrechnung) beziehungsweise zwei Drittel (bei dreifacher Anrechnung) niedriger, da geringere Kraftstoffmengen zur Quotenerfüllung ausreichen.²¹²

Der aktuelle Referentenentwurf der THG-Quote sollte technologieoffen und ambitioniert gestaltet werden. Wichtig ist es, die THG-Quote schon in der ersten Hälfte der Dekade zügig zu erhöhen und die Lasten der Zielerreichung nicht in die zweite Hälfte zu verlagern. Um die Klimaschutzziele zu erreichen, wäre eine höhere Quote für Biokraftstoffe der 2. Generation erforderlich und machbar. Das Potenzial von PtL-Kraftstoffen ist noch nicht ausreichend berücksichtigt. Ihre Gewichtung durch Mehrfachanrechnung ist ein wichtiges Signal, sollte aber durch eine Mindestquote von zwei Prozent ergänzt werden.²¹³

6.3 Zwischenfazit

Die regulatorischen Rahmenbedingungen sind im Kern darauf ausgerichtet, die Treibhausgasemissionen bis 2030 und darüber hinaus deutlich zu reduzieren. Sie zielen auf die Minderung von THG-Emissionen in Produktionsprozessen von energieintensiven Branchen wie Raffinerien ab sowie die Verwendung von Energieerzeugnissen in den Märkten für Mineralölprodukte im Verkehrsbereich. Auffällig ist, dass die Regularien zur Minderung des CO₂-Ausstoßes bei der Energieverwendung in den Märkten für Mobilität und Wärme in der Regel bei der Mineralölwirtschaft als der Inverkehrbringerin von Mineralölerzeugnissen ansetzen. Die Ziele und ihre Ausgestaltung sind so angelegt, dass für die Elektrifizierung von Antrieben gute Bedingungen für einen Markthochlauf in den Jahren bis 2030 entstehen. Für einen Markthochlauf flüssiger biogener und synthetischer Kraftstoffe sind die Rahmenbedingungen nur zum Teil gelegt. Mit Blick auf eine technologieoffene Gestaltung der Klimaschutzmaßnahmen besteht Handlungsbedarf vor allem bei der Ein-

²⁰⁹ BMWi 2021.

²¹⁰ BMU 2020d.

²¹¹ Energieexperten 2020.

²¹² DBFZ 2021, 8.

²¹³ Dena 2021b.

führung einer CO₂-basierten Bemessungsgrundlage von Energieerzeugnissen in der CO₂-Flottenregulierung sowie der Energiebesteuerung, dem Brennstoffemissionshandelsgesetz und dem Energiesteuergesetz. Darüber hinaus sollte das Co-Processing biogener Rohstoffe in der Raffinerieproduktion ermöglicht und die Definition von Kraftstoffen in der 10. BImSchV erweitert werden.

6.4 Handlungsoptionen und Forderungen der Mineralölindustrie an die Politik

- Die gemeinsame Verarbeitung von alternativen biogenen und fossilen Stoffen (Co-Processing) in Raffinerien sollte als Alternative zugelassen und zertifiziert werden.
- Verbote der Neuzulassung von Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor verhindern Investition in die Herstellung biogener und synthetischer Kraftstoffe in industriellem Maßstab.
- Die derzeitige Form der Kraftstoffbesteuerung sollte reformiert werden durch die Einführung der tatsächlichen Treibhausgasemissionen als Bemessungsgrundlage.
- Auf europäischer Ebene hat die EU-Kommission bereits angekündigt, im Rahmen des European Green Deal die Energiesteuerrichtlinie zu reformieren und dafür im Sommer 2021 einen Vorschlag vorzulegen. Die Bundesregierung sollte sich in Brüssel für einen klimaorientierten Umbau der Kraftstoffbesteuerung im oben genannten Sinne einsetzen.
- Der aktuelle Referentenentwurf der THG-Quote sollte technologieoffen und ambitioniert gestaltet werden. Wichtig ist es, die THG-Quote schon in der ersten Hälfte der Dekade zügig zu erhöhen und die Lasten der Zielerreichung nicht in die zweite Hälfte zu verlagern. Um die Klimaschutzziele zu erreichen, wäre eine höhere Quote für Biokraftstoffe der 2. Generation erforderlich und machbar. Das Potenzial von PtL-Kraftstoffen ist noch nicht ausreichend berücksichtigt. Ihre Gewichtung durch Mehrfachanrechnung ist ein wichtiges Signal, sollte aber durch eine Mindestquote, bspw. von zwei Prozent, ergänzt werden.
- Für die Realisierung erster großtechnischer Produktionsanlagen ist flankierend zu einem CO₂-Preis eine substantielle staatliche Förderung erforderlich.
- Zur Unterstützung der Markteinführung fortschrittlicher erneuerbarer Kraftstoffe sollte die Anrechenbarkeit dieser klimaschonenden Kraftstoffe auf die CO₂-Flottenziele der Pkw- und Nutzfahrzeughersteller ermöglicht werden.
- Die Maßnahmen zum Klimaschutz sollten auch sozial ausgewogen sein. Mobilität muss bezahlbar bleiben – auch in nicht-urbanen Regionen.

Abbildung 9: SWOT-Analyse

Stärken ("Strengths") 😊 Enge Verflechtung von Raffinerien und chemischer Industrie. 😊 Hohe Komplexität und Flexibilität der Anlagen. 😊 Hohe Innovationskraft. 😊 Zunehmende Digitalisierung. 😊 Flüssige Energieträger haben eine hohe Energiedichte.	Chancen ("Opportunities") 😊 Wandel des Geschäftsmodells zu Multi-Energieunternehmen. 😊 Co-Processing von biogenen Rohstoffen. 😊 Technologieentwicklung durch Aufbau von PtL-Demonstrationsanlagen. 😊 Aufbau einer Produktion grünen Wasserstoffs. 😊 Hohe Abhängigkeit der Wirtschaft von flüssigen Energieträgern. 😊 H₂ und PtL-Produkte könnten die drohende Versorgungslücke bei erneuerbarem Strom schließen.
Schwächen ("Weaknesses") 😞 Drohende Überkapazitäten. 😞 Probleme bei der Gewinnung von Beschäftigten. 😞 Hohe Abhängigkeit vom Ölpreis. 😞 Hohe Energieintensität verbunden mit hohen THG-Emissionen. 😞 Keine Roadmap für den Wandel von Raffinerien.	Risiken ("Threats") 😞 Steigender Kosten- und Wettbewerbsdruck bei Standardprodukten. 😞 Peak Oil Demand Mitte des Jahrzehnts. 😞 Regulatorischer Rahmen benachteiligt biogene und synthetische Kraftstoffe. 😞 Geschäftsmodelle für synthetische Kraftstoffe rechnen sich nicht. 😞 Trend zur Elektrifizierung von Anwendungen nimmt zu. 😞 Drohende Verbote der Neuzulassung von Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor. 😞 Fehlende politische Akzeptanz und Unterstützung für THG-arme flüssige Energieträger.

Quelle: eigene Darstellung

Literaturverzeichnis

Accenture (2019): Digital re-definery – Digital Refining Survey 2019, online verfügbar unter https://www.accenture.com/_acnmedia/PDF-107/Accenture-Digital-Refining-Survey-2019.pdf/, zuletzt geprüft am 13.01.2021

Accenture (2020): Decarbonizing Energy: From A to Zero, online verfügbar unter https://www.accenture.com/_acnmedia/PDF-135/Accenture-Decarbonizing-Energy-Full-Report-Digital-LDM.pdf/, zuletzt geprüft am 18.01.2021

ACEA (2021a): European Automobile Manufacturers Association; New passenger car registrations by fuel type in the European Union, press release, 23. April 2021, online verfügbar unter https://www.acea.be/uploads/press_releases_files/20210423_PRPC_fuel_Q1_2021_FINAL.pdf/, zuletzt geprüft am 25.01.2021

ACEA (2021b): European Automobile Manufacturers Association; Passenger car registrations: -23.7 % in 2020; -3.3 % in December, press release, 19. Januar 2021, online verfügbar unter <https://www.acea.be/press-releases/article/passenger-car-registrations-23.7-in-2020-3.3-in-december/>, zuletzt geprüft am 29.04.2021

ACEA (2021c): European Automobile Manufacturers Association; ACEA Report – Vehicles in use in Europe, Januar 2021, online verfügbar unter <https://www.acea.be/uploads/publications/report-vehicles-in-use-europe-january-2021.pdf/>, zuletzt geprüft am 25.01.2021

AGEB (2020a): Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e. V.; Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2019, Berlin 2020, online verfügbar unter <https://www.ag-energiebilanzen.de/>, zuletzt geprüft am 04.02.2021

AGEB (2020b): Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e. V.; Energieverbrauch in Deutschland – Daten für das 1. bis 4. Quartal 2020, Berlin 2020, online verfügbar unter <https://www.ag-energiebilanzen.de/>, zuletzt geprüft am 04.02.2021

