

WORKING PAPER FORSCHUNGSFÖRDERUNG

Nummer 133, April 2019

Branchenanalyse Mineralölindustrie

Katrin Schmid, Felix Hadwiger und Peter Wilke

Autor/innen

Katrin Schmid, M. A. Sozialökonomie und Mitarbeiterin bei wmp consult – Wilke Maack GmbH in Hamburg. Ihre Arbeitsschwerpunkte liegen in den Bereichen Arbeitsmarkt- und Beschäftigungspolitik, Industriepolitik und Branchenanalysen sowie Vorstandsvergütung.

Felix Hadwiger, Dr. jur., European Master in Law & Economics und Mitarbeiter bei wmp consult – Wilke Maack GmbH in Hamburg. Nationale und internationale Kooperations- und Forschungsprojekte in den Bereichen sozialer Dialog und industrielle Beziehungen, Regulierung globaler Lieferketten, Arbeitsmarkt- und Beschäftigungspolitik, Industriepolitik und Branchenanalysen sowie Vorstandsvergütung.

Peter Wilke, Dr. phil., hat Volkswirtschaft und Politik studiert. Geschäftsführer bei der Beratungsgesellschaft wmp consult – Wilke Maack GmbH in Hamburg. Seine Arbeitsschwerpunkte liegen in den Bereichen Restrukturierungen, sozialer Dialog und Industriepolitik.

© 2019 by Hans-Böckler-Stiftung
Hans-Böckler-Straße 39, 40476 Düsseldorf
www.boeckler.de



„Branchenanalyse Mineralölindustrie“ von Katrin Schmid, Felix Hadwiger und Peter Wilke ist lizenziert unter

Creative Commons Attribution 4.0 (BY).

Diese Lizenz erlaubt unter Voraussetzung der Namensnennung des Urhebers die Bearbeitung, Vervielfältigung und Verbreitung des Materials in jedem Format oder Medium für beliebige Zwecke, auch kommerziell. (Lizenztext: <https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/de/legalcode>)

Die Bedingungen der Creative-Commons-Lizenz gelten nur für Originalmaterial. Die Wiederverwendung von Material aus anderen Quellen (gekennzeichnet mit Quellenangabe) wie z. B. von Schaubildern, Abbildungen, Fotos und Textauszügen erfordert ggf. weitere Nutzungsgebühren durch den jeweiligen Rechteinhaber.

Inhalt

Kerndergebnisse	5
Einleitung	7
Ziele der Studie	7
Methodisches Vorgehen	8
Die Mineralölindustrie – Ein Überblick	10
Förderung und Verbrauch.....	10
Entwicklung von Ölpreis und Umsatz.....	12
Anzahl der Beschäftigten	13
Kapazitäten und Eigentümerstrukturen	14
Verarbeitungskapazitäten.....	16
Raffinerieproduktion	17
Beispiele für zwei Mineralölregionen.....	21
Region Unterelbe:	
Raffineriestandorte Hamburg, Brunsbüttel und Heide.....	22
Region Rhein/Ruhr:	
Raffineriestandorte Gelsenkirchen und Köln	25
Mineralölkonzern investieren in Petrochemie, erneuerbare	
Energien und Strom.....	29
Umweltschutz und Investitionen.....	30
Perspektiven für die Raffinerien in Deutschland?	33
In Zukunft mehr Strom statt Öl.....	34
Synthetische Kraftstoffe als Notwendigkeit für die Umsetzung	
der Klimaziele in Deutschland?	36
Technologien und Potenzialanalysen für synthetische	
Kraftstoffe.....	38
Szenarien für die Mineralölindustrie: Welche und wieviel	
Raffineriekapazitäten in Deutschland werden benötigt?	41

Arbeiten in der Mineralölindustrie	44
Beschäftigungsentwicklung der letzten Jahre	44
Frauenanteil	46
Teilzeitbeschäftigung.....	46
Leiharbeit und Werkverträge	47
Beschäftigte nach Altersklassen.....	50
Auszubildende.....	53
Arbeitsbedingungen.....	55
Hohe Tarifbindung und hohe Entgelte in der Branche	55
Restrukturierungen in allen Bereichen.....	55
Restrukturierungen führen zu Personalmangel.....	57
Personalmangel führt zu Arbeitsverdichtung und Mehrarbeit.....	58
Psychische Belastungen haben die körperlichen Belastungen abgelöst.....	59
Auswirkungen von Digitalisierung auf Beschäftigung	61
Fazit: Perspektiven für Beschäftigung und Gute Arbeit in einer sich wandelnden Branche.....	63
Rahmenbedingungen: Die Branche muss ihr Geschäftsmodell ändern	63
Restrukturierung und Mitbestimmung: Grenzen des Konsenses.....	65
Beschäftigungsentwicklung: Arbeitsbelastung und Nachwuchsgewinnung als zentrale Herausforderungen.....	66
Arbeitsorganisation als wichtiger Einflussfaktor	67
Empfehlungen zu den Perspektiven von Beschäftigung und Guter Arbeit	67
Literatur.....	69

Kernergebnisse

- Erdölförderung und der Erdölverbrauch sind aufgrund wirtschaftlichen Wachstums und einem damit verbundenen höheren Verbrauch weltweit auf einem Allzeithoch. Die größten Zuwächse gibt es dabei außerhalb der Industrieländer. In den Ländern der EU geht der Mineralölverbrauch sogar entgegen dem weltweiten Trend tendenziell zurück,
- Trotzdem ist die Mineralölindustrie immer noch unverzichtbar für Verbraucher/innen und Wirtschaft in Deutschland. Vor allem der Verkehrssektor und die chemische Industrie sind unverändert abhängig von der Versorgung mit Mineralölprodukten.
- Die verschiedenen Szenarien und Analysen zur Zukunft der weltweiten Energieversorgung gehen davon aus, dass Öl als bisher dominierender Energieträger im Endenergieverbrauch bis spätestens 2040 von Strom abgelöst sein wird.
- Für zukünftige Entwicklungen der Branche in Deutschland werden die politischen Ziele zur Reduktion von Treibhausgasen eine wachsende Rolle spielen. Denn: Die Pariser Klimaschutzziele können in Deutschland nur erreicht werden, wenn Ölabsatz und -verbrauch deutlich sinken.
- Energiewende und Elektromobilität werden voraussichtlich zu einem Rückgang des Mineralölverbrauchs führen und daher unmittelbare Auswirkungen auf die Beschäftigungsentwicklung in der Mineralölbranche haben.
- Die Vision „grüne Raffinerie“ und synthetische Kraftstoffe bieten einen gangbaren Weg zum Erhalt der Raffineriestandorte und Arbeitsplätze in Deutschland. Aber: die politischen und ökonomischen Weichen sind dafür noch nicht gestellt.
- Die Mineralölbranche gehört zu den umsatzstärksten Branchen in Deutschland, ist aber im Vergleich zu anderen Industriebranchen weit weniger beschäftigungsintensiv. In der direkten, industriellen Verarbeitung von Mineralölprodukten waren 2017 knapp 25.000 sozialversicherungspflichtig Beschäftigte tätig
- Die Umsatzentwicklung in der deutschen Mineralölverarbeitung ist seit 2016 mit der „Erholung“ des Ölpreises wieder angestiegen. Im Jahr 2017 wurden in der deutschen Mineralölindustrie insgesamt 69,2 Milliarden Euro Umsatz erwirtschaftet.
- Insgesamt sind durch die Stilllegung von Raffineriestandorten in Europa seit 2010 etwa 9 Prozent der Raffineriekapazitäten aus dem Markt ausgeschieden. In Deutschland verlief die jüngste Phase der Stilllegungen und Konsolidierungen im Vergleich zu anderen europäi-

schen Ländern moderat. Die Mineralölunternehmen investieren aktuell in ihre Standorte. Die Standortstrukturen in Deutschland sind zurzeit stabil.

- Dennoch gibt oder gab es in praktisch allen Betrieben Restrukturierung und Stellenabbau. Durchschnittlich sind zwischen 2007 und 2017 500 Industriearbeitsplätze pro Jahr in der Branche abgebaut worden.
- Restrukturierungen mit Stellenabbau und eine schwache Nachwuchsgewinnung haben zu einem Personalmangel in den Betrieben geführt. In den kommenden 10–15 Jahren gehen zusätzlich 40 Prozent der heute Beschäftigten in Rente.
- Arbeitsverdichtung und Mehrarbeit sind die Folge und große Themen in den Betrieben der Mineralölindustrie. Dabei sind gerade für die Nachwuchsgewinnung Freizeit und verlässliche Arbeitszeiten entscheidende Kriterien für die Wahl des Ausbildungs- und Arbeitsplatzes.
- Fragen zur Arbeitsorganisation und zu einer ausreichenden Personalbemessung werden in Zukunft eine zentrale Rolle spielen. Hält der Personalmangel an oder verschärft sich noch weiter, dann werden die grundsätzlich guten Arbeitsbedingungen in der Branche dauerhaft unterlaufen.

Einleitung

Die Bedeutung von Mineralöl für den Energiesektor weltweit und in Deutschland ist ungebrochen. Trotz aller Diskussionen um den Übergang hin zu einer emissionsarmen bzw. emissionsfreien Wirtschaft und Gesellschaft ist Mineralöl nach wie vor der dominierende Energieträger.

Dennoch ist die deutsche Mineralölindustrie mit einer komplexen und schwierigen Ausgangslage konfrontiert. Die Nachfrage nach Mineralölprodukten in Europa und Deutschland stagniert bzw. sinkt tendenziell weiter. Politische Zielsetzungen und Rahmenvereinbarungen zur Energiewende oder zum Klimaschutz werden dazu führen, dass der Ölabsatz und -verbrauch in den kommenden Jahrzehnten deutlich sinken wird. Aus Sicht der Beschäftigten stellt sich daher die Frage, welche Raffineriestandorte und -kapazitäten zukünftig die Produktionsbasis in Deutschland bilden werden, wie verändern sich die Erzeugerstrukturen und wie viele Arbeitsplätze werden dafür in Deutschland weiterhin benötigt.

In der Mineralölindustrie sind heute noch knapp 25.000 sozialversicherungspflichtig Beschäftigte tätig. Die Beschäftigungszahlen geben dabei nur begrenzt Auskunft über die volkswirtschaftliche Bedeutung der Mineralölindustrie. Denn die Mineralölindustrie hat jenseits ihrer direkten Beschäftigungseffekte bestimmenden Einfluss auf die Energieversorgung, die Verkehrswirtschaft und große Teile der chemischen Industrie, die Produkte aus den Raffinerien weiterverarbeitet. Nach wie vor baut das komplexe industrielle Verbundsystem zur Erzeugung von z. B. Kunststoffen, Waschmitteln, Dämmstoffen und Reinigern auf den Produkten der Mineralölindustrie auf.

Der Großteil der Beschäftigten in der Mineralölindustrie arbeitet an den Raffineriestandorten in Norddeutschland (Hamburg und Heide), in Ostdeutschland (Schwedt und Leuna), in Westdeutschland (Lingen, Gelsenkirchen, Köln und Karlsruhe) und in Süddeutschland (Ingolstadt, Vohburg und Burghausen). Außerdem gibt es eine ganze Reihe von Tanklagerstandorten, kleineren Mineralölverarbeitern und einigen in Deutschland tätigen Förderunternehmen.

Ziele der Studie

Vor dem Hintergrund der strukturellen Veränderungen konzentriert sich die vorliegende Studie auf die Perspektiven und Entwicklungsmöglichkeiten der in Deutschland ansässigen Raffinerien als zentralem Teil der Mineralölindustrie. Neben den verarbeitenden Bereichen werden in Teilen auch vor- oder nachgelagerte Bereiche wie Tanklagereien oder Ex-

plorationsunternehmen mit beleuchtet. Im Mittelpunkt der Studie steht eine Analyse der Beschäftigungsentwicklung und der Arbeitsbedingungen in der Branche.

Die Studie orientiert sich an folgenden Fragestellungen:

- Wie hat sich die Mineralölbranche in den letzten zehn Jahren entwickelt? Was waren die Treiber der Entwicklung und inwiefern waren Arbeitsplätze betroffen?
- Wie wird sich die Branche in den nächsten Jahren im Kontext des Aufbaus neuer Kapazitäten in anderen Ländern und einer rückläufigen inländischen Nachfrage entwickeln?
- Inwieweit können und müssen die Raffinerien in Deutschland ein zentraler Bestandteil der Klimaschutzpolitik werden?
- Wie könnte eine solche Strategie konkret aussehen? Welche Standortbedingungen haben die Raffinerien dafür? Welche braucht es in Zukunft?
- Wo liegen aus Sicht der Beschäftigten die Herausforderungen für Gute Arbeit in der Branche?
- Wie können die grundsätzlich guten Arbeits- und Entgeltbedingungen für die Beschäftigten vor dem Hintergrund von Veränderungen innerhalb der Branche erhalten werden?

Methodisches Vorgehen

Für die Studie wurden drei verschiedene Erhebungsinstrumente kombiniert. Erstens erfolgte eine Auswertung vorhandener Literatur, von Geschäftsberichten und Wirtschafts- und Arbeitsmarktdaten. Für die Daten zur Beschäftigungsentwicklung wurde vor allem auf die Erhebungen der Bundesagentur für Arbeit und des Statistischen Bundesamtes zurückgegriffen.

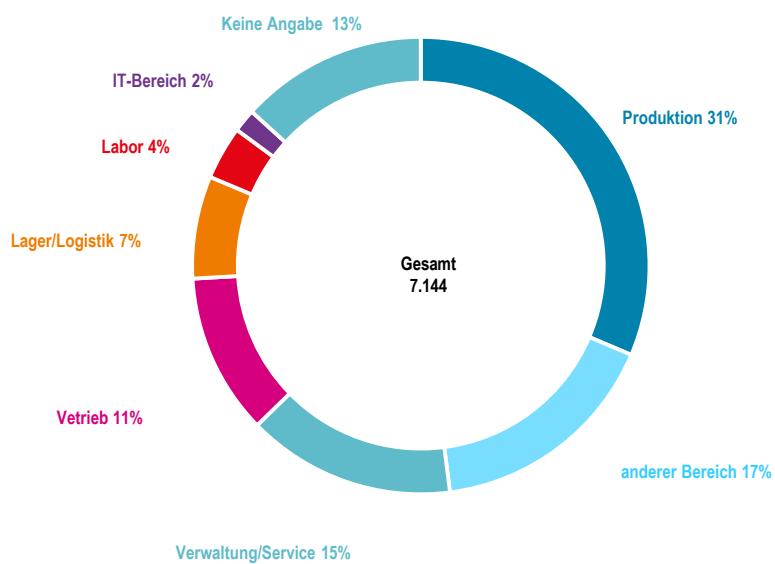
Zweitens wurden 14 leitfadengestützte Interviews geführt. Für die Gespräche standen Betriebsratsvertreter/innen aus mehreren Raffineriestandorten, einem Förderunternehmen und zwei Tanklagerunternehmen zur Verfügung. Außerdem wurde ein Interview mit Vertreter/innen des Mineralölwirtschaftsverbands geführt.

Drittens wurde eine bundesweite Online-Befragung von Betriebsratsvertreter/innen aus der Mineralölbranche durchgeführt. Angesichts der vergleichsweise kleinen Grundgesamtheit war der Rücklauf der Befragung erfreulich und ermöglicht fundierte Aussagen. Für die Auswertung liegen 17 verwendbare Fragebögen vor. Tabelle 1 gibt die Rückläufe unterteilt nach Betriebsarten wieder, die Betriebe konnten sich dabei mehreren Bereichen zuordnen.