Agora (2021): Agora Energiewende; Erneuerbare Energien überholen Gas und Kohle in der EU-Stromerzeugung, Pressemitteilung vom 25. Januar 2021, online verfügbar unter https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2020_01_EU-Annu-

[al-Review_2020/2021-01-25_PM_EU-Jahresauswertung-2020.pdf/](#), zuletzt geprüft am 02.06.2021

Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut (2020): Klimaneutrales Deutschland. Studie im Auftrag von Agora Energiewende, Agora Verkehrswende und Stiftung Klimaneutralität, November 2020, online verfügbar unter <https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/klimaneutrales-deutschland/>, zuletzt geprüft am 20.01.2021

Airlines for Europe (2021): Airlines for Europe (A4E); Airports Council International (ACI); Aerospace and Defence Industries Association of Europe (ASD); european regions airline association (era); civil air navigation services organisation (canso); Destination 2050 – A Route To Net Zero European Aviation, Februar 2020, online verfügbar unter https://www.destination2050.eu/wp-content/uploads/2021/03/Destination2050_Report.pdf/, zuletzt geprüft am 15.02.2021

Aireg (2020): Bullerdiek, Nils; Neuling, Ulf; Kaltschmitt, Martin; Nachhaltige Flugkraftstoffe – Status, Optionen, Handlungsnotwendigkeiten, aireg – Aviation Initiative for Renewable Energy in Germany e. V. in Zusammenarbeit mit der Technischen Universität Hamburg (TUHH), Institut für Umwelttechnik und Energiewirtschaft (IUE), Dezember 2020, online verfügbar unter <https://aireg.de/download/nachhaltige-flugkraftstoffe-status-optionen-handlungsnotwendigkeiten/>, zuletzt geprüft am 29.06.2021

AMS (2021a): Hebermehl, Gregor; Volle Konzentration auf Elektroantrieb, in: Auto Motor Sport, 17.09.2019, online verfügbar unter <https://www.auto-motor-und-sport.de/tech-zukunft/daimler-stoppt-verbrennungsmotoren-entwicklung-2019/>, zuletzt geprüft am 08.02.2021

AMS (2021b): Seibt, Torsten; Harloff, Thomas; Baumann, Uli; Hebermehl, Gregor; Verbot von Diesel- und Benzin-Autos – Die Ausstiegs-Fahrpläne der Länder, in: Auto Motor Sport, 18.05.2021, online verfügbar unter <https://www.auto-motor-und-sport.de/verkehr/verbrenner-aus-immer-mehr-verbote-zukunft-elektro-auto/>, zuletzt geprüft am 21.05.2021

ARAL (2019): Aral Aktiengesellschaft; Studie Tankstelle der Zukunft – Mobilitätstrends 2040, online verfügbar unter https://www.aral.de/content/dam/aral/business-sites/de/global/retail/presse/pressemeldungen/2019/Aral_Studie_Tankstelle_der_Zukunft_2019.pdf/, zuletzt geprüft am 05.03.2021

BAFA (2019): Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle; Amtliche Mineralölstatistik für die Bundesrepublik Deutschland, Eschborn.

BDL (2020): Bundesverband der Deutschen Luftverkehrswirtschaft; Bericht zur Lage der Branche – Jahreszahlen 2020, 11.03.2021, online verfügbar unter <https://www.bdl.aero/de/publikation/bericht-zur-lage-der-branche/>, zuletzt geprüft am 11.03.2021

Berger (2021): Roland Berger GmbH; fka GmbH; E-Mobility Index 2021, München 2021, online verfügbar unter <https://www.rolandberger.com/de/Insights/Publications/Elektromobilit%C3%A4t-boomt-trotz-Pandemie.html/>, zuletzt geprüft am 29.03.2021

BMF (2020): Bundesministerium der Finanzen; Die Steuereinnahmen des Bundes und der Länder im Haushaltsjahr 2019, Monatsbericht des BMF, Januar 2020, online verfügbar unter https://www.bundesfinanzministerium.de/Monatsberichte/2020/01/Inhalte/Kapitel-3-Analysen/3-3-steuereinnahmen.pdf?__blob=publicationFile&v=3/, zuletzt geprüft am 26.05.2021

BMU (2017): Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit; Leitfaden zur Anwendung der Abfallhierarchie nach § 6 Kreislaufwirtschaftsgesetz (KrWG), 25.09.2017, online verfügbar unter https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Abfallwirtschaft/krwg_leitfaden_abfallhierarchie_bf.pdf/, zuletzt geprüft am 23.04.2021

BMU (2020a): Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit; Klimaschutzbericht 2019 zum Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 der Bundesregierung, online verfügbar unter <https://www.bmu.de/download/klimaschutzbericht-2019/>, zuletzt geprüft am 19.03.2021

BMU (2020b): Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit; Das System der CO₂-Flottengrenzwerte für Pkw und leichte Nutzfahrzeuge, 04.05.2020, online verfügbar unter https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Luft/zusammenfassung_co2_flottengrenzwerte.pdf/, zuletzt geprüft am 25.03.2021

BMU (2020c): Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit; Kraftstoffqualität, 18.03.2020, online verfügbar unter <https://www.bmu.de/themen/luft-laerm-verkehr/verkehr/kraftstoffe/kraftstoffqualitaet/>, zuletzt geprüft am 04.05.2021

BMU (2020d): Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit; Referentenentwurf eines Gesetzes zur Weiterentwicklung der Treibhausgasemissions-Quote, 25.09.2020, online verfügbar unter <https://www.bmu.de/gesetz/referentenentwurf-eines-gesetzes-zur-weiterentwicklung-der-treibhausgasemissionsquote/>, zuletzt geprüft am 29.04.2021

BMU (2020e): Navigant; Sach, Tobias; Jörling, Korinna; Lotz, Bastian; Jakob, Martin; Schult, Henrik; Bietenholz, Diego; Klimaschutz in Zahlen – Fakten, Trends und Impulse deutscher Klimapolitik, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (Hg.); Ausgabe 2020, online verfügbar unter https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Pools/Broschueren/klimaschutz_zahlen_2020_broschuere_bf.pdf/, zuletzt geprüft am 21.05.2021

BMU (2021a): Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit; Treibhausgasemissionen sinken 2020 um 8,7 Prozent, Pressemitteilung vom 16. März 2021, online verfügbar unter <https://www.bmu.de/pressemitteilung/treibhausgasemissionen-sinken-2020-um-87-prozent/>, zuletzt geprüft am 17.03.2021

BMU (2021b): Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit; Bund, Länder und Industrie vereinbaren Fahrplan für den Markthochlauf klimafreundlicher PtL-Flugkraftstoffe, Pressemitteilung vom 07. Mai 2021, online verfügbar unter <https://www.bmu.de/pressemitteilung/bund-laender-und-industrie-vereinbaren-fahrplan-fuer-den-markthochlauf-klimafreundlicher-ptl-flugkraft/>, zuletzt geprüft am 10.05.2021

BMWi (2021): Bundesministerium für Wirtschaft und Energie; 2021, Biokraftstoffe und alternative Kraftstoffe, online verfügbar unter <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/mineraloel-biokraftstoffe-und-alternative-kraftstoffe.html/>, zuletzt geprüft am 30.04.2021

Boeing (2021): Boeing; Boeing Commits to Deliver Commercial Airplanes Ready to Fly on 100 % Sustainable Fuels, press release, 22. Januar 2021, online verfügbar unter <https://boeing.mediaroom.com/2021-01-22-Boeing-Commits-to-Deliver-Commercial-Airplanes-Ready-to-Fly-on-100-Sustainable-Fuels/>, zuletzt geprüft am 01.02.2021

BP (2020a): BP; Energy Outlook: 2020 edition, online verfügbar unter <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/energy-outlook/bp-energy-outlook-2020.pdf>, zuletzt geprüft am 26.03.2021

BP (2021a): BP p.l.c.; Group results – Fourth quarter and full year 2020, online verfügbar unter <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/investors/bp-fourth-quarter-2020-results.pdf/>, zuletzt geprüft am 08.02.2021

BP (2021b): BP; Volkswagen Group and bp to join forces to expand ultra-fast electric vehicle charging across Europe, press release, 15. März 2021, online verfügbar unter <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/news-and-insights/press-releases/volkswagen-group-and-bp-to-join-forces-to-expand-ultra-fast-electric-vehicle-charging-across-europe.pdf/>, zuletzt geprüft am 22.03.2021

Bundesregierung (2020a): Die Bundesregierung; Einstieg in die CO₂ (Kohlendioxid)-Bepreisung – Grundlage für CO₂ (Kohlendioxid)-Preis steht, 10.11.2020, online verfügbar unter <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/nationaler-emissionshandels-1684508/>, zuletzt geprüft am 30.04.2021

Bundesregierung (2020b): Die Bundesregierung; Die Nationale Wasserstoffstrategie, Juni 2020, Herausgeber: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, online verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=20/, zuletzt geprüft am 02.06.2021

Bundesregierung (2021): Presse- und Informationsamt der Bundesregierung; Klimaschutzgesetz 2021 – Generationenvertrag für das Klima, Pressemitteilung vom 12. Mai 2021, online verfügbar unter <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/klimaschutzgesetz-2021-1913672/>, zuletzt geprüft am 20.05.2021

Bundestag (2020): Deutscher Bundestag; Bundestag erhöht Zertifikatspreise im Emissionshandel, online verfügbar unter <https://www.bundestag.de/dokumente/textarchiv/2020/kw41-de-brennstoffemissionshandels-gesetz-795992/>, zuletzt geprüft am 30.04.2021

Business Insider (2020): Meyer, Cornelia; Warum die Tankstelle der Zukunft eine Elektroladestation auf einem Supermarktparkplatz sein könnte, 23.12.2020, online verfügbar unter <https://www.businessinsider.de/wirtschaft/mobility/elektroautos-laden-wie-die-tankstelle-der-zukunft-aussehen-wird/>, zuletzt geprüft am 05.03.2021

Business Insider (2021): Holdenried, Elias; VW, Mercedes & Co. verabschieden sich von ihren Wasserstoff-Träumen – das spricht gegen den H2-Antrieb, 31.03.2021, online verfügbar unter <https://www.businessinsider.de/wirtschaft/mobility/vw-mercedes-co-verabschieden-sich-von-ihren-wasserstoff-traeumen-/>, zuletzt geprüft am 06.04.2021

CATI (2020): Olle, Werner; Plorin, Daniel (Chemnitz Automotive Institute CATI); Vogel, Dirk; Wächtler, Andreas (Netzwerk Automobilzulieferer Sachsen AMZ); Chmelik, Rico (automotive thüringen e. V.); Elektromobilität trotz der Automobilkrise – Entwicklungen in Europa 2020–2025, Chemnitz/Dresden/Erfurt 2020, online verfügbar unter [http://cati.institute/page-section/studie-07-2020/#:~:text=Elektromobilit%C3%A4t%20trotzt%20der%20Automobilkrise%20%E2%80%93%20Entwicklungen,2020%E2%80%932025%20\(Juli%202020\)&text=Inmitten%20eines%20tiefgreifenden%20Strukturwandels%20der,den%20europ%C3%A4ischen%20Stra%C3%9Fen%20Fahrt%20auf./](http://cati.institute/page-section/studie-07-2020/#:~:text=Elektromobilit%C3%A4t%20trotzt%20der%20Automobilkrise%20%E2%80%93%20Entwicklungen,2020%E2%80%932025%20(Juli%202020)&text=Inmitten%20eines%20tiefgreifenden%20Strukturwandels%20der,den%20europ%C3%A4ischen%20Stra%C3%9Fen%20Fahrt%20auf./), zuletzt geprüft am 11.03.2021

CIEP (2017): Nivard, Michiel; Kreijkes, Maurits; The European Refining Sector: A Diversity of Markets?, The Clingendael International Energy Programme (CIEP), The Hague 2017, online verfügbar unter <https://www.clingendaelenergy.com/publications/publication/the-european-refining-sector-a-diversity-of-markets/>, zuletzt geprüft am 26.03.2021

Citroën (2021): Citroën; With e-Jumpy Hydrogen, Citroën offers the widest electrified range to meet the needs of professionals, Pressemitteilung vom 03. Juni 2021, online verfügbar unter <https://int-media.citroen.com/en/node/90086894#prettyPhoto/>, zuletzt geprüft am 07.06.2021

CONCAWE (2020): Megaritis, T.; Hoven, L.; Air emissions from the refining sector. Analysis of E-PRTR data 2007–2017, ConcaWE Report no. 4/20, Brussels, März 2020, online verfügbar unter https://www.concawe.eu/wp-content/uploads/Rpt_20-4.pdf/, zuletzt geprüft am 22.04.2021

CONCAWE (2021): Refinery Sites in Europe. CONCAWE. online verfügbar unter <https://www.concawe.eu/refineries-map/>, zuletzt geprüft am 26.03.2021

CVJ: Crypto Valley Journal; Distributed Ledger Technologie, ohne Datum, online verfügbar unter <https://cvj.ch/glossary/distributed-ledger-technology-dlt/>, zuletzt geprüft am 16.06.2021

Dautzenberg (2018): Dautzenberg, Norbert; Energiesteuer, in: Gablers Wirtschaftslexikon, Revision von Energiesteuer vom 06.06.2018, online verfügbar unter <https://wirtschaftslexikon.gabler.de/definition/energiesteuer-33398/version-328179>, zuletzt geprüft am 23.06.2021

DBFZ (2021): Naumann, Karin; Meisel, Kathleen, Schröder, Jörg; Müller-Langer, Franziska; Majer, Stefan; Schmieder, Uta; Weiterentwicklung der deutschen Treibhausgasminderungsquote; Hintergrundpapier des Deutschen Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH; Februar 2021, online verfügbar unter https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Referenzen/Statements/Hintergrundpapier_Weiterentwicklung_THG-Quote.pdf/, zuletzt geprüft am 29.04.2021

dena (2021a): Deutsche Energie-Agentur (Hrsg.); Zwischenbericht, dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität, Ein Blick in die Werkstatt: Erste Erkenntnisse und Ableitungen zentraler Handlungsfelder, März 2021, online verfügbar unter <https://www.dena.de/newsroom/publikationsdetailansicht/pub/zwischenbericht-dena-leitstudie-aufbruch-klimaneutralitaet/>, zuletzt geprüft am 26.03.2021

dena (2021b): Deutsche Energie-Agentur; Reale THG-Quote von mindestens 16 %, Pressemitteilung vom 21. April 2021, online verfügbar unter https://www.dena.de/newsroom/meldungen/reale-thg-quote-von-mindestens-16-prozent/?utm_source=newsletter&utm_medium=email&utm_campaign=denakompakt-21-4/, zuletzt geprüft am 05.05.2021

DESTATIS (2020a): Statistisches Bundesamt; Daten für die Branche Mineralölverarbeitung in Deutschland, 2020, Sonderveröffentlichung für die Industriegewerkschaft Bau, Chemie, Energie.

DESTATIS (2020b): Statistisches Bundesamt; Investitionen für den Umweltschutz in Unternehmen des produzierenden Gewerbes (ohne Baugewerbe) nach ausgewählten Wirtschaftszweigen, 24.06.2020, online verfügbar unter [https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Umwelt/Umweltoekonomie/Tabellen/investitionen-umweltschutz-ab-2008.html?view=main\[Print\]/](https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Umwelt/Umweltoekonomie/Tabellen/investitionen-umweltschutz-ab-2008.html?view=main[Print]/), zuletzt geprüft am 24.02.2021

DESTATIS (2020c): Statistisches Bundesamt; Finanzen und Steuern – Steuerhaushalt, 07.04.2020, Fachserie 14 Reihe 4, online verfügbar unter https://www.destatis.de/DE/Themen/Staat/Steuern/Steuereinnahmen/Publikationen/Downloads-Steuerhaushalt/steuerhaushalt-jahr-2140400197004.pdf?__blob=publicationFile/, zuletzt geprüft am 26.05.2021

DESTATIS (2021a): Statistisches Bundesamt; Verkehr. Verkehr aktuell. Wiesbaden 2021 (Fachserie 8 Reihe 1.1)

DESTATIS (2021b): Statistisches Bundesamt; Bruttoinlandsprodukt im Jahr 2020 um 5,0 % gesunken. Pressemitteilung Nr. 020 vom 14. Januar 2021, online verfügbar unter https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2021/01/PD21_020_811.html/, zuletzt geprüft am 03.03.2021

DESTATIS (2021c): Statistisches Bundesamt; 74,5 % weniger Fluggäste im Jahr 2020. Pressemitteilung Nr. 048 vom 02. Februar 2021, online verfügbar unter https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2021/02/PD21_048_464.html/, zuletzt geprüft am 11.03.2021

DIHK (2020): Deutscher Industrie- und Handelskammertag; „Green Deal“: Auswirkungen der Anhebung der EU-Klimaziele auf deutsche Unternehmen, online verfügbar unter <https://www.dihk.de/resource/blob/29206/4845b3f94919517900b315312515d535/auswirkungen-eu-klimaziele-data.pdf/>, zuletzt geprüft am 18.01.2021

GRÜNE (2021): Die Grünen; So erreichen wir die Verkehrswende, Wahlprogramm, online verfügbar unter <https://www.gruene.de/themen/verkehrspolitik/>, zuletzt geprüft am 21.05.2021

Donnerbauer (2021): Donnerbauer, Robert; Heizungsbranche 2020 im Aufwind – Zahlen, Daten und Fakten zu Wärmemarkt und Haustechnik-Branche, in: Heizungsjournal 3/2021, 8–16.