Tabelle 1: Ihr Betrieb ist überwiegen (Mehrfachnennung möglich):

Raffinerie	Spezialraffinerie	Verwaltung/ Service	Labor/ Forschung	Lager/ Tanklager	Förderung	Recycling von Altölen
7	4	3	3	2	1	1

Insgesamt repräsentieren die Betriebsräte, die an der Befragung teilgenommen haben, rund 7.100 Beschäftigte aus der Mineralölbranche. Ein Drittel dieser Beschäftigten arbeitet in der Produktion (vgl. Abb. 1). Alle Betriebe, die an der Befragung teilgenommen haben, sind tarifgebunden, entweder über einen Haustarifvertrag (40 %), Anerkennungstarifvertrag (10 %) oder den Branchentarifvertrag Chemie (50 %).

Abbildung 1: In den Betrieben, die an der Online-Befragung teilgenommen haben, arbeiten die Beschäftigten in folgenden Bereichen:

Quelle: eigene Erhebung und Darstellung

Die Mineralölindustrie – Ein Überblick

Förderung und Verbrauch

Entgegen der Prognosen, die vor Jahren die Diskussion um eine schnelle Begrenzung des Ressourcenverbrauchs und dem Ende des Ölzeitalters prägten, lässt sich festhalten, dass die globalen Ölreserven noch nie so hoch waren wie heute. Die Menge an Rohöl, die weltweit nachgewiesen und zu heutigen Preisen und mit heutiger Technik gewonnen werden könnte, steigt immer noch weiter an. Dazu trägt vor allem die Erschließung und Gewinnung von lange Zeit technisch nicht erreichbaren, unkonventionellen Vorkommen wie Schieferöl, Ölsand oder Öl vorkommen in der Tiefsee bei.

Erdölförderung und der Erdölverbrauch sind aufgrund wirtschaftlichen Wachstums und einem damit verbundenen global höheren Verbrauch auf einem Allzeithoch. Weltweit ist der Verbrauch von Mineralölprodukten im Jahr 2016 um 1,5 Prozent gegenüber dem Vorjahr angestiegen (auf insgesamt 4.418,2 Mio. t). Der durchschnittliche Anstieg pro Jahr lag in der letzten Dekade bei einem Prozent (BP 2017, S. 17).

Die größten Zuwächse gibt es dabei außerhalb der Industrieländer. In den Ländern der EU geht der Mineralölverbrauch entgegen dem weltweiten Trend tendenziell zurück, im Zeitraum 2005–2015 im Schnitt um 1,9 Prozent pro Jahr. Selbst in den USA ist der Verbrauch im Durchschnitt leicht rückläufig (um durchschnittlich –0,9 Prozent pro Jahr im Zeitraum 2005–2015).

Die größten Ölproduzenten der Welt sind Saudi-Arabien (2016: 585,7 Mio. t), Russland (2016: 554,3 Mio. t) und die USA (2016: 543,0 Mio. t) (BP 2017, S. 16). Gleichzeitig haben die USA mit knapp einem Fünftel (19,5 %) den nach wie vor höchsten Anteil am weltweiten Ölverbrauch, gefolgt von China (13,1 %) und Indien (4,2 %). Die Länder der Europäischen Union (EU) hatten 2016 zusammengenommen einen Anteil von rund 14 Prozent am globalen Verbrauch.

Anfang der 2000er Jahre gingen Prognosen noch davon aus, dass der „Peak Oil“¹ der konventionellen Ölfördermengen bald erreicht sein werde. Als Folge stieg der Rohölpreis, was in Kombination mit innovativen Fördertechnologien dazu führte, dass eine bis dahin unrentable Förderung von unkonventionellen Öl vorkommen wirtschaftlich attraktiv wurde. Vor allem in den USA stieg die Förderung von unkonventionellen

¹ Maximum der Ölfördermenge.

Vorkommen durch Methoden, wie das sogenannte „Fracking“, erheblich an. Die Folge war eine deutliche Erhöhung der Fördermengen in den letzten Jahren.

Es ist nach wie vor umstritten, wann das Maximum der Ölfördermengen global erreicht sein wird. Das Beispiel des Booms von unkonventionellem Öl in den USA zeigt, dass die Entwicklung der Fördermengen von vielen Faktoren abhängig und nur schwer vorherzusagen ist.

Grundsätzlich bleibt die Aussage richtig, dass natürliches Mineralöl ein Energierohstoff ist, dessen Endlichkeit sich bereits abzeichnet. Allerdings steht die Frage, wann der „Peak“ bei der Ölförderung erreicht sein wird oder wann es tatsächlich auch zu einer absoluten Erschöpfung („bis zum letzten Tropfen“) der Ölreserven kommen wird, für die Branche längst nicht mehr im Mittelpunkt. Viel zentraler sind inzwischen die Szenarien zu einem „Peak Oil Demand“, also dem Ende des Wachstums der Ölnachfrage.

Das Unternehmen Shell geht z. B. davon aus, dass der Höhepunkt der Ölnachfrage bereits Mitte der 2020er Jahre, spätestens jedoch 2030 erreicht sein wird (The Guardian 2017). Daneben gibt es Prognosen, z. B. der World Energy Outlook von der Internationalen Energie Agentur (IEA), welche erst in den 2040er Jahren mit dem Eintreten des „Peak Oil Demand“ rechnen. Die IEA geht sogar davon aus, dass es bis dahin zeitweise sogar eine Übersorgung mit Öl weltweit geben wird (IEA 2017). Auch der BP Energy Outlook 2040 prognostiziert, dass die weltweite Nachfrage nach Öl in den nächsten zwanzig Jahren weiter zunehmen wird, bevor sie sich erst gegen Ende 2030 stabilisiert bzw. ab 2040 zurückgehen wird. Die weiter ansteigende Nachfrage nach Öl wird in den Szenarien vor allem auf die Entwicklung in den sogenannten Schwellenländern zurückgeführt.

Wichtiger Teil der Szenarien zum „Peak Oil Demand“ sind die Annahmen zu industrielpolitischen Entwicklungen bei den erneuerbaren Energien, und der Förderung der E-Mobilität. Hier sei darauf hingewiesen, dass sowohl die IEA als auch der BP Energy Outlook in der Vergangenheit dafür kritisiert wurden, in ihren Szenarien regelmäßig das Wachstum der erneuerbaren Energien unterschätzt zu haben. Der BP Energy Outlook prognostiziert etwa, dass 2040 die Energienachfrage immer noch zu über 50 Prozent aus Öl und Gas gedeckt werden wird. Kritiker wenden hier ein, dass das Festhalten an fossilen Brennstoffen in diesen Szenarien weiter propagiert werde und die Bedeutung von Öl, Kohle und Gas in der Zukunft gegenüber den erneuerbaren Energien künstlich hochgerechnet werde. Tatsächlich musste beispielsweise die IEA ihre Prognosen bereits mehrfach hinsichtlich des relativ starken Wachstums der erneuerbaren Energien anpassen (Simon 2018).

Entwicklung von Ölpreis und Umsatz

In den Jahren 2010 bis 2014 kam es während einer anhaltenden Ölpreisphase in den USA zur Weiterentwicklung der Schieferöl-Fördertechnologie („Fracking“). Die bis dahin teure und unrentable Methode wurde mit den anhaltend hohen Ölpreisen plötzlich wirtschaftlich lohnend und führte dazu, dass bisher unerschlossene Vorkommen unkonventioneller Lagerstätten gefördert werden konnten. Es kam dadurch zu einem regelrechten Öl- und Gasboom. Die Folge war ein weltweites Überangebot an Öl. Um die Preise stabil zu halten hatten die OPEC-Staaten bisher auf eine solche Situation mit einem Förder-Cut reagiert. Im Jahr 2014 blieb ein solcher Schritt allerdings aus. Daraufhin fiel der Ölpreis rapide und ein Verdrängungswettbewerb setzte ein. In den Jahren 2015 und 2016 rutschte der Ölpreis schließlich unter einen Wert von 30 US Dollar/Barrel. Damit war der Ölpreis so niedrig, dass sich die Förderung von Schieferöl nicht mehr rentierte und viele US-Firmen, die in die Fördermethode investiert hatten, ihre Bohrvorhaben stoppten.

Anfang 2017 beschlossen die OPEC-Staaten und Russland eine Reduzierung ihres Ölangebots, mit dem Ziel die hohen Lagerbestände in den Industrieländern zu verkleinern und damit den Ölpreis wieder ansteigen zu lassen. Beide Ziele wurden erreicht. Damit kann die verstärkte Exploration und Förderung von Schieferöl wieder rentabel werden. Folge wäre ein neuer Anstieg der Fördermengen in naher Zukunft und ein damit verbundener Investitionsschub in der Förderung von Schieferöl.

Die Ölpreisentwicklung und die Entwicklung der Ölförderung hängen eng zusammen. Dadurch, dass Fördervorhaben sehr kapitalintensive Investitionen sind, reagieren Ölförderunternehmen auf Preisschwankungen sehr „empfindlich“. Mit steigenden Ölpreisen werden die Investitionen ausgeweitet, bei sinkenden Ölpreisen unmittelbar zurückgefahren. Gleichzeitig sind die Effekte auf der Verbraucherseite umgekehrt: der Ölverbrauch steigt mit sinkenden Ölpreisen in der Regel an und wird zurückhaltender bei steigenden Preisen.

Während der Hochpreis-Phase der letzten Jahre erwirtschafteten die Mineralölkonzerns ihr Geld zum größeren Teil mit dem Upstream-Geschäft (Öl- und Gasförderung). Die Raffinerien galten als weniger gewinnträchtig und wurden teilweise abgestoßen. Mit dem Fall des Ölpreises seit dem Jahr 2014 wurde das Downstream-Geschäft, also die Tankstellen und Raffinerien, für die Mineralölkonzerns wieder zu einem profitablen Geschäftszweig. Die Einkaufspreise für Öl in den Raffinerien waren niedrig und führten in Kombination mit einer gestiegenen Nach-

frage nach Mineralölprodukten zu höheren Gewinnmargen (Palm/Siebenhaar 2015).

Aktuell verzeichnen die großen Mineralölkonzernne anhaltend wachsende Gewinne. Die fünf weltweit größten privaten Mineralölkonzernne Shell, BP, Exxon Mobil, Chevron und Total haben 2017 ihre Gewinne nach Steuern erneut gesteigert, im Vergleich zu 2016 um das Dreifache auf zusammen über 50 Mrd. US Dollar (Hubik 2018).

Auch die Umsatzentwicklung in der deutschen Mineralölverarbeitung steigt mit der „Erholung“ des Ölpreises seit 2016 wieder an. Im Jahr 2017 wurden in der deutschen Mineralölindustrie insgesamt 69,2 Milliarden Euro Umsatz erwirtschaftet, davon wurden rund 10 Prozent mit Verkäufen ins Ausland generiert.

Abbildung 2: Umsatzentwicklung in der Mineralölverarbeitung in Deutschland und Ölpreisentwicklung 2010–2017



Quelle: Statistisches Bundesamt; Jahresbericht für Betriebe Jahre 2010 bis 2017, Betriebe ab 20 Beschäftigte, Mineralölwirtschaftsverband e. V.

Anzahl der Beschäftigten

Die Mineralölbranche gehört zu den umsatzstärksten Branchen in Deutschland, ist aber im Vergleich zu anderen Industriebanden weit weniger beschäftigungsintensiv. In der direkten, industriellen Verarbeitung von Mineralölprodukten waren 2017 knapp 25.000 sozialversicherungspflichtig Beschäftigte tätig.² In dieser Zahl sind neben den klassi-

2 Die Beschäftigtenstatistik der Bundesagentur für Arbeit beruht auf dem Meldeverfahren zur Sozialversicherung, wonach alle gemeldeten sozialversicherungspflichtig (und geringfügig) Beschäftigten berücksichtigt werden. Das Statistische Bundesamt berücksichtigt dagegen nur Betriebe ab 20 bzw. 50 Beschäftigten und errechnet die Beschäftigtenzahlen

schen Raffineriestandorten (vgl. Abb. 3) z. B. auch die Beschäftigten in der Herstellung von Schmierstoffen oder von Paraffinen mitberücksichtigt.³

In der deutschen Erdöl- und Erdgasproduktion gibt es noch rund 3.150 sozialversicherungspflichtig Beschäftigte (Bundesagentur für Arbeit 2017).

Im Bereich Handel mit Mineralölprodukten sind im Gegensatz zur Mineralölverarbeitung weit mehr Menschen beschäftigt. Einerseits im Großhandel mit knapp 30.000 Beschäftigten (2015) und andererseits an den Tankstellen mit rund 82.000 (2015) Beschäftigten. Die Zahl der Beschäftigten in diesen Bereichen ist in den vergangenen Jahren stark angestiegen, im Tankstellengeschäft um knapp 30 Prozent seit 2007. Allerdings ist der Beschäftigungszuwachs fast vollständig auf die Zunahme an Teilzeitbeschäftigung zurückzuführen (Statistisches Bundesamt 2017).

Einige Studien betonen die Bedeutung des Sektors mit Zahlen zur direkten und indirekten Beschäftigungswirkung. Das HWI ging 2010 von insgesamt 324.000 direkt und indirekt Beschäftigten in der Mineralölindustrie aus. In diese Zahl eingerechnet werden sowohl direkt vor- und nachgelagerte Bereiche wie die Öl- bzw. Gasexploration und -förderung als auch die Lagerung und das Tankstellengeschäft. Außerdem spielen hier sogenannte induzierte Effekte eine Rolle, also Arbeitsplätze, die in unterschiedlicher Form mit der Mineralölverarbeitung verbunden sind oder von ihr abhängen, z. B. unternehmensnahe Dienstleistungen, Handwerker und der Handel.

Kapazitäten und Eigentümerstrukturen

Es gibt in Deutschland derzeit insgesamt 14 Rohöl verarbeitende Raffineriebetriebe und Spezialraffinerien (vgl. Abb. 3). Die Mineralölunternehmen TOTAL und Shell sind außerdem noch mit Schmierstoffwerken in Brunsbüttel bzw. in Hamburg ansässig.

Die deutschen Raffinerien wurden größtenteils in zwei Phasen, in den 1930er Jahren und in den 1960er Jahren, gebaut. Zuletzt wurde 1997 die heute zum TOTAL-Konzern gehörende Raffinerie in Leuna in Betrieb genommen. Nach der Schließung einer Reihe von Raffineriestandorten in Deutschland in den 1980er Jahren, gab es die letzte Schließung in

mittels einer Stichprobenerhebung. Weiterhin handhaben beide Statistiken die Zuordnung der Betriebe zu einzelnen Wirtschaftszweigen unterschiedlich.

³ Die Auswertung bezieht sich auf die Wirtschaftsklasse WZ-2008-19.2 Mineralölverarbeitung.