EC (2019): Europäische Kommission; Der europäische Grüne Deal, Brüssel, 11.12.2019, online verfügbar unter https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:b828d165-1c22-11ea-8c1f-01aa75ed71a1.0021.02/DOC_1&format=PDF/, zuletzt geprüft am 18.01.2021

EC (2021a): Europäische Kommission; 2030 Climate Target Plan, online verfügbar unter https://ec.europa.eu/clima/policies/eu-climate-action/2030_ctp_en/, zuletzt geprüft am 28.04.2021

EC (2021b): Europäische Kommission; Emissionshandelssystem (EU-EHS), online verfügbar unter https://ec.europa.eu/clima/policies/ets_de/, zuletzt geprüft am 28.04.2021

EC (2021c): Europäische Kommission; Fuel Quality, online verfügbar unter https://ec.europa.eu/clima/policies/transport/fuel_en/, zuletzt geprüft am 30.04.2021

EEK (2021): Erdöl, Erdgas Kohle: Kogler, Kerstin (Chefredaktion); Exxon Mobil kürzt Produktion und verweigert sich Erneuerbaren, Heft 4/2021.

EEX (2021): European Exchange AG; EEX Emission Markets / Primary Spot Markets, EUA & EUAA Auction Results 2021, Stand vom 16.06.2021, online verfügbar unter <https://www.eex.com/de/marktdaten/umweltprodukte/auktionsmarkt/>, zuletzt geprüft am 16.06.2021

EID Tankstellen (2021a): Energie-Informationsdienst Tankstellen; Elektromobilität auf dem Vormarsch, Heft 1/2021, 22–26.

EID Tankstellen (2021b): Energie-Informationsdienst Tankstellen; Digitalisierung und Automatisierung bieten der Branche neue Chancen, Heft 1/2021, 8–17.

EnergieAgentur: EnergieAgentur. NRW; Emissions-Kategorien nach dem Greenhouse Gas Protocol, ohne Jahr, online verfügbar unter http://www.ccf.nrw.de/navi/downloads/emissionsquellen/Emissions_Kategorien_Scopes.pdf/, zuletzt geprüft am 09.06.2021

Energieexperten (2020): Greenhouse Media; THG-Quote steigt auf 22 % – Mehrfach-Anrechnungen in der Kritik, 04.02.2021, online verfügbar unter <https://www.energie-experten.org/news/thg-quote-steigt-auf-22-mehrfach-anrechnungen-in-der-kritik/>, zuletzt geprüft am 29.04.2021

ENCON (2018): ENCON. Europe GmbH; Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH; Potentialatlas für Wasserstoff – Analyse des Marktpotentials für Wasserstoff, der mit erneuerbarem Strom hergestellt wird, im Raffineriesektor und im zukünftigen Mobilitätssektor, März 2018, online verfügbar unter <https://www.dwv-info.de/wp-content/uploads/2018/04/Potentialstudie-f%C3%BCr-gr%C3%BCn-Wasserstoff-in-Raffinerien.pdf/>, zuletzt geprüft am 11.05.2021

Erhardt, Plogmann (2020): Erhardt, Götz; Plogmann, Stefan; Die Digitalisierung bleibt ein Dauerlauf, in Erdöl, Erdgas, Kohle, 1/2020, 136. Jahrgang, 39–43, online verfügbar unter DOI 10.19225/200104, zuletzt geprüft am 26.02.2021

EU (2018): Europäische Union; Richtlinie (EU) 2018/2001 des europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen, online verfü-

bar unter <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018L2001/>, zuletzt geprüft am 28.01.2021

Eurostat (2017): European Statistical Office (Eurostat); Glossary: Carbon dioxide equivalent, last edited on 9 March 2017, online verfügbar unter https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Glossary:Carbon_dioxide_equivalent/, zuletzt geprüft am 20.05.2021

EWI (2021): Gierkink, Max; Sprenger, Tobias; Auswirkungen des EEG 2021 auf den Anteil erneuerbarer Energien an der Stromnachfrage 2030, Analyse Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI) gGmbH. Köln, 16.04.2021, online verfügbar unter https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2021/04/210416_EWI-Analyse-Anteil-Erneuerbare-in-2030_final.pdf/, zuletzt geprüft am 12.05.2021

Exxon (2021): Exxon Mobil; Exxon Mobil reports results for fourth quarter and provides perspective on forward plans, press release, 02. Februar 2021, online verfügbar unter https://corporate.exxonmobil.com/News/Newsroom/News-releases/2021/0202_ExxonMobil-reports-results-for-fourth-quarter-2020-and-provides-perspective-on-forward-plans/, zuletzt geprüft am 08.02.2021

FAZ (2021): Kafsack, Hendrick; Neun EU-Staaten fordern Enddatum für Verbrennungsmotor, in: Frankfurter Allgemeine Zeitung vom 10.03.2021, online verfügbar unter <https://www.faz.net/aktuell/wirtschaft/auto-verkehr/verbrennungsmotor-des-autos-neun-eu-staaten-fordern-enddatum-17237429.html/>, zuletzt geprüft am 19.03.2021

Flaugar Witsch (2021): Flaugar, Jürgen; Witsch, Kathrin; Bis zu eine Billion Euro für Ökostrom: Energiekonzerne planen Rekordinvestitionen, in: Handelsblatt vom 07.01.2021, online verfügbar unter <https://www.handelsblatt.com/unternehmen/energie/energiewirtschaft-bis-zu-eine-billion-euro-fuer-oekostrom-energiekonzerne-planen-rekordinvestitionen/26727336.html?ticket=ST-2246009-IYHsq4jtOJyuPrqPzjH-ap6/>, zuletzt geprüft am 30.03.2021

Fraunhofer ISE (2018): Kost, Christoph; Shammugan, Shivenes; Jülich, Verena; Nguyen, Huyen-Tran; Schlegl, Thomas; Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, März 2018, online verfügbar unter https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2018_ISE_Studie_Stromgestehungskosten_Erneuerbare_Energien.pdf/, zuletzt geprüft am 09.04.2021

Ford (2021): Ford Europe; Ford Europe Goes All-In On EVs On Road To Sustainable Profitability – Cologne Site Begins \$1 Billion Transformation, press release, 17. Februar 2021, online verfügbar unter <https://media.ford.com/content/fordmedia/fna/us/en/news/2021/02/17/ford-europe-goes-all-in-on-evs.html/>, zuletzt geprüft am 23.02.2021

FRONTIER (2020): Gatzen, Christoph; Zähringer, Michael; Bothe, David; Crediting System for Renewable Fuels: Functionality & Benefits, Frontier Economics, 30.11.2021, online verfügbar unter <https://www.efuel-alliance.eu/fileadmin/Downloads/crediting-system-for-renewable-fuels.pdf> /, zuletzt geprüft am 25.05.2020

FRONTIER (2021): Perner, Jens; Schmitt, Stephan; Krug, Joscha (Frontier Economics); Thöne, Michael; Koldert, Bernhard; Schrogl, Fabian (FiFo Köln); Energiesteuer 2.0: Konzept für eine Reform der Energiesteuer im Dienst des Klimaschutzes, März 2021, online verfügbar unter <https://www.mwv.de/publikationen/studien/>, zuletzt geprüft am 04.05.2020

FUELS EUROPE (2018): Fuels Europe; Vision 2050 – A pathway for the evolution of the refining industry and liquid fuels, Brussels 2018, online verfügbar unter https://www.fueleurope.eu/wp-content/uploads/DEF_2018_V2050_Narratives_EN_digital.pdf/, zuletzt geprüft am 21.12.2020

FUELS EUROPE (2020): Fuels Europe; Clean Fuels for All – Positionspapier der Europäischen Raffinerieindustrie, 15.06.2020, online verfügbar unter <https://www.mwv.de/publikationen/clean-fuels-for-all/>, zuletzt geprüft am 08.01.2021

Gehrke Weilage (2018): Gehrke, Birgit; Weilage, Insa; Gulden, Vivien-Sophie; Ingwersen, Kai; Branchenanalyse Chemieindustrie – Der Chemiestandort Deutschland im Spannungsfeld globaler Verschiebungen von Nachfragestrukturen und Wertschöpfungsketten, Hans-Böckler-Stiftung, Düsseldorf 2018, online verfügbar unter https://www.boeckler.de/pdf/p_study_hbs_395.pdf/, zuletzt geprüft am 24.03.2021

Greencarcongress (2021): www.greencarcongress.com; General Motors plans to be carbon-neutral by 2040, News, 29. Januar 2021, online verfügbar unter <https://www.greencarcongress.com/2021/01/20210129-gm.html/>, zuletzt geprüft am 01.02.2021

H2 Mobility (2021): H2 MOBILITY Deutschland GmbH & Co. KG; online verfügbar unter <https://www.mwv.de/publikationen/studien/>, zuletzt geprüft am 19.05.2021

Haendschke, Schuster, Rumpke (2011): Haendschke, Stefan; Schuster, Michael; Rumpke, Christian; Ungeliebt, aber unentbehrlich. Bedarf und Produktion von Mineralöl im künftigen Energiemix. Dena, Berlin 2011, online verfügbar unter <https://www.mwv.de/publikationen/studien/>, zuletzt geprüft am 12.02.2021

HB (2021a): Hubik, Franz; Murphy, Martin; Volvo-Chef Hakan Samuelsson: „Verbrenner sind die Technik von gestern“, in: Handelsblatt, 06.04.2021, online verfügbar unter <https://www.handelsblatt.com/unternehmen/industrie/interview-volvo-chef-hakan-samuelsson-verbrenner-sind-die-technik-von-gestern/27061960.html/>, zuletzt geprüft am 19.04.2021

HB (2021b): Handelsblatt; Shell will die Zahl seiner Raffinerien halbieren, 11.02.2021, online verfügbar unter <https://www.handelsblatt.com/unternehmen/energie/benzin-und-diesel-shell-will-zahl-seiner-raffinerien-halbieren/26906130.html/>, zuletzt geprüft am 26.03.2021

Heizöl24 (2021): interaid GmbH, Heizölpreise Deutschland im Jahresverlauf; online verfügbar unter <https://www.heizoel24.de/charts/heizoel/>, zuletzt geprüft am 19.05.2021

Hyundai (2019): Hyundai Motor Company; Einzigartiges Wasserstoff-Ökosystem mit grünem Wasserstoff und Hyundai H2-Elektro-Nutzfahrzeugen startet ab 2020 in der Schweiz, Pressemitteilung vom 03. Oktober 2019, online verfügbar unter <https://www.news.hyundai.ch/einzigartiges-wasserstoff-okosystem-mit-grunem-wasserstoff-und-hyundai-h2-elektro-nutzfahrzeugen-startet-ab-2020-in-der-schweiz#/>, zuletzt geprüft am 02.06.2021

HWI (2010): Bräuninger, Michael; Matthies, Klaus; Leschus, Leon; Die volkswirtschaftliche Bedeutung des Raffineriesektors in Deutschland. Hamburgisches WeltWirtschafts Institut, Hamburg 2010, online verfügbar unter <https://www.mwv.de/publikationen/studien/>, zuletzt geprüft am 04.02.2021

ICCT (2020): Wappelhorst, Sandra; Cui, Hongyang; Growing momentum: Global overview of government targets for phasing out sales of new internal combustion engine vehicles, International Council on Clean Transportation, 11. November 2020, online verfügbar unter <https://theicct.org/blog/staff/global-ice-phaseout-nov2020/>, zuletzt geprüft am 10.03.2021

IEA (2018): Grope, Norbert; Schröder, Olaf; Krah, Jürgen (Technologietransfer Automotive Hochschule Coburg (TAC)); Müller-Langer, Franziska; Schröder, Jörg; Mattheß, Eric (Deutsches Biomasseforschungszentrum(DBFZ)); Survey on Advanced Fuels for Advanced Engines, Project Report funded by IEA Bioenergy Task 39, October 2018, online verfügbar unter http://task39.sites.olt.ubc.ca/files/2019/05/Survey-on-Advanced-Fuels-for-Advanced-Engines-IEA_Bioenergy_T39_AFAE_DBFZ.pdf/, zuletzt geprüft am 08.01.2021

IEA (2020): International Energy Agency; The Oil and Gas Industry in Energy Transitions, online verfügbar unter <https://www.iea.org/reports/the-oil-and-gas-industry-in-energy-transitions/>, zuletzt geprüft am 03.02.2021

IEA (2021): International Energy Agency; Oil 2021 – Analysis and forecast to 2026, online verfügbar unter <https://www.iea.org/reports/oil-2021/>, zuletzt geprüft am 30.03.2021

ITG (2019): Oschatz, Bert; Winiewska, Bernadetta; Wie kann der Ölheizungsbestand die Klimaziele erreichen?, ITG Institut für Technische Gebäudeausrüstung Dresden, Dresden 2019, online verfügbar unter https://www.zukunftsheizen.de/fileadmin/user_upload/Downloads/IWO_ITG_Klimastudie_2019.pdf/, zuletzt geprüft am 12.05.2021

IW (2021): Fritsch, Manuel; Puls, Thomas; Schaefer, Thilo; Synthetische Kraftstoffe: Potenziale für Europa, Institut der Deutschen Wirtschaft, Köln, 23.03.2021, online verfügbar unter https://www.zukunftsheizen.de/fileadmin/user_upload/6_Presse/6.1_Publikumsmedien/Gutachten-Synthetische_Kraftstoffe_Europa.pdf/, zuletzt geprüft am 30.03.2021

KBA (2020): Kraftfahrt-Bundesamt; Verkehr in Kilometern – Inländerfahrleistung, online verfügbar unter https://www.kba.de/DE/Statistik/Kraftverkehr/VerkehrKilometer/vk_inlaenderfahrleistung/vk_inlaenderfahrleistung_inhalt.html?nn=2351604/, zuletzt geprüft am 17.03.2021

KBA (2021a): Kraftfahrt-Bundesamt; Bestand an Kraftfahrzeugen und Kraftfahrzeuganhängern am 1. Januar 2021 nach Bundesländern und Fahrzeugklassen absolut, online verfügbar unter <https://www.kba.de/DE/Statistik/>

[Fahrzeuge/Bestand/FahrzeugklassenAufbauarten/fz_b_fzkl_aufb_archiv/2021/2021_b_fzkl_eckdaten_pkw_dusl.html?nn=2601598/](https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/FahrzeugklassenAufbauarten/fz_b_fzkl_aufb_archiv/2021/2021_b_fzkl_eckdaten_pkw_dusl.html?nn=2601598/), zuletzt geprüft am 17.03.2021

KBA (2021b): Kraftfahrt-Bundesamt; Personenkraftwagen am 1. Januar 2021 nach ausgewählten Kraftstoffarten, online verfügbar unter https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/Jahresbilanz/fz_b_jahresbilanz_archiv/2021/2021_b_barometer.html?nn=2601598/, zuletzt geprüft am 07.05.2021

KBA (2021c): Kraftfahrt-Bundesamt; Elektromobilität in Deutschland auf der Überholspur, Pressemitteilung Nr. 01/2021, online verfügbar unter https://www.kba.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2021/pm_01_2021_E_Antrieb.pdf?__blob=publicationFile&v=6/, zuletzt geprüft am 08.03.2021

Küchen (2021): Küchen, Christian; Die Rolle erneuerbarer Kraftstoffe für das Erreichen der Klimaziele, in: Krah, Jürgen; Munack, Axel; Eilts, Peter; Bünger, Jürgen (Hg.), Kraftstoffe für die Mobilität von Morgen, 4. Tagung der Fuels Joint Research Group am 10. und 11. Juni 2021 in Dresden, Göttingen, 7–12.

Lee et al. (2020): Lee, D.S.; Fahey, D.W.; Skowron, A., Allen, M.R., Burkhardt, U.; Chen, Q.; Doherty, S.J.; Freeman, S.; Forster, P.M.; Fuglestad, J.; Gettelman, A.; De León, R.R.; Lim, L.L.; Lund, M.T.; Millar, R.J.; Owen, B.; Penner, J.E.; Pitari, G.; Prather, M.J.; Sausen, R.; Wilcox, L.J.; The contribution of global aviation to anthropogenic climate forcing for 2000 to 2018, in: Atmospheric Environment, 03.09.2020, online verfügbar unter <https://doi.org/10.1016/j.atmosenv.2020.117834>, zuletzt geprüft am 12.03.2021

Lufthansa (2021): Lufthansa Group; Lufthansa Group bereitet sich nach operativem Verlust von 5,5 Milliarden Euro auf starken Nachfrageanstieg 2021 vor, Pressemitteilung vom 04. März 2021, online verfügbar unter <https://www.lufthansagroup.com/de/newsroom/meldungen/lufthansa-group-bereitet-sich-nach-operativem-verlust-von-5-5-milliarden-euro-auf-starcken-nachfrageanstieg-2021-vor.html/>, zuletzt geprüft am 11.03.2021

MWV (2015): Mineralölwirtschaftsverband e. V.; Raffinerien bewegen Menschen und Märkte, Berlin 2015, online verfügbar unter <https://www.mwv.de/wp-content/uploads/2016/07/mwv-raffinerien-bewegen-menschen-und-maerkte-2015.pdf/>, zuletzt geprüft am 12.01.2021

MWV (2020): Mineralölwirtschaftsverband e. V.; Jahresbericht 2020, Berlin, online verfügbar unter <https://www.mwv.de/publikationen/jahresberichte/>, zuletzt geprüft am 30.03.2021