Deutschland im Jahr 2011, als die Wilhelmshavener Raffinerie stillgelegt wurde. Die Raffinerie wird heute vor allem als Tanklager weiterbetrieben, soll aber nach Plänen der aktuellen Betreiber zukünftig sowohl den Umschlag von Flüssigerdgas (LNG) als auch die Produktion von schwefelarmem Schiffskraftstoff mit abdecken (Abeldt 2018).⁴

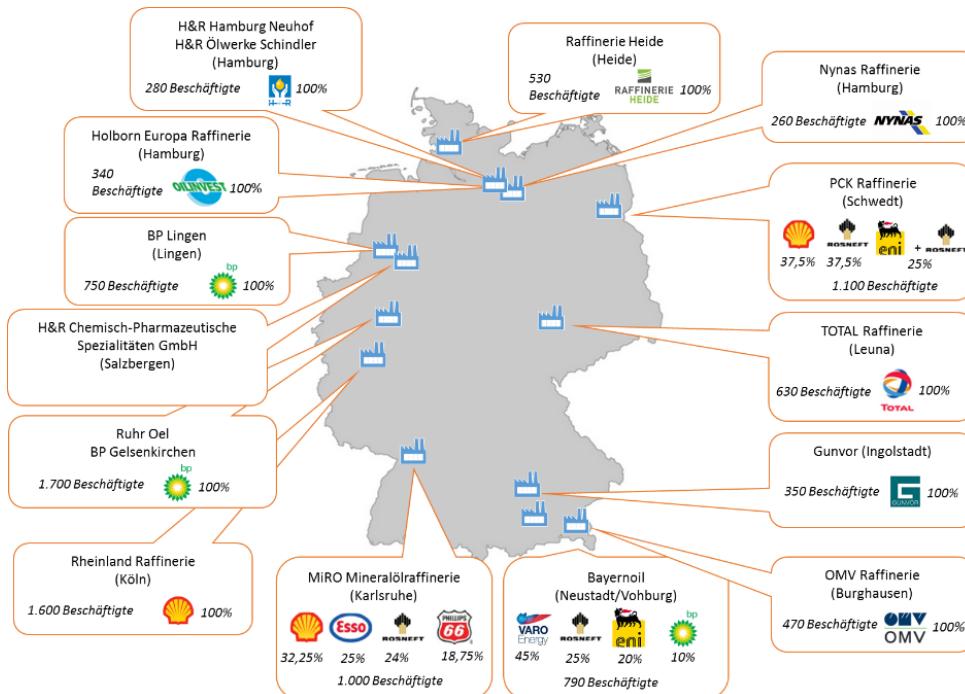
In ganz Europa hat die Branche im letzten Jahrzehnt eine Phase der Stilllegungen durchlaufen. Aufgrund einer rückläufigen Nachfrage in Europa und dem Nachfragewachstum in anderen Teilen der Welt haben die Mineralölkonzerne einzelne ihrer europäischen Betriebe geschlossen. Beispielsweise baute TOTAL seine Kapazitäten in Frankreich deutlich ab, u. a. durch den Verkauf der Raffinerie in Dunkerque (an das Unternehmen Colas) und deren Schließung im Jahr 2016. Im Jahr 2011/2012 musste der Raffineriebetreiber Petroplus Insolvenz anmelden, zu dem fünf europäische Raffineriestandorte gehörten. In Großbritannien und Frankreich waren von der Insolvenz jeweils zwei Raffinerien betroffen, die geschlossen wurden. In Deutschland wurde infolgedessen die Petroplus-Raffinerie in Ingolstadt vom Unternehmen Gunvor übernommen.

Die Standortstrukturen in Deutschland sind zurzeit stabil. Die jüngste Phase der Stilllegungen und Konsolidierungen scheint erst einmal abgeschlossen zu sein. Die Mineralölunternehmen investieren in die meisten ihrer deutschen und europäischen Standorte. Im Zuge der Insolvenz von Petropolis sind in Deutschland neue Betreiber wie Gunvor und Varo hinzugekommen. An den drei Raffineriestandorten PCK in Schwedt, Bayernoil in Vohburg und bei MiRO in Karlsruhe gibt es mehrere Eigentümer, d. h. drei bis vier Gesellschafter.

Rosneft und BP besaßen von 2011 bis 2016 mit Ruhr Oel ein Gemeinschaftsunternehmen. Seit der Auflösung des Joint Ventures ist die BP Gelsenkirchen GmbH alleinige Eigentümerin der Raffinerie in Gelsenkirchen. Rosneft ist als direkter Teilhaber an den Raffinerien Bayernoil, PCK Schwedt und MiRO Karlsruhe beteiligt. Die folgende Karte bietet eine Übersicht zu den Eigentumsverhältnissen in den deutschen Raffinerien.

4 HEW will Beschäftigte einstellen und Tankvolumen erweitern.

Abbildung 3: Raffineriestandorte in Deutschland



Quelle: eigene Darstellung; Kartengrundlage GinkoMaps-Projekt (www.ginkomaps.com)

Verarbeitungskapazitäten

Den europäischen Raffinerien wurden von Analysten und Unternehmensvertretern in den letzten Jahren immer wieder große Kapazitätsüberhänge zugeschrieben. Im Jahr 2010, also zu Beginn der letzten Hochpreisphase, ging der damalige BP Deutschland-Chef Uwe Franke davon aus, dass es in Europa Überkapazitäten in Höhe von 20 Prozent gäbe und im Zuge dessen, mittelfristig Raffinerien geschlossen werden müssten (Liebrich 2010). Auch die IEA ging in dieser Zeit von rund 200 Mio. t aus, die bis 2016 als Überkapazitäten an europäischen Anlagen noch stillgelegt werden müssten, um profitabel zu wirtschaften (PlantIng 2013). Tatsächlich sind durch die Stilllegung von Raffineriestandorten in Europa seit 2010 nur etwa 67 Mio. t Raffineriekapazitäten aus dem Markt ausgeschieden, das entspricht einem Rückgang von rund 9 Prozent (BP 2018a). Insbesondere in Großbritannien (−30 %), Frankreich (−27 %) und Italien (−20 %) wurden seit 2010 Kapazitäten abgebaut. Der Großteil davon lässt sich auf die Insolvenz von Petroplus zurückführen.

In der EU gab es 2017 Raffineriekapazitäten in Höhe von 714 Mio. t. Zum Vergleich: der Mineralölwirtschaftsverband gibt für die deutschen Raffinerien eine Verarbeitungskapazität für Rohöl von 103 Mio. t an. Im Gegensatz zu anderen europäischen Ländern mit vergleichbaren Raffineriekapazitäten ist es also gelungen, die Raffineriekapazitäten in Deutschland seit 2010 einigermaßen stabil zu halten. Diese verringerten sich im Zeitraum 2010–2017 nur um rund 2 Prozent (BP 2018a).

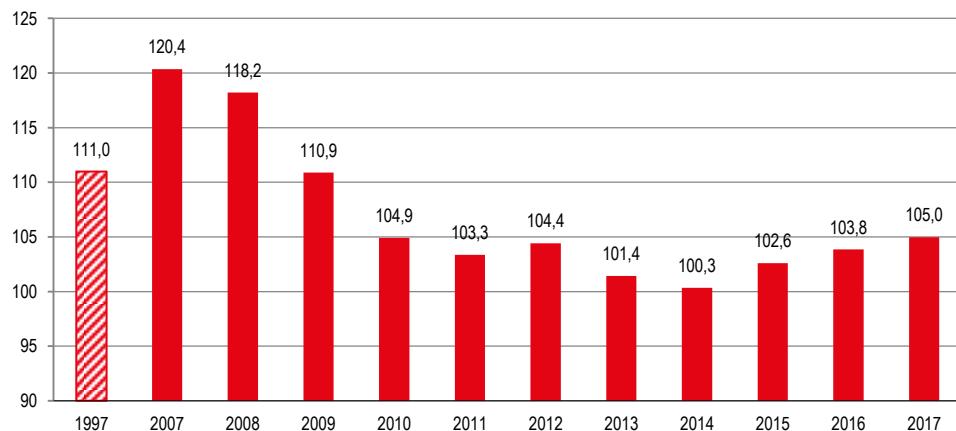
Das Hamburger Weltwirtschaftsinstitut (HWWI) bescheinigte den deutschen Raffineriestandorte in den Jahren 2008 und 2009 eine Kapazitätsauslastung von 91 Prozent (2008) bzw. 86 Prozent (2009) (Brüninger/Leschus 2010, S. 17 f.). Die in jüngster Zeit niedrigste Auslastung der technischen Raffineriekapazitäten gab es laut Mineralölwirtschaftsverband (MWV) im Jahr 2010 mit rund 81 Prozent. Für das Jahr 2016 lag der Auslastungswert wieder bei rund 92 Prozent (MWV 2017, S. 61). Auch für das Jahr 2017 lässt sich eine Auslastung der technischen Raffineriekapazitäten in Deutschland von knapp 91 Prozent ableiten (MWV 2018). Angesichts des aktuell hohen Auslastungsgrades der Raffineriestandorte stellt sich die Frage nach Überkapazitäten zurzeit in Deutschland also nur begrenzt.

Raffinerieproduktion

In Deutschland wurden 2017 insgesamt rund 105 Mio. t Raffinerieprodukte⁵ erzeugt. Bezogen auf die Menge der Bruttonerffeierzeugung ist Deutschland der größte Raffineriestandort in der EU. Die Raffinerieproduktion der Raffinerien in Deutschland stagniert seit den 1990-Jahren auf einem Niveau zwischen 100–120 Mio. t (vgl. Abb. 4). Aktuell hat sich die Raffinerieerzeugung in Deutschland stabilisiert bzw. sie steigt seit 2014 sogar wieder leicht an (Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle 2017). Auch wenn in der langfristigen Betrachtung ein Rückgang zu beobachten ist, hat die seit einigen Jahren anhaltend gute Konjunktur in Deutschland die Nachfrage nach Mineralölprodukten wieder erhöht.

⁵ In die Angaben zu Produktionsmengen der Raffinerien fließen neben Rohöl auch Vorprodukte mit ein. Die Angaben unterscheiden sich damit zu den Verarbeitungskapazitäten für Rohöl.

*Abbildung 4: Entwicklung Bruttoraffinerieerzeugung in Deutschland
(in Mio. Tonnen)*



Quelle: Eigene Darstellung; Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, Ref. 423, Amtliche Mineralöldaten

Dennoch: Rein nach Erzeugerkapazitäten sind die Raffineriestandorte in Deutschland verglichen mit Raffinerien weltweit eher klein. Eine der größten Raffinerien der Welt steht in Jamnagar in Indien. Die Anlage verarbeitet mit rund 60 Mio. t in etwa so viel, wie die fünf größten deutschen Raffinerien zusammen (Oil/Gas Journal 2018).

Als ausschlaggebende Kriterien für die internationale Wettbewerbsfähigkeit von Raffineriestandorten wird allerdings nicht nur die Größe, sondern auch der Spezialisierungsgrad der Raffinerien genannt. Eine Kennzahl zur Bewertung der Wettbewerbsfähigkeit der Raffinerien ist der Nelson-Index.⁶ Der Index gibt die Komplexität bzw. die Verarbeitungstiefe der Mineralölprodukte in der Raffinerie an. Das heißt, je höher der Wert, desto hochwertigere Produkte kann die Raffinerie erzeugen. Die deutschen Raffineriebetriebe haben nach dem Nelson-Index gute Werte. BP Lingen erreichte 2017 sogar den Spitzenwert innerhalb des BP Konzerns (BP 2018b).

6 Daneben gibt es noch den Solomon Energy Intensity Index (EI).

Tabelle 2: Raffineriekapazitäten und Komplexität der Betriebe nach Nelson-Index

	Rohölverarbeitung in Tsd. t 2017*	Nelson- Index**
Raffinerie Heide	4.200	9,6
Nynas Hamburg	2.190	k.A.
Shell Deutschland		
Rheinlandraffinerie Werk Wesseling	7.300	k.A.
Rheinlandraffinerie Werk Godorf	9.300	k.A.
OMV Raffinerie Burghausen	3.700	k.A.
Gunvor Raffinerie Ingolstadt	5.000	7,4
Holborn Raffinerie Hamburg	5.150	6,1
MiRO Karlsruhe	14.900	9,4
BP Raffinerie Gelsenkirchen	12.800	11,0
Bayernoil Raffinerie Vohburg	10.300	9,0
BP Raffinerie Lingen	4.700	14,0
Total Raffinerie Leuna	12.000	k.A.
PCK Raffinerie Schwedt	11.480	9,8

Quellen: * Erhebung des Mineralölwirtschaftsverbands, Stand 31.12.2017.

Online unter: www.mvv.de/wp-content/uploads/2016/07/mvv-statistiken-raffineriekapazitaeten-kapazitaetserhebung-2017.xls, abgerufen am 16. Juli 2018.

** Heide: www.heiderefinery.com/en/products/technology/, abgerufen am 16. April 2018.

Gunvor: <https://gunvorgroup.com/our-assets/refineries/>, abgerufen am 16. April 2018.

Holborn:

www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=7&ved=0ahUKEwiBhtjx0IrcAhXjMewKHSNmCi4QFghuMAY&url=https%3A%2F%2Fwww.orlen.pl%2FEN%2FInvestors%2FDocuments%2FCompany_overview_EN_March_2011.pdf&usg=AOvVaw1Wkq2z9r6vrwcSguQkFgx, abgerufen am 16. April 2018.

BP, MiRO, Bayernoil: www.bp.com/en/global/corporate/investors/results-and-reporting/annual-f-oi.html, abgerufen am 16. April 2018.

Schwedt: www.rosneft.de/rosneft-deutschland/, abgerufen am 16. April 2018.

Im letzten Jahrzehnt hat vor allem in Deutschland eine stark wachsende Nachfrage nach Dieselkraftstoffen dazu geführt, dass Investitionen verstärkt in den Ausbau der Fertigungstiefe geflossen sind. Modernisierte Weiterverarbeitungsanlagen der Raffinerien sollten die Ausbeute an Diesel erhöhen (Bräuninger/Leschus/Matthies 2010, S. 17 f.). Aktuell erwarten Branchenvertreter/innen, dass es durch die sogenannten „Abgasskandale“ und Diskussionen um Fahrverbote für Dieselfahrzeuge wiederum zu einer Umkehr kommen wird. Die Raffineriebetreiber befürchten hierdurch eine Gewinnschmälerung, da sich die Produktanteile, die aus einem Barrel Rohöl gewonnen werden können, nicht beliebig

verschieben lassen.⁷ Produkte mit wenig Nachfrage müssen so ggf. billiger verkauft oder andere zugekauft werden.

Bei den meisten Raffineriestandorten stehen derzeit Investitionen im Vordergrund, die Ertragssteigerungen durch Veränderungen beim Produktportfolio oder der Produktqualität ermöglichen sollen.

Erdölexploration und -förderung in Deutschland

Deutschland importiert den größten Teil des Erdöls, das es verbraucht. Gleichzeitig gibt es eine von der Öffentlichkeit weitgehend unbeachtete Förderung von Erdöl in Deutschland selbst. Laut dem Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geoenergie e. V. (BVEG) wurden im Jahr 2017 in Deutschland rund 2,2 Mio. t Erdöl gefördert (BVEG 2018, S. 13). Dies deckt etwa 2,5 bis 3,0 Prozent des deutschen Bedarfs.

Die bekannten Ölreserven liegen insbesondere in Schleswig-Holstein (ca. 55 %) und Niedersachsen (ca. 35 %). Die Bohr- und Förderinsel Mittelplate in der Nordsee ist mit einer jährlichen Fördermenge von ca. 950.000 t Erdöl das größte deutsche Erdölfeld. Ein weiteres großes Erdölfeld nördlich der Elbe ist Dieksand mit einer Fördermenge von 282.000 t Erdöl im Jahr 2017 (BVEG 2018, S. 14).

In Deutschland sind laut Bundesagentur für Arbeit rund 3.150 sozialversicherungspflichtig Beschäftigte in der Öl- und Gasförderung tätig (Bundesagentur für Arbeit 2017).

Die Liste an Unternehmen, die in Deutschland Erdölförderung betreiben, ist überschaubar: dazu gehören BEB Erdgas und Erdöl GmbH & Co. KG, DEA (Deutsche Erdöl AG), ENGIE E&P Deutschland GmbH, ExxonMobil Production Deutschland, Mobil Erdgas-Erdöl GmbH, Storengy Deutschland GmbH, Vermilion Energy Deutschland GmbH & Co. KG und die Wintershall Holding AG (BVEG 2018, S. 16).

In Hamburg ist beispielsweise das Unternehmen DEA mit ca. 600 Beschäftigten (weltweit 1.200 Beschäftigte) ansässig (NDR 2018). Die DEA förderte in 2017 rund 1,3 Mio. t Erdöl und damit etwa 56 Prozent der gesamten Fördermenge in Deutschland. Voraussichtlich wird das Unternehmen DEA mit der BASF-Tochtergesellschaft Wintershall fusionieren. Der Zusammenschluss der beiden Unternehmen soll bis Ende des Jahres 2018 abgeschlossen wer-

7 Hauptprodukte einer Raffinerie sind Rohbenzin, Otto- und Dieselkraftstoffe, Heizöle und Heizölkomponenten. Den größten Anteil hat die Produktion von Dieselkraftstoff mit rund einem Drittel. Nebenprodukte sind Raffinerie- und Flüssiggas, Flugturbinenkraftstoffe, Spezialbenzine, Bitumen u.a.

den. Es wird befürchtet, dass die Fusion insbesondere im Verwaltungsbereich zu einem Abbau von Arbeitsplätzen führen könnte. Das neue Unternehmen würde mit mehr als 3.000 Beschäftigten einen Jahresumsatz von rund 4,3 Milliarden Euro erwirtschaften und wäre damit der größte unabhängige Öl- und Gasförderer in Europa (Preuß 2018).

Die ExxonMobil Production Deutschland hat ihren Sitz in Hannover und betreibt im Auftrag von BEB und Mobil Erdgas-Erdöl ebenfalls Erdgas- und Erdölförderung in Deutschland. Der Konzern sah sich vor allem in den Förderregionen in Niedersachsen großer öffentlicher Kritik zu geplanten Fracking-Vorhaben gegenüber. Arbeitnehmervertreter/innen beklagen, dass die Diskussionen um Fracking und die damit verbundene Begrenzung von Fördervorhaben in der Region zu einem Verlust von Arbeitsplätzen geführt habe. Trotz des faktischen Verbots von unkonventionellem Fracking, will das Unternehmen auch in Zukunft an der Fördersparte in Deutschland festhalten.

Unternehmen wie Exxon Mobil argumentieren oft, dass die Förderung von Erdöl in Deutschland schwierig und technologisch anspruchsvoll sowie die Suche nach weiteren konventionellen Öllaagerstätten kaum erfolgsversprechen sei. Dennoch gibt es sowohl von Seiten der Unternehmen als auch aus geopolitischen Überlegungen heraus das Ziel, Ölfördertechnik im Land zu halten. Aufgrund des schwierigen Fördergebiets sei hier eine Technologiekompetenz entstanden, die wiederrum weltweit vermarktet werden könne.

Beispiele für zwei Mineralölregionen

Die Verarbeitungskapazitäten der Mineralölindustrie in Deutschland sind regional konzentriert und in ihrer Entstehung stark durch gewachsene Strukturen und industrielle Wertschöpfungsketten und damit verbundene Infrastruktur geprägt. Es gibt mehrere regionale Cluster, die teilweise durch Pipelines miteinander verbunden sind.

In Ostdeutschland sind dies die Region um Schwedt mit Rohölleitungen nach Polen/Russland, Rostock und Leuna sowie die Region um Leuna.

In Norddeutschland gibt es Verarbeitungskapazitäten und Abnehmer sowie Zulieferindustrien insbesondere an den Standorten Hamburg und Heide/Brunsbüttel, die durch Rohölleitungen über Wilhelmshaven und Lingen mit dem Ruhrgebiet verbunden sind.

In NRW bilden die Standorte Gelsenkirchen, Duisburg und Köln ein regionales Cluster mit Rohölleitungen nach Rotterdam und Produktleitungen bis nach Frankfurt und Ludwigshafen.

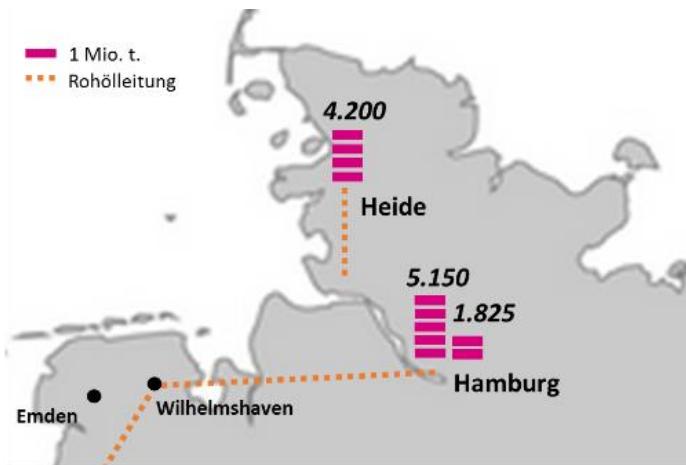
In Süddeutschland gibt es neben der Raffinerie in Karlsruhe den Standort rund um Ingolstadt. Beide sind über Rohölleitung verbunden mit Lavera (SPSE Südeuropäische Ölleitung, Lavera–Fos–Karlsruhe – Société du Pipeline Sud-Européen), Triest und Osteuropa (Pipeline Ingolstadt–Kralupy–Litvínov, die nach Tschechien führt).

Am Beispiel der norddeutschen Region Hamburg/Brunsbüttel/Heide und der Region Gelsenkirchen/Köln sollen im Folgenden regionalen Verflechtungen und die damit verbundenen Entwicklungsrisiken und -chancen dargestellt werden.

Region Unterelbe: Raffineriestandorte Hamburg, Brunsbüttel und Heide

Die traditionell große wirtschaftliche Bedeutung der Mineralölwirtschaft in Norddeutschland erklärt sich weitgehend über die Rohöl-Logistik. Rohöl wird nach Deutschland entweder über grenzüberschreitende Rohölpipelines oder per Schiffstransport über die Häfen Wilhelmshaven, Brunsbüttel, Hamburg und Rostock importiert. Von Wilhelmshaven, Brunsbüttel und Rostock führen Pipelines der mineralölverarbeitenden Industrie zu den Raffinerien. Die Pipelineinfrastruktur befindet sich im Eigentum der mineralölverarbeitenden Industrie; sie wird zumeist durch gemeinschaftliche Unternehmen mehrerer Mineralölgesellschaften betrieben.

Abbildung 5: Raffineriestandorte und Verarbeitungskapazität Region Unterelbe



Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Mineralölwirtschaftsverband, Jahresbericht 2017.

Es besteht eine enge Verbindung der Mineralölwirtschaft zur norddeutschen Chemieindustrie. Eine ausgebauten Infrastruktur und der Transportmöglichkeiten für Basischemieprodukte und Grundstoffproduktion gibt es in Brunsbüttel mit dem ChemCoast Park, der Raffinerie in Heide und Hamburg mit den Unternehmen Sasol, H+R, BP und Shell.

Die Ansiedelung einer chemischen Industrie in der Region Hamburg ist mit dem Rohstofftransport auf dem Seeweg verbunden.⁸ Insgesamt gibt es heute ca. 30.000 Beschäftigte in der chemischen Industrie in der Metropolregion Hamburg. Der Umsatz in der Mineralölverarbeitung trägt immer noch rund 44 Prozent zum gesamten Hamburger Industrieumsatz bei (Die Welt 2018). Damit stellt die Mineralölwirtschaft eine der wichtigsten Branchen im verarbeitenden Gewerbe in der Metropolregion Hamburg dar.

Wichtige Unternehmen in Hamburg sind ExxonMobil, Shell, BP, Sasol Wax, DEA, ADM u. a. Zusätzlich sind Chemikalienhändler wie die Helm AG in Hamburg ansässig.

Mehrere Raffinerien haben sich in Hamburg angesiedelt. Die „Hoborn Europa Raffinerie“ mit dem Firmensitz in Hamburg-Harburg hat eine Kapazität von 5,2 Mio. t. und gehört zu dem Unternehmen Oilinvest International (MWV 2018, S. 40). Etwa 300 Beschäftigte stellen in der

8 Die Zahl der Mineralölunternehmen hat allerdings auch in Norddeutschland erheblich abgenommen in den letzten fünfzig Jahren. Vgl. den Artikel Ölstadt Hamburg von A. Stahmer in der Zeit aus dem Jahr 1949, in dem eine große Zahl heute nicht mehr aktiver Unternehmen genannt wird (Zeit Online 2012).

Hamburger Raffinerie beispielsweise Gase, Benzine, Diesel sowie Heizöl her (Holborn Europa Raffinerie 2018; Oilinvest 2018). Die Raffinerie wird durch eine 145 Kilometer lange Pipeline aus Wilhelmshafen mit Rohöl versorgt. Die Raffinerie an der Harburger Hohen Schaar gehört zum schwedischen Nynas-Konzern und verfügt über eine Kapazität von 1,8 Mio. t (MWV 2018, S. 40). Das Unternehmen Nynas stellt in der Raffinerie kein Benzin her, sondern Bitumen und naphthenische Spezialöle, die in der Industrie verwendet werden (Hansen 2016). In der Spezialschmierstoffraffinerie von Nynas arbeiten etwa 260 Beschäftigte. Zusammen machen die beiden Raffinerien mit einer gemeinsamen Produktionskapazität von 7 Mio. t nur einen kleinen Teil der deutschlandweit vorhandenen Raffineriekapazitäten aus.

Bei anderen in Hamburg ansässigen Unternehmen aus der Mineralölbranche handelt es sich um Spezialraffinieren wie die H&R Neuhoff und die Shell Schmierstoffwerke auf dem Kleinen Grasbrook. Das Schmierstoffwerk in Hamburg ist das größte Europas und beliefert unter anderem die Automobilindustrie.

In Hamburg betreiben die Unternehmen Oiltanking Deutschland GmbH & Co. KG, Vopak Dupeg Terminal Hamburg, die Tanklager Wilhelmsburg GmbH und Zenith Energy Tanklager (ehemals Shell) an verschiedenen Standorten im Hafen. Hierbei hat das Tanklager der Vopak GmbH am Hamburger Hafen insbesondere eine Verteilfunktion für Importe für das Hinterland. Das Tanklager der Oiltanking GmbH ist hingegen stärker auf das Tankstellengeschäft ausgerichtet.

Für die Standorte in Hamburg ist die Hafenpolitik und die Nutzung der Hamburger Hafenflächen von entscheidender Bedeutung.

Brunsbüttel: Produktionsstandort großer Konzerne

Die norddeutschen Chemiestandorte Brunsbüttel, Seelze, Stade, Walsrode und Wilhelmshaven haben sich zur Initiative ChemCoast e. V. zusammengeschlossen. Im ChemCoast Park Brunsbüttel sind 14 Betriebe der Chemie- und Energiewirtschaft sowie aus dem Bereich Logistik organisiert. Unternehmen wie die Sasol Germany GmbH, Yara und Bayer Material Science produzieren dort chemische Vorprodukte.

- Im Sasol-Werk produzieren rund 650 Beschäftigte ein breites Spektrum an organischen und anorganischen Produkten.
- Die TOTAL Bitumen Deutschland GmbH ist führender Hersteller hochwertiger Bitumensorten für Straßenbau und Industrie.
- Yara ist Hersteller von Pflanzennährstoffen und Industriechemikalien. Der Standort in Brunsbüttel verfügt über zwei Produktionseinheiten: eine Ammoniak- und eine Harnstoffanlage.

- Neben diesen großen Grundstoffchemieunternehmen ist die Region von vielen weiteren kleinen und mittleren Unternehmen geprägt, die in der Weiterverarbeitung tätig sind (von Verpackungsfolien über Lacke, Farben, etc.).

Der Standort Brunsbüttel ist mit seiner Anbindung an die Elbe und den Nord-Ostseekanal ein strategisch günstiger Standort für die chemische Grundstoffindustrie. Dennoch ist auch Brunsbüttel seit längerem von Standortverlagerungen betroffen. Die Unternehmen des ChemCoast Parks Brunsbüttel haben sich daher in einer gemeinsamen Initiative zur Stärkung des Standorts und zur Sicherung der Arbeitsplätze zusammengefunden. Neben Nutzung und Ausbau des Hafens Brunsbüttel im Rahmen der Energiewende (u. a. für Lagerung und Transport von Teilen von Windkraftanlagen) soll in Brunsbüttel vor allem auf den Ausbau von LNG (Liquefied Natural Gas – Flüssigerdgas) gesetzt werden. Entsprechende Betankungsanlagen sind dort aufgebaut und getestet worden. Durch den Einsatz von LNG als alternativer Schiffstreibstoff sollen die Emissionen in der Schifffahrt deutlich verringert werden (vor allem Schwefel, Stickstoff, Rußpartikeln, sowie Kohlendioxid).

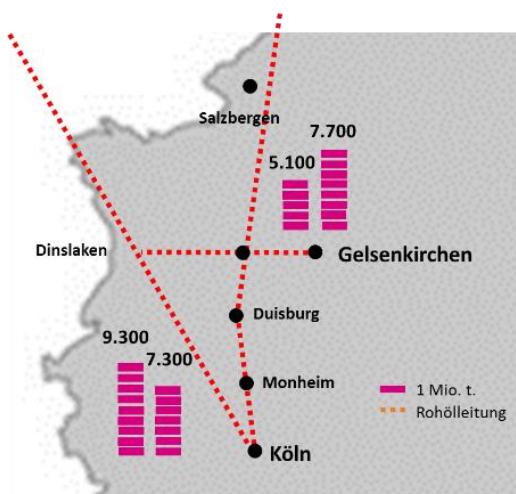
Die Raffinerie Heide nutzt das Tanklager im Brunsbütteler Ölhafen mit einer Lagerkapazität von 440.000 t und einem jährlichen Produktumschlag von 2,6 Mio. t. Die gesamte Logistik zwischen dem Tanklager Brunsbüttel und der Raffinerie erfolgt durch Pipelines.

Die Raffinerie Heide ist die nördlichste Erdölraffinerie in Deutschland. Sie gehört zur Klesch Gruppe. Es werden jährlich mehr als 4 Mio. t Rohöl verarbeitet. Ein wesentlicher Anteil des in Schleswig-Holstein verbrauchten Benzin- und Dieseltreibstoffs kommt aus Heide. Zusätzlich liefert die Raffinerie Heizöl und andere petrochemische Produkte.

Region Rhein/Ruhr: Raffineriestandorte Gelsenkirchen und Köln

Die Raffinerien in der Region Gelsenkirchen/Köln sind zentrale Bestandteile von eng vernetzten industriellen Wertschöpfungsketten. Sie liefern u. a. regionalen Unternehmen in der Petrochemie, Chemie und Kunststoffverarbeitung ihre Ausgangsstoffe und viele Zwischenprodukte gehen wieder zurück an die Raffinerien, die diese zu hochwertigen Endprodukten veredeln (MWV 2018, S. 28).

*Abbildung 6: Raffineriestandorte und Verarbeitungskapazität
Rhein/Ruhr-Region*



Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Mineralölwirtschaftsverband, Jahresbericht 2017.

Die Metropolregion Rhein/Ruhr ist eine der bevölkerungsreichsten Regionen Deutschlands und stellt ein Zentrum der Weiterverarbeitung von Mineralölprodukten dar. Zusammengenommen verfügen die Raffinerien in der Region über eine Kapazität von insgesamt 29 Mio. t Rohöl und damit fast über 30 Prozent der gesamten deutschen Produktionskapazitäten (insgesamt knapp 104 Mio. t) (MWV 2018).

Rückblick: Deutlicher Rückbau von Produktionskapazitäten in der Region

In Gelsenkirchen/Köln und in ganz Nordrhein-Westfalen ist es seit den 1970er-Jahren zu einem deutlichen Rückgang der Produktionskapazitäten in der Mineralölbranche gekommen. In der Region wurden seit 1980 vier Raffinerien geschlossen. In Dinslaken, Monheim, Duisburg und Köln wurden Raffinerien mit einem Produktionsvolumen von insgesamt 18,1 Mio. t geschlossen. Des Weiteren wurde an dem inzwischen von BP betriebenen Raffineriestandort in Gelsenkirchen die Kapazität von 17 Mio. t im Jahr 1978 auf 12,8 Mio. t in 2016 gesenkt. Entgegen des allgemeinen Trends wurde in der Rheinland-Raffinerie bei Köln das Produktionsvolumen seit den 1980er-Jahren um 1,6 Mio. t ausgeweitet.