MWV (2021): Mineralölwirtschaftsverband e. V.; Mehr Klimaschutz in Raffinerien ermöglichen, Pressemitteilung vom 02. Februar 2021, online verfügbar unter <https://www.mwv.de/presse/mehr-klimaschutz-in-raffinerien-ermoeneglichen/>, zuletzt geprüft am 04.05.2021

Nds MfU (2020): Niedersächsisches Ministerium für Umwelt, Energie, Bauen und Klimaschutz; Überwachung der Kraftstoffqualitäten an Tankstellen, 07.05.2020, online verfügbar unter <https://www.mwv.de/presse/mehr-klimaschutz-in-raffinerien-ermoeneglichen/>, zuletzt geprüft am 04.05.2021

Neste (2021): Neste Corporation; Aviation leaders launch first in-flight 100 % sustainable aviation fuel emissions study on commercial passenger jet, Press release, 18. März 2021, online verfügbar unter <https://www.neste.com/releases-and-news/aviation/aviation-leaders-launch-first-flight-100-sustainable-aviation-fuel-emissions-study-commercial/>, zuletzt geprüft am 22.03.2021

NOW (2020): NOW GmbH, Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie; NOW-Factsheet: Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie in der Volksrepublik China, September 2020, online verfügbar unter <https://www.now-gmbh.de/aktuelles/pressemitteilungen/now-factsheet-wasserstoff-und-brennstoffzellentechnologie-in-der-volksrepublik-china/>, zuletzt geprüft am 09.06.2021

NPM AG1 (2019): Nationale Plattform Zukunft der Mobilität, Arbeitsgruppe 1 „Klimaschutz im Verkehr“; Wege zur Erreichung der Klimaziele 2030 im Verkehrssektor, herausgegeben vom Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur, Berlin, März 2019, online verfügbar unter <https://www.plattform-zukunft-mobilitaet.de/wp-content/uploads/2020/03/NPM-AG-1-Wege-zur-Erreichung-der-Klimaziele-2030-im-Verkehrssektor.pdf/>, zuletzt geprüft am 18.03.2021

OGJ (2021): Oil&Gas Journal, Big Oil incurred record loss in 2020, online verfügbar unter <https://www.ogj.com/general-interest/economics-markets/article/14197855/big-oil-incurred-record-loss-in-2020/>, zuletzt geprüft am 18.05.2021

OIL&GAS (2021): Still no megatrend toward renewables in global oil and gas industry, in: Oil&Gas European Magazine, 47. Edition, Issue 1/2021, 8.

OPEC (2020): Organization of the Petroleum Exporting Countries; 2020 – World Oil Outlook 2045, Vienna 2020, online verfügbar unter https://www.opec.org/opec_web/en/publications/340.htm/, zuletzt geprüft am 30.03.2021

Peugeot (2021): Peugeot; New PEUGEOT e-EXPERT Hydrogen – Hydrogen in series production at PEUGEOT, Pressemitteilung vom 27. Mai 2021, online verfügbar unter <https://int-media.peugeot.com/en/node/90086522/>, zuletzt geprüft am 07.06.2021

Prognos (2018): Hobohm, Jens; auf der Maur, Alex; Dambeck, Hans; Kemmler, Andreas; Koziel, Sylvie; Kreidelmeyer, Sven; Piégsa, Alexander; Wendring, Paul (Prognos); Meyer, Benedikt; Apfelbacher, Andreas (Fraunhofer UMSICHT); Dotzauer, Martin; Zech, Konstantin (DBFZ); Status und Perspektiven flüssiger Energieträger in der Energiewende, Berlin 2018, online verfügbar unter <https://www.mwv.de/publikationen/studien/>, zuletzt geprüft am 15.04.2021

PWC (2020): Neuhausen, Jörg; Foltz, Christian; Rose, Philipp; Andre, Felix; Truck Study 2020: Routes to decarbonizing commercial vehicles, PWC strategy& online verfügbar unter <https://www.strategyand.pwc.com/de/en/insights/2020/green-trucking/truck-study-2020.pdf/>, zuletzt geprüft am 19.03.2021

Reuters (2020): Buosso, Ron; Sanicola, Laura; Facing wave of closures, oil refiners turn to biofuels, Thomson Reuters, 19. Oktober 2020, online verfügbar unter <https://www.reuters.com/article/us-europe-refining/facing-wave-of-closures-oil-refiners-turn-to-biofuels-idINKBN2741B1/>, zuletzt geprüft am 26.03.2021

Richter Dillig (2018): Richter, Benjamin; Dillig, Marius; Neue EU-Richtlinie: Investitionsoffensive Erneuerbare Energien (EE) im Bereich Wärme-/Kälteversorgung und Eigenstromerzeugung absehbar, online verfügbar unter <https://www.roedl.de/themen/erneuerbare-energien/2018-08/neue-eu-richtlinie-investitionsoffensive-erneuerbare-energien/>, zuletzt geprüft am 29.04.2021

Richter (2015): Richter, Frank J.; Mineralöl in Deutschland, Zeitbild, Berlin 2015, online verfügbar unter https://www.zeitbild.de/wp-content/uploads/2015/09/ZEIT-BILD_Mineraloel_Gesamt_ES_72dpi.pdf/, zuletzt geprüft am 12.01.2021

Rosenkranz (2020): Rosenkranz, Alexander; Wissenswertes zur Energiesteuer in Deutschland, 14.02.2020, online verfügbar unter <https://heizung.de/heizung/wissen/wissenswertes-zur-energiesteuer-in-deutschland/>, zuletzt geprüft am 04.05.2021

Rudolph et al. (1995): Rudolph, Karl-Ulrich; Köppke, Karl-Erich; Korbach, Joachim; Stand der Abwassertechnik, Umwelt-Bundesamt Texte 72/95, 1995, online verfügbar unter https://www.cleaner-production.de/fileadmin/assets/pdfs/Stand_der_Abwassertechnik/Stand_der_Abwassertechnik_in_Erdoelraffinerien.pdf/, zuletzt geprüft am 22.04.2021

Rystad (2021): Rystad Energy; Big oil incurred record loss in 2020, joint output fell by 0.9 million boepd and will peak lower in 2028, press release, 18. Februar 2021, online verfügbar unter <https://www.rystadenergy.com/newsevents/news/press-releases/big-oil-incurred-record-loss-in-2020-joint-output-fell-by-09-million-boepd-and-will-peak-lower-in-2028/>, zuletzt geprüft am 23.03.2021

Schmid, Hadwiger, Wilke (2019): Schmid, Katrin; Hadwiger, Felix; Wilke, Peter; Branchenanalyse Mineralöl-industrie, Working Paper Forschungsförderung, No. 133, Hans-Böckler-Stiftung, Düsseldorf 2019, online verfügbar unter https://www.boeckler.de/de/faust-detail.htm?sync_id=HBS-07177/, zuletzt geprüft am 25.02.2021

Schornsteinfegerverband (2020): Bundesverband des Schornsteinfegerhandwerks; Heizen in Deutschland wird effizienter – Zuschüsse überzeugen Hausbesitzer, Pressemitteilung von Juni 2020, online verfügbar unter <https://www.schornsteinfeger.de/aktuelle-pressemitteilungen.aspx/>, zuletzt geprüft am 17.03.2021

Shell (2021): Royal Dutch Shell PLC; 4th quarter 2020 and full year unaudited results, online verfügbar unter https://www.shell.com/investors/results-and-reporting/quarterly-results/_jcr_content/par/grid/p0/textimage.stream/1612367462808/f6e86f369c7083244d6999144f17fae917d82093/q4-2020-qra-document.pdf/, zuletzt geprüft am 04.03.2021

SZ (2021): Balser, Markus; Hägler, Max; Nicht der Motor ist das Problem, sondern der fossile Kraftstoff, Interview mit VDA-Präsidentin Hildegard Müller, in: Süddeutsche Zeitung, 18.03.2021, online verfügbar unter <https://www.sueddeutsche.de/wirtschaft/autoindustrie-vda-elektromobilitaet-1.5238671?print=true/>, zuletzt geprüft am 18.03.2021

Tagesschau (2021): Tagesschau; Scheuer will Ende fossiler Verbrenner, 14.03.2021, online verfügbar unter <https://www.tagesschau.de/wirtschaft/scheuer-verbrenner-auslaufen-101.html/>, zuletzt geprüft am 19.03.2021

Tagesspiegel (2021): Mortsiefer, Henrik; Deutschlands Autoindustrie rechnet längst mit dem Verbrenner-Ende, in: Tagesspiegel, 29.09.2020, online verfügbar unter

<https://www.tagesspiegel.de/politik/die-politik-ver-schlaeft-die-zukunft-deutschlands-autoindustrie-rechnet-laengst-mit-dem-verbrenner-ende/26225334.html/>, zuletzt geprüft am 10.03.2021