Die Shell Rheinland-Raffinerie besteht aus zwei Standorten in Köln-Godorf (Werk-Nord) und Wesseling (Werk-Süd). Sie ist mit jährlich 16 Mio. t verarbeitetem Rohöl die größte Raffinerie Deutschlands. Der Standort „Rheinland Werk Wessling – Werk Nord“ verfügt über eine

Produktionskapazität von 7,3 Mio. t und der Standort „Rheinland Werk Godorf – Werk Süd“ über Produktionskapazitäten von 9,3 Mio. t. In der Rheinland-Raffinerie arbeiten ca. 1.600 Beschäftigte (Shell 2018). Außerdem werden in dem Betrieb etwa 85 Auszubildende beschäftigt. Im Schnitt sind darüber hinaus 1.300 Beschäftigte von Partnerfirmen auf dem Gelände tätig.

Modellprojekt in der Shell Rheinland Raffinerie

Im Werk Wesseling der Shell Rheinland Raffinerie ist der Bau der bis dato weltweit größten PEM-Wasserstoff Elektrolyseanlage geplant. Hierdurch sollen jährlich zusätzliche 1.300 t Wasserstoff produziert werden, um den Gesamtbedarf der Raffinerie von etwa 180.000 t jährlich zu decken. Bisher wurde der Bedarf vor allem durch Dampfreformierung aus Erdgas gedeckt. Bei dem neuen Verfahren wird kein Erdgas benötigt, sondern der Wasserstoff mit Hilfe von Strom (ggf. aus erneuerbaren Energien) elektrolysiert. Außerdem kann die neue Anlage zur Stabilisierung des Stromnetzes beitragen.

Die Anlage wird von Shell in Kooperation mit einem europäischen Konsortium aus ITM Power, SINTEF, thinkstep und Element Energy gebaut und erfordert Gesamtinvestitionen in Höhe von 20 Mio. Euro (10 Mio. Euro werden durch das europäische Förderprogramm „Fuel Cell Hydrogen Joint Undertaking“ bereitgestellt).

In Gelsenkirchen betreibt BP einen integrierten Raffineriestandort mit zwei Werken in den Stadtteilen Horst und Scholven, die „Ruhr Oel GmbH“ mit einer Kapazität von 12,8 Mio. t (MWV 2018, S. 40). In den beiden Gelsenkirchener Werken beschäftigt BP etwa 1.700 Personen und 170 Auszubildende (BP 2018c).

Raffinerie und Chemieunternehmen sind in der Region eng verzahnt. Beispielsweise ist der Chemiepark Marl über eine Fernleitung direkt mit der BP Raffinerie in Gelsenkirchen verbunden. Über die Fernleitung werden Prozessgase aus der Raffinerie in Gelsenkirchen zum Chemiepark geleitet und dort unter anderem von Evonik weiterverarbeitet (BP 2018d).

Exkurs: Tanklager in Deutschland

Im Vergleich zu anderen Energieträgern sind Mineralölprodukte leicht zu transportieren und zu lagern. Tanklager dienen der Speicherung von Brenn- und Treibstoffen und in den Tanks können verschiedene Produkte wie Motorbenzin, Heizöl, Dieselkraftstoff, Schweröl, Flüssigerdgas oder Pflanzenöl gelagert werden. Die La-

gerung von Rohöl, Zwischen- und Fertigprodukten erfolgt sowohl unterirdisch in Kavernen als auch oberirdisch in Raffinerien und raffinerieunabhängigen Tanklagern. Insgesamt betragen die Tanklagerkapazitäten in Deutschland rd. 62 Mio. Kubikmeter, wovon 40 Prozent auf Kavernen entfallen (Stand 31.12.2015). Die Erdölbeworratung für Krisenvorsorge macht einen erheblichen Teil der gesamten Tanklagerkapazitäten aus (BMWI 2018a). Etwa ein Drittel der oberirdischen Tanklager werden von raffinerieunabhängigen Unternehmen betrieben.

Bei Erdölaufinerien dienen Tanklager der Zwischenspeicherung von Erdöl. Die Beschickung und Entleerung der Tanklager kann durch Schiffe, Züge, LKWs oder Pipelines erfolgen.

Im Jahr 2018 vertrat der „Unabhängige Tanklagerverband“ (UTV) 18 Mitgliedsunternehmen, mit 86 Standorten in Deutschland, die gemeinsam über eine Lagerkapazität von 12 Mio. Kubikmeter Tankraum verfügen (Tanklagerverband 2018). Damit repräsentieren diese Unternehmen einen wesentlichen Anteil der in Deutschland verfügbaren Lagerkapazität für den gewerblichen Umschlag von Mineralöl- und Chemieprodukten. Die Unternehmen bieten neben der reinen Vermietung von Tankraum im unterschiedlichen Maße auch damit verbundene Dienstleistungen an (z. B. Bebunkierung von See- und Binnenschiffen, Zwischenlagerung von Reststoffen, Direktumschlag zwischen unterschiedlichen Transportmitteln).

Die Tanklagerung ist in Deutschland von meist mittelständisch strukturierten Unternehmen, geprägt (Mittelständische Energiewirtschaft Deutschland 2018, S. 12). Daneben sind die Raffineriegesellschaften Betreiber von Tanklägern, wobei dieser Tankraum zumeist keinen Dritten zur Verfügung gestellt wird (Tanklagerverband 2018). Die Konzentration an Tanklagern ist im industriell geprägten Ruhrgebiet besonders hoch (ebd.).

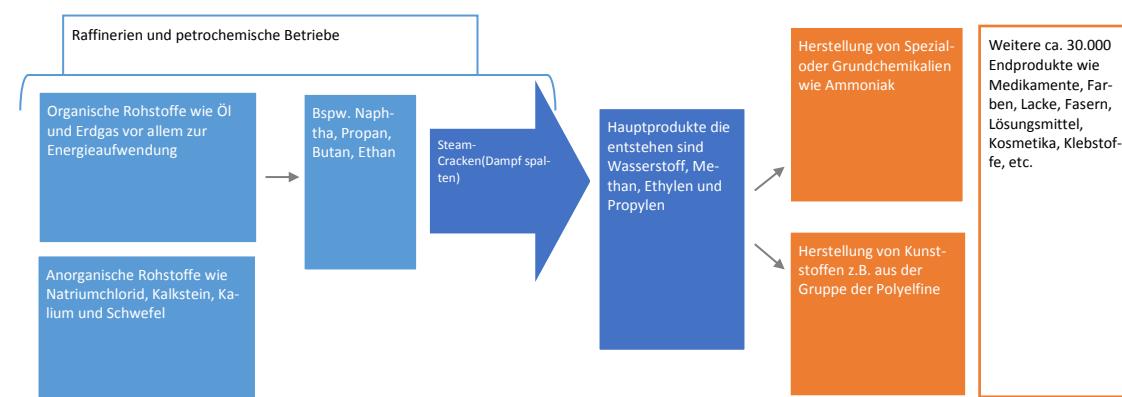
Die Beschäftigten in Tanklagern sind unter anderem mit dem Umschlag von Gütern, dem Wiegen, Teilen und Mischen von Stoffen betraut (u. a. Tanklagerfacharbeiter/-in). Hinzu kommen handwerkliche Tätigkeiten sowie zahlreiche kaufmännische und organisatorische Tätigkeiten in der Verwaltung und der Logistik.

Mineralölkonzerne investieren in Petrochemie, erneuerbare Energien und Strom

Die Mineralölkonzerne haben auf das veränderte Umfeld reagiert und setzen neue Investitionsschwerpunkte. Auf lange Sicht werden der Kraftstoffverbrauch und die benötigten Raffineriekapazitäten in Europa zurückgehen. Gleichzeitig werden der Branche im Bereich der Petrochemie die größten Wachstumsraten prognostiziert. Durch eine wachsende Nachfrage nach petrochemischen Produkten in sogenannten Schwellenländern, in erster Linie durch den steigenden Bedarf an Kunststoffen, investieren die Mineralölkonzerne weltweit verstärkt in diese Bereiche (Witsch 2018).

Die Unternehmen, die Schmierstoffe und Spezialöle herstellen, werden aktuell noch als besser aufgestellt bewertet, als Betriebe mit weniger hochwertigen Produkten. Vor dem Hintergrund einer Mobilitätswende, dürfte es aber hier zu einer Verschiebung kommen. Bei einem steigenden Anteil an Elektroautos sinkt der Bedarf an Schmierstoffen, während Bestandteile wie Naphtha (Rohbenzin) (VCI 2018)⁹ durch eine steigende Nachfrage nach Kunststoffen wertvoller werden. Die petrochemische Industrie könnte zukünftig den Verkehrssektor als wichtigsten Wachstumstreiber bei der Ölnachfrage ablösen. Raffinerien mit enger Anbindung zur Chemie sind hier langfristig im Vorteil. Bereits heute gehen rund 20 Prozent der Raffinerieerzeugnisse in die Chemieindustrie.

Abbildung 7: Verbundstruktur Mineralölbranche und Chemische Industrie



Quelle: Eigene Darstellung

9 Laut dem Verband der chemischen Industrie ist Naphtha die Rohstoffquelle für 74 Prozent aller chemisch hergestellten Produkte.

Die Mineralölkonzerne stellen sich außerdem auf neue Energiequellen ein und investieren in Projekte aus der Solar- und Windenergie, sowie Gas, vor allem Flüssiggas (LNG). Shell will beispielsweise zum (Öko-)Stromlieferanten werden, angesichts der zu erwartenden Elektrifizierung vieler Teile der Wirtschaft und des Verkehrs.

Allerdings vollzieht sich hier bisher keine Umstellung mit voller Kraft. Auch wenn BP weltweit rund 500 Mio. Dollar pro Jahr (Leitel 2018) und Shell 1 Mrd. Dollar bis 2020 (Hublik 2017) in erneuerbare Energien investieren wollen, machen diese Investitionen insgesamt nur einen Bruchteil der Gesamtinvestitionen der Konzerne aus.

Umweltschutz und Investitionen

Die Wirtschaftlichkeit von Raffinerien wird auch von Umweltauflagen bestimmt, denn der Verarbeitungsprozess von Rohöl verursacht umweltschädliche Emissionen, die an die Luft und Gewässer abgegeben werden. In Feuerungsanlagen fallen Staub, Schwefeloxid und Stickoxide an. Emissionen ins Abwasser entstehen im Prozess der Destillation, beim Cracken und Coking, bei der hydrierenden Entschwefelung und bei der Bitumenherstellung. Feste Nebenprodukte im Verarbeitungsprozess der Raffinerien sind Abfälle in Form von Schlamm, Filterton und Asche aus der Verbrennung sowie verbrauchte Katalysatoren (Umweltbundesamt 2018).

Umweltauflagen sind daher ein Dauerthema für die Raffineriestandorte. Viele Branchenvertreter/innen sehen darin aber nicht nur einen Kostenfaktor, sondern vor allem einen Investitions- und Innovationstreiber.

Tabelle 3: Investitionen insgesamt und Umweltinvestitionen der Unternehmen der Mineralölbranche

in Mio. Euro	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Investitionen insgesamt	1.160,9	992,5	885,2	569,9	763,7	737,4	953,3	749,7	836,8
Investitionen in Umweltschutz	384,2	277,1	167,3	138,1	73,4	91,0	73,8	102,3	122,3
Anteil in %	33,1	27,9	18,9	24,2	9,6	12,3	7,7	13,6	14,6

Quelle: Statistisches Bundesamt (2018): *Investitionen für den Umweltschutz im Produzierenden Gewerbe. Fachserie 19, Reihe 3.1, 2016.*

Die Mineralölindustrie in Deutschland gab laut Statistischem Bundesamt im vergangenen Jahrzehnt im Durchschnitt etwa ein Fünftel ihrer Investitionen für Investitionen in den Umweltschutz aus. Im Jahr 2008 machten Umweltschutzinvestitionen sogar ein Drittel der Gesamtinvestitionen aus. Im Jahr 2016 lag der Anteil bei deutlich geringeren 14 Prozent (insgesamt rund 122 Mio. Euro), davon wurde der Großteil (86 %) in Maßnahmen zur Energieeffizienz investiert (Statistisches Bundesamt 2016).

Einen signifikant hohen Anteil an den Betriebskosten machen die Energiekosten in einer Raffinerie aus. Laut Statistischem Bundesamt entfielen 40 Prozent des Bruttoproduktionswerts der mineralölverarbeitenden Unternehmen auf die Material- und Energiekosten.¹⁰ Daher ziehen viele Investitionen zur Modernisierung von Anlagen darauf ab, die Energieeffizienz der Raffinerien zu verbessern. Der Mineralölwirtschaftsverband geht in einer Publikation davon aus, dass „die deutschen Raffinerien [...] bei der Energieeffizienz einen technologischen Vorsprung von zehn Jahren [haben]“ (MWV 2015).

Der zulässige Umfang von Emissionen ist national und auf EU-Ebene geregelt. Zentral für die Raffinerien ist das deutsche Bundes-Immissionsschutzgesetz (BlmSchG) mit Vorschriften zum Immissionsschutz- und Umweltrecht. Die 13. Verordnung über Großfeuerungs-, Gasturbinen- und Verbrennungsmotoranlagen als überarbeitete Verordnung vom 2. Mai 2013 sieht vor den Ausstoß von Staub und Stickstoffoxiden aus großen Feuerungsanlagen zu senken. Zusammen mit der Technischen Anleitung zur Reinhaltung der Luft (TA Luft) und der Verordnung über die Verbrennung von Abfällen schreibt sie den gegenwärtigen Stand der Technik von Feuerungsanlagen fest (BMU 2018). Beim Einsatz fester oder flüssiger Brennstoffe dürfen Großfeuerungsanlagen mit einer Feuerungswärmeleistung von 50 MW bis 100 MW im Jahresmittel nicht mehr als 250 mg/m³ Stickstoffmonoxid und Stickstoffdioxid emittieren (BMU 2018).

Das Bundesumweltministerium (BMU) hat im Mai 2018 einen neuen Verordnungsentwurf zu mittelgroßen Feuerungsanlagen verabschiedet. Im Zuge der Richtlinie (EU) 2015/2193 zur Beschränkung der Ausstöße von Schafstoffen aus mittelgroßen Feuerungsanlagen in die Luft, sollen die Anforderungen an den Stand der Technik angepasst werden. Hiervon sind vor allem Feuerungsanlagen mit einer Feuerungswärmeleistung zwischen 1 MW und bis zu 50 MW betroffen (Bundesweltministerium 2018). Die Erfüllung dieser Vorschriften und technischen Vorgaben erfordert von den deutschen Raffinerien kontinuierliche Investitionen in die laufenden Anlagen.

10 Eine getrennte Ausweisung von Material- und Energiekosten liegt leider nicht vor.

Aber auch strengere Vorschriften zum Verbrauch von Mineralölprodukten, können Auswirkungen für die Raffinerien haben. Ein Beispiel dafür sind die ab 2020 in der Schifffahrt geltenden neuen Abgaswerte für die Verbrennung von Schweröl auf See. Weltweit dürfen dann nur noch Treibstoffe eingesetzt werden, die höchstens 0,5 Prozent Schwefel enthalten. Für die Raffinerien bedeutet das, dass die Nachfrage für das im Produktionsprozess entstehende „Abfallprodukt“ Schweröl künftig geringer werden wird. Die Notwendigkeit neue Verwertungs- und Weiterverarbeitungsmöglichkeiten für Schweröl zu entwickeln, kann zu weiteren Investitionen führen. Der Ölkonzern Rosneft will beispielweise bis 2022 rund 400 Mio. Euro in die Raffinerie PCK in Schwedt investieren, um die Energieeffizienz der Anlagen zu verbessern und die Entschwefelung von Schweröl zu ermöglichen (rbb24 2018).

Nicht zuletzt für die Beschäftigten, die täglich mit schwierigen Stoffen und Anlagen umgehen müssen, sind hohe Umwelt- und Arbeitsschutzaufgaben unverzichtbar.

Perspektiven für die Raffinerien in Deutschland?

Für die Mineralölbranche lassen sich bisher folgende Befunde ableiten: Noch gibt es weltweit ein anhaltendes Wachstum bei Förderung, Umsatz und Gewinnen. Allerdings sind die Perspektiven begrenzt und die zeitlichen Wendemarken der Jahre 2030 bzw. 2040 scheinen gesetzt. Aufgrund von Rahmenvereinbarungen wie dem internationalen Klimaschutzabkommen von Paris¹¹ und den massiven Investitionen von sogenannten Schwellenländern wie China in erneuerbare Energie gehen inzwischen selbst konservative Prognosen davon aus, dass Öl als bisher dominierender Energieträger im Endenergieverbrauch bis 2040 vom Strom abgelöst sein wird (IEA 2017).

Für die rohölverarbeitende Industrie in Deutschland bedeutet das eine grundsätzliche Veränderung. Bisher beruhten Rückgänge im Absatz von Mineralölprodukten hauptsächlich auf einer gewissen Marktsättigung im europäischen Raum, konjunkturellen Einbrüchen und/oder technologischen Verbesserungen z. B. bei Verbrennungsmotoren. Für die zukünftige Branchenentwicklungen werden die politischen Ziele zur Reduktion von Treibhausgasen eine sehr viel größere Rolle spielen, denn: die Pariser Klimaschutzziele können in Deutschland nur erreicht werden, wenn Ölabsatz und -verbrauch deutlich sinken.

Eine Studie des britischen Think Tank „Carbon Tracker“ aus dem Jahr 2017 hat in einem Szenario durchgespielt, welche Auswirkungen die Einhaltung des Zwei-Grad-Ziels¹² für die Mineralölbranche weltweit bis zum Jahr 2035 haben würde. Grundlage für das Szenario ist das sogenannte „Nachhaltige Entwicklung“-Szenario¹³ der IEA. Demnach erreicht die Ölnachfrage bereits im Jahr 2020 ihren Höhepunkt und geht danach weltweit um durchschnittlich 1,3 Prozent jährlich zurück. Das würde dazu führen, dass bis 2035 ein Viertel der weltweiten Raffineriekapazitäten im Vergleich zu 2016 aus dem Markt genommen werden und sich Wert und Gewinne der Raffinerien halbieren würden. Vor allem wenig modernisierte und „einfache“ Raffinerieanlagen würden als Erste von Schließungen betroffen sein (Carbon Tracker Initiative 2017).

11 In Umsetzung der Beschlüsse der Pariser Klimakonferenz zur Senkung der Erderwärmung auf deutlich unter 2 Grad sollen die Emissionen von Treibhausgasen gegenüber 1990 um 80-95 Prozent sinken.

12 Das Zwei-Grad-Ziel ist die zentrale Zielsetzung der internationalen Klimapolitik. Es soll verhindert werden, dass die Erderwärmung um 2 Grad Celsius oder mehr gegenüber dem Beginn der Industrialisierung ansteigt.

13 Die IEA hat in ihrem World Energy Outlook 2017 zum ersten Mal ein Szenario mit aufgenommen, welches das Erreichen politischer Ziele im Umwelt- und Klimaschutz mitberücksichtigt.

Vor dem Hintergrund, dass es zurzeit keine Anzeichen dafür gibt, dass die Nachfrage nach Öl bereits ab 2020 tatsächlich schrittweise sinken wird (sondern im Gegenteil zurzeit noch ansteigt), bzw. die Einhaltung des Zwei-Grad-Ziels politisch nicht konsequent angegangen wird, werden die prognostizierten Effekte voraussichtlich nicht in dieser Form und diesem Zeitraum eintreffen. Dennoch kann eine solches Szenario dabei helfen, die Dimensionen der Auswirkungen der anstehenden Branchenveränderung abzuschätzen.

In Zukunft mehr Strom statt Öl

Der Primärenergieverbrauch¹⁴ in Deutschland wird heute noch zu 35 Prozent durch Mineralöl gedeckt (vgl. Abb. 8) (zum Vergleich: weltweit liegt dieser Wert bei 32 %). Damit ist der Anteil noch genauso hoch, wie im Jahr 1990 (Umweltbundesamt 2018). Die Bundesregierung plant im Zuge der „2020-Strategie“ der EU bis zum Jahr 2020 gegenüber dem Jahr 2008 den Primärenergieverbrauch um bis zu 20 Prozent und bis 2050 um bis zu 50 Prozent zu senken. Dafür muss vor allem die Nutzung des größten Energieträgers Mineralöl verbessert bzw. der Ölverbrauch gesenkt werden. So sollen z. B. im Rahmen einer „Wärmewende“ im Wärmesektor bis 2030 in Deutschland keine Ölheizungen mehr betrieben werden. (BMWI 2018b)

Im Bereich Verkehr sind Mineralölerzeugnisse mit einem Anteil von 94 Prozent am Endenergieverbrauch nach wie vor der dominierende Energieträger. Absolut betrachtet wurde 2015 im Verkehrsbereich immer noch genau so viel Mineralöl verbraucht wie zehn Jahre zuvor. Die Einspareffekte durch eine verbesserte Energieeffizienz in der Kraftstoffnutzung sind in Deutschland durch ein gestiegenes Verkehrsaufkommen, vor allem im Straßengüterverkehr, verpufft. Rund 60 Prozent der ca. 110 Mio. t. Mineralölprodukte die 2016 in Deutschland abgesetzt wurden, waren Kraftstoffe für den Verkehr (Hobohm et al. 2018, S. 26) (vgl. Abb. 8).

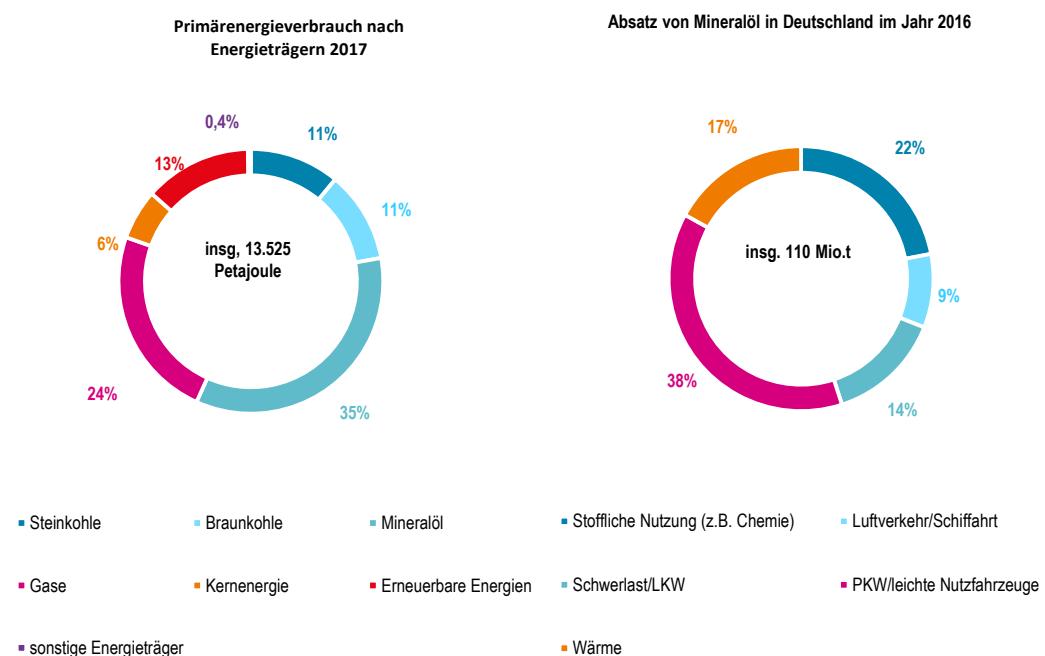
14 Primärenergie bezeichnet die Energie, die aus natürlich vorkommenden Energiequellen zur Verfügung steht, bevor sie weiterverarbeitet wird. Dazu gehören sowohl die fossilen Energiequellen, wie Kohle, Öl und Gas, als auch die erneuerbaren, wie Sonne oder Wind. Die fossilen Energieträger haben einen größeren Anteil an der Primärenergie als an der Endenergie. Das liegt daran, dass Energie verloren geht, wenn beispielsweise aus Erdöl in einer Raffinerie Benzin und Diesalkraftstoff gewonnen wird. Bei der Verwendung der Kenngröße Primärenergie wird daher kritisiert, dass die Berechnung die Bedeutung der Techniken überbetont, die besonders ineffizient sind, also vor allem die Bedeutung der fossilen Energieträger gegenüber den erneuerbaren Energien verzerrt darstellt.

Laut Bundesregierung soll im Verkehrsbereich der Endenergieverbrauch bis 2020 um 10 Prozent gegenüber 2005 und um 40 Prozent bis 2050 gesenkt werden. Geleistet werden soll dies in erster Linie durch eine stärkere Elektrifizierung, vor allem des Verkehrssektors (E-Mobilität) (BMWI 2018b).

Die dena (Deutsche Energie-Agentur) hat 2011 eine Studie mit dem bezeichnenden Titel „Ungeliebt, aber unentbehrlich“ veröffentlicht, die die Entwicklung der Mineralölnachfrage in den verschiedenen Verbrauchssektoren analysiert. Auch wenn man einzelne Annahmen und die Verteilung zwischen einzelnen Verbrauchssektoren kritisch hinterfragen kann, sind die Kernaussagen des Berichts plausibel. Langfristig wird es einen deutlichen Anstieg des Anteils alternativer und regenerativer Energieträger geben und der Verbrauch an Mineralölprodukten wird sinken. Bis 2030, d. h. in den nächsten 10–15 Jahren ist aber weiterhin mit einer starken Abhängigkeit von der Mineralölproduktion in Deutschland (und anderen Industrieländern) zu rechnen.

In Zahlen ausgedrückt skizziert die Studie ein Zielszenario, wonach die Nachfrage nach Mineralölprodukten in Deutschland bis 2030 auf ca. 60 Mio. t zurückgehen wird (dena 2011, S. 11). Für die Raffinerien in Deutschland würde das bedeuten, dass nur noch rund die Hälfte der heute bestehenden Kapazitäten zur Rohölverarbeitung benötigt würden (2017: 105 Mio. t).

Abbildung 8: Primärenergieverbrauch nach Energieträgern und Absatz von Mineralöl in Deutschland



Quelle: links: AG Energiebilanzen e. V., Hobohm,
rechts: Jens et al. 2017

Synthetische Kraftstoffe als Notwendigkeit für die Umsetzung der Klimaziele in Deutschland?

Die Zukunft der Mineralölindustrie und der Raffineriestandorte in Deutschland wird angesichts dieser Szenarien auch von der Frage abhängen, inwieweit es Möglichkeiten einer Transformation der Raffinerien gibt. Es geht dabei nicht nur um die Frage, ob die Raffinerieanlagen selbst „grüner“ werden, also emissionsärmer, kraftstofffrei oder nur mit erneuerbaren Energien betrieben werden. Die Frage wird sein, ob die Raffineriestandorte zukünftig für die Produktion klimaneutraler Kraft- und Brennstoffe sowie alternativer Rohstoffe für die Chemie, sogenannter synthetischer Kraftstoffe, eingesetzt werden können.

Die Mineralölbranche muss ihr Geschäftsmodell ändern. Für diese Einschätzung gibt es gleich mehrere Begründungen. Die erste ist ganz simpel: Erdöl ist ein endliches Geschäft. Das haben auch die meisten der großen Mineralölkonzerns längst in ihre Agenda mit aufgenommen und wenden sich schrittweise neuen Geschäftsfeldern zu.

Die zweite ist gesamtgesellschaftlich begründbar: jenseits der Fragen nach den wirtschaftlichen Kosten gibt es vermehrt Stimmen aus Politik, Wirtschaft und Wissenschaft, die darauf hinweisen, dass die Umstellung auf synthetisch hergestellte Kraft- und Brennstoffe notwendig sein wird, wenn die Pariser Klimaschutzziele bis 2050 erreicht werden sollen. Es liegen aktuell dazu eine Reihe von Studien vor (z. B. dena 2018; Gerbert et al. 2018; BDI 2018; Hobohm et al. 2018; Umweltbundesamt 2015).

Die dena (Deutsche Energie-Agentur) hat in den letzten Jahren zwei Studien zu den möglichen Szenarien einer sogenannten integrierten Energiewende vorgelegt (dena 2018; dena 2017). Dabei wurden für Deutschland Szenarien mit jeweils unterschiedlichen Zielerreichungsgraden simuliert (80 oder 95 % Treibhausgasreduktion bis 2050). Die Studien kommen zu dem Schluss, dass aus erneuerbaren Energien gewonnene synthetische Kraft- und Brennstoffe neben wachsender Energieeffizienz und der Elektrifizierung z. B. weiter Teile des Verkehrs, die „dritte Säule“ auf dem Weg zum Erreichen der Klimaziele sein muss. Die Studien gehen davon aus, dass eine Umstellung aller Nutzungen von Öl und Gas lediglich auf Strom, in absehbarer Zeit nicht realistisch ist. Daraus wird der Bedarf an aus erneuerbaren Energien gewonnenen flüssigen Energieträgern schrittweise sowohl in Deutschland als auch weltweit zunehmen (dena 2017, S. 8). Gas- und Mineralölinfrastrukturen inklusive Raffineriekapazitäten – so das Fazit – werden in Deutschland dafür weiter benötigt.

Die Klimaziele von 80 bis 95 % Treibhausgasreduktion bis 2050 wurden in einer im Januar 2018 im Auftrag des BDI veröffentlichten Studie erneut aufgegriffen worden (Gerbert et al. 2018). Die von der Boston Consulting Group (BCG) und Prognos erstellte Studie setzt dabei auf alternative Lösungen für die energieintensive Herstellung von industriellen Grundstoffen. Der BDI fordert im Zuge dessen eine gezielte Förderung von Technologien zur Herstellung von Brenn- und Treibstoffen sowie Chemikalien mittels Ökostrom.

Angesichts des aktuellen Technikstands in der Motorenentwicklung und der langen Nutzungszeiten von Autos, Schiffen und Flugzeugen kommt auch das Wuppertaler Institut für Nachhaltigkeit zu der Schlussfolgerung, dass die auf der Weltklimakonferenz in Paris 2015 beschlossenen Klimaziele nur erreicht werden können, wenn die Direktverbrennung von Kraftstoffen CO₂-neutral erfolgt. Das heißt die genutzten Kraftstoffe sollten zukünftig synthetische Kraftstoffe sein, die CO₂-neutral auf Grundlage erneuerbarer Energien erzeugt werden (Schneidewind/Fischbeck 2016).

Folgerichtig sieht der Verband der Mineralölwirtschaft (MWV) hier eine Perspektive für die Industrie. Eine Umstellung sei technisch möglich

und biete eine Chance, um die synthetischen Kraft- und Brennstoffe zur Marktreife zu entwickeln. Der MWV argumentiert, dass [...]:

„[...] Raffinerien unabhängig vom Ambitionsniveau beim Klimaschutz eine wesentliche Rolle sowohl für industrielle Wertschöpfungsketten wie auch für die Energieversorgung des Verkehrssektors spielen. [...] Darüber hinaus besteht das Potenzial einer Umstellung von flüssigen Kraft- und Brennstoffen sowie Chemie-Vorprodukten auf eine treibhausgasneutrale Basis“ (MWV 2018).

Beim Erreichen der Klimaziele 2050 könnte den deutschen Raffinerien also eine wichtige Aufgabe zukommen: die Herstellung klimaneutraler Kraft- und Brennstoffe sowie Rohstoffe für die Chemie zu bezahlbaren Kosten. Im Juli 2018 wurde auf EU-Ebene eine Neufassung der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie beschlossen. Demnach soll sich der Anteil der erneuerbaren Kraftstoffe im Verkehr bis zum Jahr 2030 auf 14 Prozent erhöhen. Dabei werden sowohl Elektromobilität, als auch strombasierte synthetische Kraftstoffe ausdrücklich als mögliche Technologien zur Zielerreichung genannt (BMWI 2018c).