T&E (2020): Transport & Environment; Unlocking Electric Trucking in the EU: recharging in cities, online verfügbar unter https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/2020_07_Unlocking_electric_trucking_in_EU_recharging_in_cities_FINAL.pdf/, zuletzt geprüft am 19.03.2021

Toelke, McKinnon (2021): Toelke, Moritz; McKinnon, Alan; Decarbonizing the operations of small and medium-sized road carriers in Europe. Smart Freight Centre (Amsterdam) and Kühne Logistics University (Hamburg), online verfügbar unter https://www.the-klu.org/fileadmin/the-klu.org/media/landingpages/SMEstudy/SFC-KLU_report_v5i.pdf/, zuletzt geprüft am 18.03.2021

Total (2021): Total SE; Total begins producing sustainable aviation fuel in France, press release, 08. April 2021, online verfügbar unter <https://www.total.com/media/news/press-releases/total-begins-producing-sustainable-aviation-fuel-in-france/>, zuletzt geprüft am 12.04.2021

TUBAF (2021): Awgustow, Andrej; Kuchling, Thomas; Kureti, Sven; Herstellung treibhausgasreduzierter bzw. treibhausgasneutraler gasförmiger und flüssiger Energieträger und Brennstoffe, TU Bergakademie Freiberg, Professur für Reaktionstechnik, DGMK-Forschungsbericht 815, Fachausschuss Treibhausgasreduzierung der DGMK, Juli 2021.

UBA (2020): Umwelt-Bundesamt; Emissionen des Verkehrs, 17.02.2020, online verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/daten/verkehr/emissionen-des-verkehrs#pkw-fahren-heute-klima-und-umweltvertraglicher/>, zuletzt geprüft am 19.03.2021

UBA (2020b): Umwelt-Bundesamt; Klimaschutz in Zahlen – Fakten, Trends und Impulse deutscher Klimapolitik, Mai 2020, online verfügbar unter https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Pool/Broschueren/klimaschutz_zahlen_2020_broschuere_bf.pdf/, zuletzt geprüft am 02.06.2021

UBA (2021): Umwelt-Bundesamt; Schwere Nutzfahrzeuge, 19.03.2021, online verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/themen/verkehr-laerm/emissionsstandards/schwere-nutzfahrzeuge/>, zuletzt geprüft am 19.03.2021

VAKT (2021): VAKT Global Limited; Re-imagining Post-Trade Management, online verfügbar unter <https://www.vakt.com/#ourstory/>, zuletzt geprüft am 16.06.2021

VBW (2021): Vereinigung der Bayerischen Wirtschaft e. V.; EU-Zielverschärfung 2030 – Konsequenzen für die Wirtschaft, Kurzstudie, Januar 2021, online verfügbar unter https://www.vbw-bayern.de/Redaktion/Frei-zugaengliche-Medien/Abteilungen-GS/Wirtschaftspolitik/2021/Downloads/vbw_Kurzstudie_EU-Zielverschaeferung_2030_Januar_2021.pdf/, zuletzt geprüft am 17.06.2021

VCI (2020a): Verband der Chemischen Industrie e. V.; Bilanz der chemisch-pharmazeutischen Industrie 2020 – Schwieriges Jahr im Kampf gegen die Coronakrise, Pressemitteilung vom 16. Dezember 2020, online verfügbar unter <https://www.vci.de/langfassungen/langfassungen-pdf/pm-jahres-pk-2020.pdf/>, zuletzt geprüft am 24.03.2021

VCI (2020b): Verband der Chemischen Industrie e. V.; Auf einen Blick – Chemische Industrie 2019, August 2020, online verfügbar unter <https://www.vci.de/vci/downloads-vci/publikation/chemische-industrie-auf-einen-blick.pdf/>, zuletzt geprüft am 24.03.2021

VCI (2020c): Verband der Chemischen Industrie e. V.; Konjunktur-Indikatoren zur chemisch-pharmazeutischen Industrie in Deutschland – Kennzahlen für das Jahr 2020, Pressemitteilung vom 16. Dezember 2020, online verfügbar unter <https://www.vci.de/ergaenzende-downloads/kennzahlen-2020-prognose-2021-vci.pdf/>, zuletzt geprüft am 24.03.2021

VCI (2020d): Rothermel, Jörg; Rohstoffversorgung für eine treibhausgasneutrale Chemieproduktion, Verband der Chemischen Industrie e. V., Vortrag (online) anlässlich eines Workshops im Rahmen des Forschungsprojekts „Anforderungen an die Infrastrukturen im Rahmen der Energiewende“ am 07.10.2020.

VET-Bericht (2020): Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt) im Umweltbundesamt; Treibhausgasemissionen 2019 – Kurzfassung – Emissionshandelspflichtige stationäre Anlagen und Luftverkehr in Deutschland, Mai 2020, online verfügbar unter https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/publikationen/VET-Bericht-2019_Summary.pdf?__blob=publicationFile&v=3/, zuletzt geprüft am 05.03.2021

Witsch (2021): Witsch, Kathrin; Big Oil ist im Tech-Fieber: Wie sich die Ölindustrie digitalisiert, in: Handelsblatt vom 07.03.2021, online verfügbar unter <https://www.handelsblatt.com/unternehmen/energie/energie-big-oil-ist-im-tech-fieber-wie-sich-die-oelindustrie-digitalisiert/26971906.html/>, zuletzt geprüft am 11.05.2021

Witsch (2020a): Witsch, Kathrin; Energiewende – So will die Ölbranche die Wende schaffen, in: Handelsblatt vom 07.12.2020, online verfügbar unter <https://www.handelsblatt.com/unternehmen/energie/energiewende-so-will-die-oelbranche-die-wende-schaffen/26695740.html/>, zuletzt geprüft am 13.01.2021

Witsch (2020b): Witsch, Kathrin; Ölindustrie – Shell verliert Manager im Streit um Neuausrichtung, in: Handelsblatt vom 09.12.2020, online verfügbar unter <https://www.handelsblatt.com/unternehmen/energie/oelindustrie-shell-verliert-manager-im-streit-um-neuausrichtung/26700548.html/>, zuletzt geprüft am 30.03.2021

Witsch (2020c): Witsch, Kathrin; Energiemarkt – Die Ölkonzerne stehen vor ihrer größten Herausforderung, in: Handelsblatt vom 22.07.2020, online verfügbar unter https://www.handelsblatt.com/unternehmen/energie/energiemarkt-die-oelkonzerne-stehen-vor-ihrer-groessten-herausforderung/26024080.html?nlayer=Personen_11804702/, zuletzt geprüft am 08.02.2021

WIWO (2019): Knieps, Stefan; Auch Lkw fahren bald elektrisch und autonom, Wirtschaftswoche, 17.10.2019, online verfügbar unter <https://www.wiwo.de/unternehmen/auto/studie-zur-zukunft-der-nutzfahrzeuge-auch-lkw-fahren-bald-elektrisch-und-autonom/25118484-all.html/>, zuletzt geprüft am 19.03.2021

WIWO (2021): Seiwert, Martin; Audi-Chef Duesmann: „Tempolimit wird kommen“, Wirtschaftswoche, 08.01.2021, online verfügbar unter https://www.wiwo.de/unternehmen/auto/plan-fuer-verbrenner-ausstieg-audi-chef-duesmann-tempolimit-wird-kommen/26780002.html?utm_source=pocket-newtab-global-de-DE/, zuletzt geprüft am 14.01.2021

Zenke (2018): Zenke, Ines; Carbon Leakage, in: Gablers Wirtschaftslexikon, Revision von Carbon Leakage vom 19.02.2018, online verfügbar unter <https://wirtschaftslexikon.gabler.de/definition/carbon-leakage-54393/version-277431/>, zuletzt geprüft am 23.06.2021

Quellen zu Tabelle 1: Raffinerien in Deutschland

BP (2021d): BP Europa SE; Mobilität aus Gelsenkirchen, online verfügbar unter https://www.bp.com/de_de/germany/home/wo-wir-sind/raffinerie-gelsenkirchen/wer-wir-sind.html/, zuletzt geprüft am 06.05.2021

CONCAWE (2021): Refinery Sites in Europe. CONCAWE, online verfügbar unter <https://www.concawe.eu/refineries-map/>, zuletzt geprüft am 26.03.2021

GUNVOR (2021): Gunvor Raffinerie Ingolstadt GmbH, Arbeiten bei Gunvor, online verfügbar unter <https://gunvor-raffinerie-ingolstadt.de/jobs-karriere/arbeiten-bei-gunvor/>, zuletzt geprüft am 06.05.2021

H&R (2021): H&R Gruppe; H&R Ölwerke Schindler GmbH, online verfügbar unter <https://www.hur.com/de/hr-gruppe/standorte/europa/hr-oelwerke-schindler/>, zuletzt geprüft am 27.04.2021