Offen ist die Frage, welche Bedarfsmengen anzusetzen sind und welche Technologien zur Herstellung von synthetischen Kraftstoffen zum Einsatz kommen können (IG BCE 2018, S. 1). Die Frage, wie viele Raffineriekapazitäten in Deutschland dauerhaft gebraucht bzw. wirtschaftlich betrieben werden können ist daher direkt davon abhängig, ob es gelingt, die Raffinerien weiter zu modernisieren und für die Nutzung kostengünstiger erneuerbarer Energiequellen bei der Herstellung synthetischer Kraftstoffe im industriellen Maßstab einzusetzen. Zielbild ist die klimaneutrale Raffinerie, die in der Herstellung von synthetischen Ölen und Kraftstoffen mehr CO₂ bindet als beim Verbrauch ihrer Produkte wieder freigesetzt wird.

Technologien und Potenzialanalysen für synthetische Kraftstoffe

Die Vision der Erzeugung von synthetischen Kraftstoffen wird von Forschung und Automobilherstellern schon seit langem in verschiedenen Phasen und mit unterschiedlichen Ambitionen verfolgt. Im vergangenen Jahrzehnt standen vor allem die Biokraftstoffe, also Kraftstoffe aus nachwachsenden Rohstoffen wie z. B. Pflanzen, im Fokus. Die Biokraftstoffe setzten sich allerdings nicht durch, die Konkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion stellte sich als zu großes Problem heraus. Mit den heutigen Biokraftstoffen der zweiten Generation kann dieses „Tank-Teller“-Problem eigentlich weitgehend umgangen werden, wenn dafür vor allem pflanzliche Abfälle und Reststoffe eingesetzt werden. Dennoch werden

die flüssigen Energieträger aus Biomasse auch in Zukunft wohl eher nur eine Ergänzungsfunktion einnehmen (Hobohm et al. 2017).¹⁵

Neben den Biokraftstoffen (Biomass-to-Liquid Verfahren, BtL) gibt es die synthetischen Kraftstoffe der dritten Generation, die unter Nutzung von Power-to-Liquid (PtL) erzeugt werden. Die Technologie gilt als vielversprechend, um im großindustriellen Maßstab CO₂-neutrale, flüssige Energieträger herzustellen (vielfach auch E-Fuels genannt).

Technisch gesehen ist z. B. das sogenannte Fischer-Tropsch-Verfahren¹⁶ als Verfahren zur Herstellung von synthetischem Rohöl aus Wasserstoff und Kohlendioxid seit langem bekannt. In Sachen CO₂-Neutralität wird das Verfahren bedeutsam, wenn Wasserstoff verwendet wird, der durch Elektrolyse aus Öko-Strom (z. B. Windenergie) erzeugt wird. Die mit einem solchen Verfahren aus Kohlendioxid und „sauberem“ Strom hergestellten Kraftstoffe werden üblicherweise als CO₂-neutral angesehen, da bei deren Herstellung im optimalen Fall mehr CO₂ (aus der Luft) gebunden wird als im Verbrennungsprozess entsteht. Da CO₂ faktisch unbegrenzt zur Verfügung steht, bieten synthetische Kraftstoffe, die durch PtL erzeugt werden, eine Perspektive zum Aufbau „grüner“ Raffinerien.

Die Vorteile dieser E-Fuels liegen auf der Hand. Produziert aus mit „sauberem“ Strom und Wasser hergestellten Wasserstoff und aus der Luft gefilterten Kohlenstoff gäbe es eine klimaneutrale Alternative für die existierenden Verbrennungsmotoren. Technisch unterscheiden sich die E-Fuels nicht von „normalem“ Benzin oder Diesel. Kostenintensive Umrüstungen entfallen und die synthetischen Kraftstoffe haben zusätzlich eine Drop-in-Fähigkeit, d. h. sie können normalen Kraftstoffen beigemischt, in derzeit verwendeten Fahrzeugen eingesetzt und über das bestehende Tankstellennetz vertrieben werden. Das Hauptproblem liegt allerdings immer noch vor allem darin, dass die Produktion sehr viel Strom benötigt.

Dennoch gehen die vorliegenden Potenzialanalysen (z. B. Hobohm et al. 2017) zu synthetischen Kraftstoffen vor allem bei PtL-Verfahren (weniger bei den Biokraftstoffen) davon aus, dass hier die großindustriell, treibhausgasneutrale Produktion möglich ist. Für E-Fuels werden im

15 Der WWF geht in einer Studie von einem Biokraftstoffanteil von ca. 38 Prozent an den Flüssigkraftstoffen aus (Öko-Institut e.V./Prognos 2009).

16 Die Fischer-Tropsch-Synthese ist ein großtechnisch anwendbares Verfahren zur Kohleverflüssigung. Das Verfahren wurde von den deutschen Chemikern Franz Fischer und Hans Tropsch bereits im Jahr 1925 entwickelt. Durch Kohlevergasung entsteht zunächst ein Synthesegas, ein Gemisch aus Kohlenstoffmonoxid und Wasserstoff. Auch andere Rohstoffquellen können für die Synthesegaserzeugung genutzt werden. Das Synthesegas wird anschließend in ein breites Spektrum gasförmiger und flüssiger Kohlenwasserstoffe umgewandelt.

Jahr 2050 Produktionskosten beispielsweise von 70 Cent bis 1,30 Euro pro Liter als denkbar erachtet. Für die Kosten sind vor allem niedrige (Öko-)Stromkosten und eine hohe Auslastung der Anlagen wichtig. Daher unterstellt die Berechnung eine Herstellung in besonders sonnen- und windreichen Regionen, die allerdings nicht zwingend in Deutschland liegen (Hobohm et al. 2017, S. 6).

Exkurs: Bioraffinerien in Deutschland

Der Aufbau von Bioraffinerien wird in Deutschland seit längerem gefördert. Die Bundesregierung hat 2017 eine neue „Technologie-Initiative Bioraffinerien“ gestartet, die Teil der „Nationalen Forschungsstrategien BioÖkonomie 2030“ ist (BMBF 2018).

Es gibt unterschiedliche Typen von Bioraffinerien, die je nach eingebrachtem „Rohstoff“ verschiedene Verfahren nutzen, um Biomasse in Zwischenprodukte und chemische Grundstoffe zu verarbeiten (z. B. Lignocellulose-Bioraffinerien auf Basis des Rohstoffs Holz, Zucker/Stärke-Bioraffinerie auf Basis Getreide/Zuckerrüben und auch Grüne Bioraffinerie auf Basis von Gras/Stroh). Grundsätzlich sind Teile der Technologien mit anderen PtL-Technologien kombinierbar (PBtL (ebd.)).

Schon heute werden Produkte aus Biomasse im Verkehr beigemischt (u. a. E10 in Superkraftstoff). Dieser Anteil kann ausgeweitet werden, wenn genügend Biomasse und hinreichend viele Anlagen zur Verfügung stehen. Die 2017 vorhandene Produktionskapazität von Bioethanol in Deutschland lag bei 709.000 t.

Die Biomasse kam dabei aus Rest- und Abfallstoffen die bei der Produktion anderer Güter anfallen und aus Anbaubiomassen der Land- und Forstwirtschaft. Die Schätzungen über das Volumen verfügbarer Biomasse weichen teilweise erheblich voneinander ab. Insgesamt geht es aber vor allem um holzartige Biomassen, Flüssig- und Festmist sowie Stroh. Die Nutzung dieser Stoffe liegt deutlich über dem Volumen von Rest- und Abfallstoffen.

Prognos und Fraunhofer haben in ihrer 2018 veröffentlichten Studie zum Status und Potential flüssiger Energieträger angenommen, dass ca. 2,5 Mio. ha Wald und Agrarfläche in Deutschland für Biomasse zur Verfügung stehen (davon 2,0 Mio. ha verteilt zu je 20 Prozent für Silomais, Raps, Ganzpflanzensilage, Korngetreide und Zuckerrüben). Durch den Einsatz der verfügbaren Biomassepotenziale für die Herstellung von flüssigen Kraftstoffen, bestünde die Option 28 Prozent des heutigen Mineralölanteils am Primärenergieverbrauch abzudecken (Hobohm et al. 2018, S. 126 ff.).

Allerdings ist dies ein eher theoretischer Wert, da Nutzungskonkurrenzen beim Flächenverbrauch nicht nur im Anbau bestehen, sondern auch beim Einsatz in der Strom- und Wärmeerzeugung. Das heißt selbst bei sehr weitgehenden Annahmen zur Ausschöpfbarkeit der vorhandenen Biomasse und der technischen Machbarkeit kann nur ein Teil des heutigen Mineralölbedarfs durch Umwandlung von Biomasse ersetzt werden. Ein klarer Vorteil ist allerdings, dass es schon heute eine große Zahl von größeren und kleineren Anlagen in Deutschland und Europa gibt. Vielfach im Kontext anderer Produktionsverfahren, z. B. bei der Herstellung von Zucker und Papier, um anfallende Neben- bzw. Koppelprodukte zu nutzen. Mittlerweile gibt es in Deutschland 6.000 Biogasanlagen und eine ganze Reihe von Bioraffinerien.

Tabelle 4: Bioraffinerien in Deutschland

Raffinerie	Produktionskapazität
CropEnergies Bioethanol GmbH	ca. 285.000 t/Jahr
Nordzucker AG	ca. 100.000 t/Jahr
Sachsenmilch Leppersdorf GmbH	ca. 8.000 t/Jahr
Suiker Unie GmbH & Co. KG	ca. 55.000 t/Jahr
Verbio Ethanol Schwedt/ Zörbig GmbH & Co KG	ca. 170.000 t/Jahr ca. 90.000 t/Jahr

Quelle: Eigene Darstellung nach Angaben des Bundesverbands der deutschen Bioethanolwirtschaft e. V.

Szenarien für die Mineralölindustrie: Welche und wieviel Raffineriekapazitäten in Deutschland werden benötigt?

Der Bedarf an Raffineriekapazitäten in Deutschland ist auch in einem Szenario mit einem hohen Anteil an synthetischen Kraftstoffen in der langfristigen Perspektive von zwei Faktoren abhängig: einerseits von den Prognosen zur Verbrauchsentwicklung und andererseits davon, wo die benötigten Mengen an synthetischen Kraftstoffen hergestellt werden.

Verkehr als Schlüsselbereich für die Verbrauchsentwicklung

Der Prognose einer Reduzierung der Ölnachfrage auf 60 Mio. t bis 2030 (dena 2011, S. 11) liegt die Annahme zugrunde, dass der Energiebedarf in den Sektoren Industrie, private Haushalte und Gewerbe, Handel,

Dienstleistungen (GHD) jeweils deutlich stärker abnehmen wird als im Verkehr. Für den Verkehr wird laut dena auch in 2030 noch eine Mineralölquote von ca. zwei Dritteln angenommen.

Weitere Studien¹⁷ zur mittelfristigen Verkehrsentwicklung und damit auch zum Energieverbrauch weichen in ihren Schätzungen sehr weit voneinander ab. Man kann aber soweit einen Konsens in den Einschätzungen feststellen, dass die Kraftstoffeinsparungen vor allem im Pkw-Bereich gesehen werden. Im Güterverkehr und im Flugverkehr wird aufgrund steigender Verkehrsleistungen ein höherer Energiebedarf erwartet, d. h. ein höherer Verbrauch von Diesel- und Flugtreibstoffen.

Ob der Mineralölverbrauch im Verkehr in Deutschland langfristig sinken wird hängt sehr stark davon ab, welche technischen Konzepte unterstellt werden. Wenn sich Vorstellungen einer Elektrifizierung des LKW-Verkehrs (z. B. mit Hilfe von Oberleitungen oder stromführenden Straßen) realisieren lassen, führt dies zu deutlichen Verbrauchsrückgängen. Im Flugverkehr ist voraussichtlich technisch bedingt mit noch längeren Zeitbedarfen für mögliche Ersetzung zu rechnen.

Schneidewind und Fischedick (2016) vom Wuppertaler Institut folgern daher mit Blick auf den Pkw-Verkehr:

„Die Fokussierung auf emissionsfreie Pkw und damit de facto das Verbot der Neuzulassung von Motoren, die Benzin oder Diesel verbrennen, ab 2030 ist absolut richtig. Ob der Antrieb ab 2030 auf Elektromotoren, Brennstoffzellen oder Methanol bzw. synthetischen Kraftstoffen verbrennenden Motoren basiert, sollte jedoch offenbleiben, damit sich die besten Optionen durchsetzen und Innovationsimpulse in verschiedenen Bereichen ausgelöst werden. Zentral ist jedoch der Nachweis der jeweils ausreichenden Menge an CO₂-neutral hergestellten Kraftstoffen und ihrer Umweltverträglichkeit“ (Schneidewind/Fischedick 2016, S. 4).

Wo wird künftig produziert?

Die Abschätzungen zur Entwicklung des Verbrauchs sind aber nur eine Grundlage für die wirtschaftlichen Perspektiven der Raffineriestandorte in Deutschland. Mindestens genauso wichtig für die Beschäftigung und die Profitabilität von Standorten ist die Frage, ob die deutschen Raffinerien auch eingesetzt werden für die Produktion von synthetischen Rohölen und Kraftstoffen. Denn bisher wird das Rohöl überwiegend über Pipelines angeliefert und in den Raffinerien „nur“ in weitere Zwischen- bzw. Endprodukte verarbeitet.

In Zukunft könnte das neue Geschäftsfeld der Raffinerien darin bestehen, selber auch die Rohstoffbasis zu erzeugen bzw. direkt daraus abgeleitete Zwischenprodukte. Wenn dies an deutschen Standorten

17 Es liegen u.a. Studien des BMWI, des WWF und des BMU vor. Vgl. Darstellung in dena 2011 oder UBA 2015.

möglich ist, dürfte es eher zu einer Ausweitung der benötigten technischen Kapazitäten als zu einem Abbau kommen.

Technisch ist ein Aus- und Umbau der deutschen Raffineriestandorte ohne weiteres denkbar. Auch die benötigten Rohstoffe CO₂ und Wasser sind in fast unbegrenzter Menge verfügbar. Wirtschaftlich ist eine Erzeugung von synthetischem Rohöl bzw. Kraftstoffen aber nur möglich, wenn auch große Mengen von erneuerbarer Energie zur Verfügung stehen. Denn die Erzeugungskosten von synthetischen Kraftstoffen sind in erster Linie abhängig vom Strompreis und von der möglichst hohen Auslastung der Anlage.

Diese Voraussetzung ist in Deutschland nur teilweise gegeben. Grundsätzlich bieten sich hierfür allerdings Länder und Standorte an, wo erneuerbare Energie in größerem Maße zur Verfügung steht (z. B. Wüstenstandorte mit ganzjähriger Sonneneinstrahlung).¹⁸ Die dena geht etwa davon aus, dass der größte Teil der synthetischen Energieträger im Jahr 2050 aus Regionen wie Nordafrika importiert wird, da die Produktionskosten dort geringer sein werden (dena 2018, S. 26). Die dena hat im Jahr 2018 gemeinsam mit einigen Industrieunternehmen und -verbänden eine sogenannte „Global Alliance Power Fuels“ ins Leben gerufen mit dem Ziel, die Marktmöglichkeiten von E-Fuels weltweit zu analysieren.

Dennoch: die Zukunft der Raffineriestandorte in Deutschland hängt in einem ersten Schritt vom Gelingen der Energiewende ab. Je mehr erneuerbare Energie kostengünstig zur Verfügung steht, desto wettbewerbsfähiger werden synthetische Kraftstoffe gegenüber den fossilen Kraftstoffen.

Damit eine großindustrielle Herstellung von synthetischen Kraftstoffen umsetzbar ist, sind außerdem Investitionen in der Forschungs- und Entwicklungsförderung notwendig, aber auch in die Industriepolitik, wenn es um die Errichtung großskaliger Demonstrationsanlagen geht.