HES (2020): HES International, HES proudly announces the operational start of the LSFO production unit at the HES Wilhelmshaven Tank Terminal, Presseinformation vom 04. Juni 2020, online verfügbar unter <https://www.hesinternational.eu/en/news/hes-proudly-announces-the-operational-start-of-the-lsfo-production-unit-at-the-hes-wilhelmshaven-tank-terminal/>, zuletzt geprüft am 17.06.2021

HOLBORN (2021): Holborn Europa Raffinerie GmbH, Holborn – Über 30 Jahre Raffinerie-Erfahrung für den Norden, online verfügbar unter <https://www.holborn.de/ueber-uns/wer-wir-sind/>, zuletzt geprüft am 27.04.2021

MWV (2020): Mineralölwirtschaftsverband e. V., Jahresbericht 2020, Berlin, online verfügbar unter <https://www.mwv.de/publikationen/jahresberichte/>, zuletzt geprüft am 06.05.2021

OMV (2021): OMV Deutschland GmbH; Zahlen & Fakten 2019, online verfügbar unter https://www.omv.de/services/downloads/00/omv.de/1522141189554/dload_Fakten%20und%20Zahlen%202020_DE/, zuletzt geprüft am 23.04.2021

Raffinerie Heide (2021a): Raffinerie Heide GmbH, Zahlen und Statistiken der Raffinerie Heide – Alle wichtigen Daten und Fakten der Raffinerie auf einen Blick, online verfügbar unter <https://www.heider refinery.com/de/ueber-uns/daten-fakten/>, zuletzt geprüft am 29.03.2021

Rosneft (2021): Rosneft Deutschland GmbH, Rosneft in Deutschland, online verfügbar unter <https://www.rosneft.de/rosneft-deutschland/>, zuletzt geprüft am 29.03.2021

Total (2021): TotalEnergies Raffinerie Mitteldeutschland, Die TotalEnergies Raffinerie In Leuna: Mobilität Für Eine Ganze Region, online verfügbar unter <https://corporate.totalenergies.de/de/die-total-gruppe-deutschland/projekte-fuer-bessere-energie-deutschland/die-total-raffi->

[nerie-leuna-mobilitaet-fuer-eine-ganze-region/](https://corporate.totalenergies.de/de/die-total-gruppe-deutschland/projekte-fuer-bessere-energie-deutschland/die-total-raffinerie-leuna-mobilitaet-fuer-eine-ganze-region/), zuletzt geprüft am 06.05.2021

Shell Deutschland (2021a): Shell Deutschland GmbH, Shell Rheinland Raffinerie, online verfügbar unter <https://www.shell.de/ueber-uns/projects-and-sites/shell-rheinland-refinery.html/>, zuletzt geprüft am 06.05.2021

Quellen zu Tabelle 2: Dekarbonisierungsprojekte deutscher Raffinerien

aktiv-online (2020): Sabine Latorre; Refuels – wie die Mineralölraffinerie Oberrhein (MiRO) Energien der Zukunft vorantreibt, in: aktiv-online.de vom 27.01.2020, online verfügbar unter <https://www.aktiv-online.de/news/refuels-wie-die-mineraloelraffinerie-oberrhein-miro-energien-der-zukunft-avantreibt-3948/>, zuletzt geprüft am 29.06.2021

BNN (2020): Neubauer, Dirk; Leuchtturmprojekt für Karlsruhe – Zehn Millionen Euro für reFuels-Großanlage auf dem Karlsruher MiRO-Gelände zu Verfügung, in: Badische Neueste Nachrichten vom 25.09.2020, online verfügbar unter <https://bnn.de/nachrichten/wirtschaft/zehn-millionen-euro-fuer-refuels-grossanlage-auf-dem-karlsruher-miro-gelaende-zu-verfuegung/>, zuletzt geprüft am 29.06.2021

BP (2020b): BP; bp and Ørsted to create renewable hydrogen partnership in Germany, Presseinformation vom 10. November 2020, online verfügbar unter <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/news-and-insights/press-releases/bp-and-orsted-to-create-renewable-hydrogen-partnership-in-germany.pdf/>, zuletzt geprüft am 18.06.2021

BP (2021e): BP; bp und SABIC starten Partnerschaft für Produkte aus fortschrittlichem Kunststoffrecycling in Gelsenkirchen, Presseinformation vom 01. März 2021, online verfügbar unter https://www.bp.com/content/dam/bp/country-sites/de_de/germany/home/presse/pressemeldungen/2021/01032021_pi_plastikrecycling_d.pdf/, zuletzt geprüft am 18.06.2021

DGAP (2020): DGAP – ein Service der EQS Group AG; H&R Gruppe und Mabanaft gründen neues Joint Venture zur Vermarktung von PtX-Produkten, Presseinformation vom 20. November 2020, online verfügbar unter https://www.dgap.de/dgap/News/dgap_media/hr-gruppe-und-mabanaft-gruenden-neues-joint-venture-zur-vermarktung-von-ptxprodukten/?new-sID=1409753/, zuletzt geprüft am 18.06.2021

Enargus (2021): Enargus, eine Suchmaschine für Forschungsprojekte mit finanzieller Unterstützung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie betrieben vom Projektträger Jülich | Forschungszentrum Jülich GmbH, online verfügbar unter <https://www.enargus.de/search/?q=Reststoff2Kraftstoff/?newsID=1409753/>, zuletzt geprüft am 18.06.2021

Energiesystem-Forschung (2021): Projektträger Jülich | Forschungszentrum Jülich GmbH; Presseinformation vom 18. März 2021, online verfügbar unter <https://www.energiesystem-forschung.de/news/biokraftstoff-projekt-reststoff2kraftstoff-start/>, zuletzt geprüft am 18.06.2021

EUWID (2019): dos Santos, Dorothee; Total will CO₂ aus Raffinerie zur Methanol-Herstellung nutzen, in: EUWID Neue Energie vom 04.10.2019, online verfügbar unter <https://www.euwid-energie.de/total-will-co2-aus-raffinerie-zur-methanol-herstellung-nutzen/>, zuletzt geprüft am 18.06.2021

Evonik (2021): Evonik Industries AG; GET H₂: Sieben Unternehmen wollen Basis einer europäischen Infrastruktur für grünen Wasserstoff schaffen, Presseinformation vom 09. März 2021, online verfügbar unter <https://corporate.evonik.com/de/presse/pressemitteilungen/corporate/get-h2-sieben-unternehmen-wollen-basis-einer-europaeischen-infrastruktur-fuer-grunen-wasserstoff-sch-154211.html/>, zuletzt geprüft am 18.06.2021

HB (2019): Witsch, Kathrin; Sunfire – Deutsches Wasserstoff-Start-up arbeitet mit Öriesen zusammen, in: Handelsblatt vom 02.10.2019, online verfügbar unter <https://www.handelsblatt.com/unternehmen/energie/sunfire-deutsches-wasserstoff-start-up-arbeitet-mit-oelriesen-zusammen/25076356.html?ticket=ST-17416777-fCS3Joak97fM97ZnbXSa-ap3/>, zuletzt geprüft am 18.06.2021

H&R (2020): H&R GmbH & CO. KGaA; Geschäftsbericht 2019, online verfügbar unter https://www.hur.com/fileadmin/user_upload/media/Berichte_IR/2020/HuR_GB2019.pdf/, zuletzt geprüft am 18.06.2021

Raffinerie Heide (2021b): Raffinerie Heide GmbH, Sektorenkopplung komplett: Grüner Wasserstoff und Dekarbonisierung im industriellen Maßstab, online verfügbar unter <https://www.westkueste100.de/>, zuletzt geprüft am 18.06.2021

Shell Deutschland (2021b): Shell Deutschland GmbH, Shell will synthetisches Kerosin in Rheinland Raffinerie produzieren, Pressemitteilung vom 26. Februar 2021, online verfügbar unter <https://www.shell.de/ueber-uns/projects-and-sites/shell-rheinland-refinery/aktuelles/shell-will-synthetisches-kerosin-in-rheinland-raffinerie-produzieren.html/>, zuletzt geprüft am 18.06.2021

Vattenfall (2021): Vattenfall GmbH, Wasserstoffprojekt am Standort Hamburg-Moorburg – Vier Partner unterzeichnen Absichtserklärung über 100 MW Elektrolyse, Presseinformation vom 22. Januar 2021, online verfügbar unter <https://group.vattenfall.com/de/newsroom/pressemitteilungen/2021/wasserstoffprojekt-am-standort-hamburg-moorburg/>, zuletzt geprüft am 18.06.2021

**Stiftung Arbeit und Umwelt
der Industriegewerkschaft Bergbau, Chemie, Energie**

Inselstraße 6
10179 Berlin
Telefon +49 30 2787 1325

Königsworther Platz 6
30167 Hannover
Telefon +49 511 7631 472

E-Mail: arbeit-umwelt@igbce.de
Internet: www.arbeit-umwelt.de