¹⁸ Es gibt Wissenschaftler, die davon ausgehen, dass es nicht möglich ist, in Deutschland genügend „grünen“ Strom zur Verfügung zu stellen, um hinreichend große Menge klimaneutraler, synthetischer Kraftstoffe herzustellen (vgl. Spiegel 2018).

Arbeiten in der Mineralölindustrie

Beschäftigungsentwicklung der letzten Jahre

Im Jahr 2017 waren in der Mineralölbranche 24.894 sozialversicherungspflichtig Beschäftigte tätig. Die Zahl der Arbeitsplätze geht in der Branche seit Jahrzehnten zurück. Im Vergleich zu 2007 arbeiteten 2017 knapp 5.000 sozialversicherungspflichtig Beschäftigte weniger in der Mineralölindustrie, das entspricht einem Rückgang von ca. 15 Prozent. Durchschnittlich sind also seit 2007 rund 500 Industriearbeitsplätze pro Jahr in der Branche abgebaut worden. Im Jahr 2013 gab es den bisherigen Tiefststand bei den Beschäftigtenzahlen. Zum ersten Mal waren weniger als 25.000 Menschen sozialversicherungspflichtig in der Branche beschäftigt. Das waren rund 3.000 Beschäftigte weniger als noch im Vorjahr. Daraufhin gab es in den Jahren 2014 und 2015 eine leichte Zunahme an Beschäftigung. Insgesamt scheint sich die Zahl der sozialversicherungspflichtig Beschäftigten derzeit auf dem Niveau von rund 25.000 Beschäftigten zu stabilisieren.

Abbildung 9: Sozialversicherungspflichtig Beschäftigte in Mineralölverarbeitung (inkl. Kokereien) nach Geschlecht, 2007–2017*



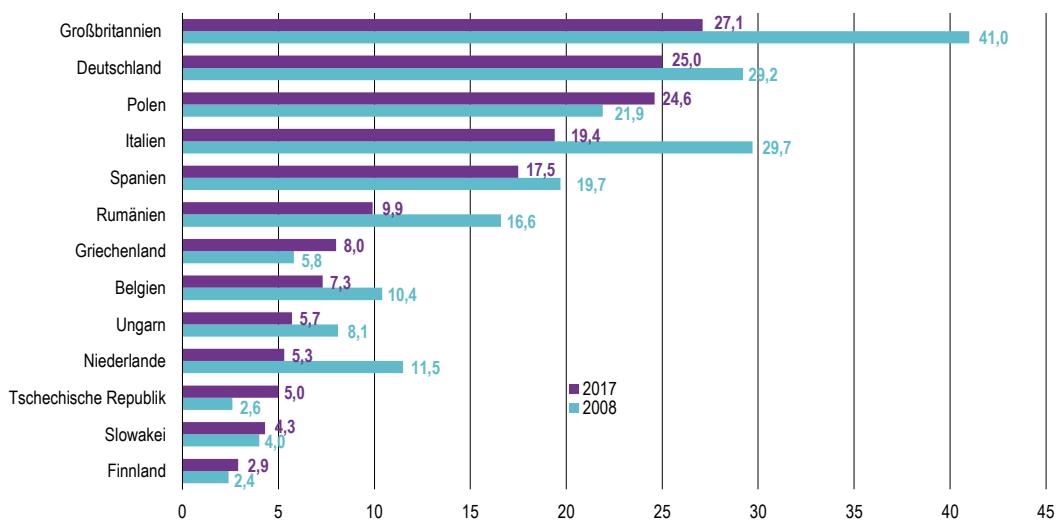
Quelle: Statistik der Bundesagentur für Arbeit, Stichtag jeweils 30.06.

*Der Zahl der Beschäftigten in den Kokereien lag 2017 bei 787 sozialversicherungspflichtig Beschäftigten.

Verglichen mit anderen europäischen Ländern ist der Beschäftigungsrückgang der letzten Jahre in Deutschland eher moderat verlaufen. In fast allen europäischen Ländern sind in den letzten zehn Jahren Ar-

beitsplätze in der Mineralölverarbeitung verloren gegangen. Vor allem in Großbritannien gab es den zahlenmäßig größten Verlust an Beschäftigung: ein Drittel der ehemals über vierzigtausend Arbeitsplätze sind seit 2008 verloren gegangen. Auch in Italien ist die Beschäftigung in der Branche stark eingebrochen (vgl. Abb. 10)¹⁹.

Abbildung 10: Anzahl der Beschäftigten in der Mineralölindustrie nach Ländern in Europa 2008 und 2017 im Vergleich, in Tsd. Beschäftigte*



Quelle: Eurostat, Daten jeweils zum 3. Quartal des Jahres; Beschäftigung schließt in der Definition von Eurostat sowohl Arbeitnehmer/innen als auch Selbstständige mit ein.

*Folgende Länder wurden aufgrund von fehlender oder lückenhafter Datenbasis nicht berücksichtigt: Zypern, Lettland, Litauen, Luxemburg, Island, Norwegen, Mazedonien, Schweden, Schweiz, Slowenien, Portugal, Österreich, Malta, Frankreich, Kroatien, Estland, Irland, Dänemark, Bulgarien.

Der Rückgang der Beschäftigung in Großbritannien kann zahlenmäßig nicht alleine auf die zwei jüngsten Raffinerieschließungen im Jahr 2009 und 2012 im Zuge der Petroplus-Insolvenz zurückgeführt werden. Ebenso wie in den mineralölverarbeitenden Betrieben in Deutschland sind auch in Großbritannien im Zuge von Unternehmensrestrukturierung Arbeitsplätze abgebaut worden.

19 Für Frankreich liegen in der Eurostat-Auswertung leider keine Zahlen vor.

Frauenanteil

In der Mineralölindustrie arbeiten deutlich mehr Männer als Frauen. Nur knapp 19 Prozent der sozialversicherungspflichtig Beschäftigten sind Frauen. Seit 2007 hat sich der Frauenanteil an den sozialversicherungspflichtigen Beschäftigten nicht wesentlich verändert (+2 Prozentpunkte). Frauen sind in der Branche nach wie vor überwiegend in den Bereichen von Service und Verwaltung tätig (vgl. Abb. 9).

Teilzeitbeschäftigung

Während die Gesamtzahl der sozialversicherungspflichtig Beschäftigten in der Mineralölindustrie kontinuierlich zurückgeht, hat die Teilzeitbeschäftigung in der Branche zugenommen. Um knapp ein Fünftel ist die Zahl der Teilzeitbeschäftigten zwischen 2013 und 2017 angestiegen, wenn auch von einem vergleichsweise niedrigen Niveau aus. Knapp 7 Prozent der sozialversicherungspflichtig Beschäftigten in der Mineralölindustrie sind aktuell in Teilzeit angestellt, davon wiederrum sind zwei Drittel Frauen (vgl. Abb. 11). Zum Vergleich: im Verarbeitenden Gewerbe insgesamt liegt der Teilzeitanteil bei knapp 20 Prozent.

Dennoch zeigt sich auch bei den Männern eine leicht ansteigende Tendenz in Teilzeit beschäftigt zu werden. Bezogen auf die Gesamtbeschäftigung bedeutet das, dass der Rückgang in der Branche ohne den gleichzeitigen Anstieg der Teilzeitbeschäftigung noch deutlicher ausgefallen wäre.

Teilzeitbeschäftigung in der Mineralölindustrie findet sich traditionell weniger in der Produktion als vielmehr in den nicht-gewerblichen Bereichen, dem Service, der Verwaltung oder in der Forschung. Im Schichtdienst der Produktion kommt Teilzeitbeschäftigung nach wie vor weniger vor.

Im Rahmen der Interviews berichteten einige Betriebsratsvertreter/innen davon, dass es allerdings auch in der Produktion inzwischen eine gewisse Nachfrage nach Teilzeitbeschäftigung von Seiten der Beschäftigten gäbe, etwa im Rahmen von Elternzeit.

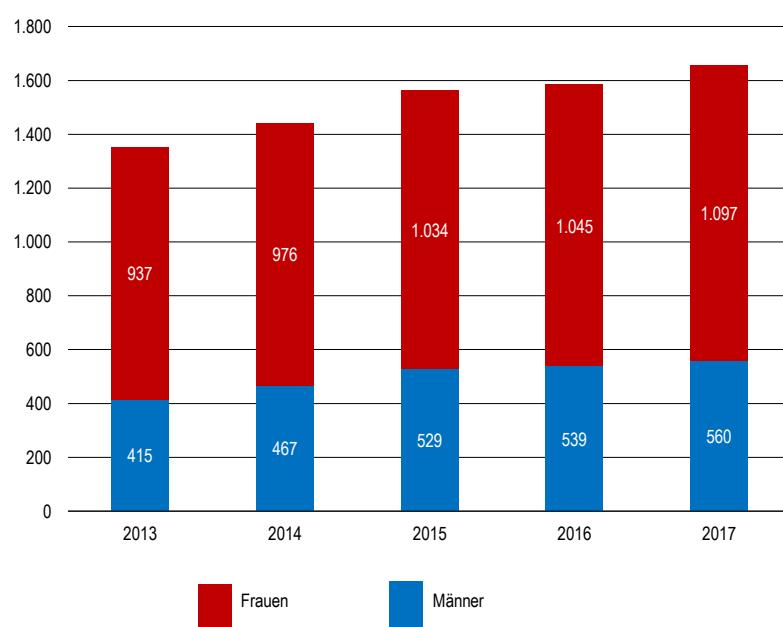
Das Thema Schichtarbeit und Work Life Balance, zu der ggf. auch der Wunsch nach Teilzeitbeschäftigung gehört, sind nach Einschätzung einiger Interviewpartner/innen von wachsender Bedeutung. Gerade jüngere Beschäftigte legten verstärkt Wert auf Zeitsouveränität und die gute Vereinbarkeit von Beruf und Familie. In einzelnen Betrieben gibt es zum Thema Schichtarbeit und Teilzeit bereits Betriebsvereinbarungen, z. B. bei MiRO in Karlsruhe (IG BCE 2018, S. 15). In anderen Betrieben wird

die Verabschiedung von Betriebsvereinbarungen dazu angestrebt. Gleichzeitig trifft diese Entwicklung in vielen Bereichen der Betriebe, ob im gewerblichen oder im Angestelltenbereich, auf eine ohnehin häufig dünne Personaldecke.

Leiharbeit und Werkverträge

Es gibt in der offiziellen Beschäftigungsstatistik keine Zahlen dazu, in welchem Umfang bzw. wie viele Leiharbeitnehmer/innen in der Mineralölindustrie tätig sind oder in welcher Größenordnung Werkvertragsnehmer/innen über externe Dienstleister eingesetzt werden.

Abbildung 11: Teilzeitbeschäftigte in der Mineralölverarbeitung (inkl. Kokereien) nach Geschlecht, 2013–2017*



Quelle: Statistik der Bundesagentur für Arbeit, Stichtag jeweils 30.06.

* Die Anzahl der Teilzeitbeschäftigen in den Kokereien liegt laut Statistik bei weniger als 10 Personen.

Gute Anhaltspunkte für die Entwicklung des Stellenwertes der Leiharbeit liefern die vom Statistischen Bundesamt erfassten Kosten der Unternehmen für den Einsatz von Leiharbeit (vgl. Tab. 5).

Tabelle 5: Aufgewendete Kosten der Unternehmen für Leiharbeitnehmer/innen in der Mineralölverarbeitung in Tsd. Euro

2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2008–2015 in %
51.151	41.840	43.192	43.183	45.178	43.825	45.175	54.667	6,9

Quelle: Statistisches Bundesamt; Kostenstruktur der Unternehmen des Verarbeitenden Gewerbes sowie des Bergbaus und der Gewinnung von Steinen und Erden, Fachserie 4 Reihe 4.3, Jahre 2008–2015.

Die Aufwendungen der Betriebe für Leiharbeit sind im Vergleich zum Jahr 2008 leicht angestiegen (+6,9 %). Zwischen den Jahren 2008 und 2009 sind die Ausgaben zunächst deutlich gesunken, vermutlich im Zuge der Wirtschafts- und Finanzkrise und rückläufiger Produktionsmengen. Erst zum Jahr 2015 sind die Ausgaben für Leiharbeitnehmer/innen wieder deutlich angewachsen, über das Niveau von 2008 hinaus. Das heißt, auch in der Mineralölindustrie wird ein Teil des Beschäftigungsrisikos auf die Leiharbeitnehmer/innen übertragen. Leiharbeitsverhältnisse können in auftragsschwachen Zeiten faktisch ohne Kündigungsschutz, ohne Abfindungen oder Sozialpläne und ohne die Beteiligung des Betriebsrates aufgelöst werden. Dasselbe gilt für Werkverträge, die in der Branche aus verschiedenen Gründen sehr viel stärker zum Einsatz kommen.

Nimmt man die von den Unternehmen aufgewendeten Kosten für Leiharbeitnehmer/innen und teilt diese durch die vom Statistischen Bundesamt angegebenen durchschnittlichen Personalkosten je Beschäftigten in der Branche (98.569 Euro) ergibt sich eine Zahl von 555 Leiharbeitnehmer/innen in der gesamten Mineralölindustrie im Jahr 2015. Im Jahr 2008 lag die Anzahl auf etwa demselben Niveau (570 Leiharbeitnehmer/innen). Wohlwissend, dass das Lohnniveau von Leiharbeitnehmer/innen im Vergleich zur Kernbelegschaft in der Regel niedriger ist, kann die Zahl dennoch ein Richtwert sein. Die Angaben zur Leiharbeit von Arbeitnehmervertreter/innen im Rahmen der Interviews und der Online-Befragung decken sich in etwa mit dieser Größenordnung. Das bedeutet, zahlenmäßig kommen Leiharbeitnehmer/innen in der Branche nur wenig zum Einsatz. Ein Grund dafür sind sicherlich die hohen Sicherheitsbestimmungen in der Produktion und die sehr viel stärker praktizierte Vergabe von Tätigkeiten und Aufträgen über Werkverträge.

Einsatzbereiche für Leiharbeitnehmer/innen liegen aufgrund der hohen Sicherheitsbestimmungen in Raffineriebetrieben weniger in der Produktion, als vielmehr im Bereich von Lager, Logistik und Kommissionierung (z. B. Staplerfahren, Packarbeit, Waren sortierung). In der Produkti-

on ist die Abfüllung der Bereich für einfache Tätigkeiten, die z. T. von Leiharbeitnehmer/innen übernommen werden.

Laut Betriebsratsvertreter/innen hat der Mangel an Fachkräften inzwischen dazu geführt, dass Übernahmen von Leiharbeitnehmer/innen in Festanstellungen deutlich häufiger und schneller stattfinden, um Beschäftigte an das Unternehmen zu binden.

Es kann festgehalten werden, dass im Zusammenhang mit der Versteuerung von Leiharbeit (equal pay) und den hohen Sicherheitsbestimmungen in der Branche der Schwerpunkt eindeutig beim Einsatz von Werkvertragsnehmer/innen liegt. Die Frage, ab wann der Einsatz von Werkvertragsnehmer/innen aus Sicht von Arbeitnehmervertreter/innen problematisch wird, ist nicht ganz eindeutig zu beantworten. Die Übergänge von Kontraktoren²⁰, Werkvertragsnehmer/innen und Leiharbeitnehmer/innen sind manchmal fließend und auch für Betriebsräte nicht immer leicht zu durchschauen.

Beschäftigungsverlagerung auf Kontraktoren?

Werkverträge spielen in der Mineralölindustrie eine vergleichsweise große Rolle, da auf den Betriebsgeländen Kontraktoren in großem Umfang zum Einsatz kommen. Klassischerweise beauftragt das Raffinerieunternehmen einen Werkunternehmer, also z. B. einen Handwerksbetrieb damit, im Falle einer Störung die Reparatur von Maschinen zu übernehmen. Das heißt, Werkvertragsunternehmen decken spezialisierte Tätigkeiten ab, entweder als Teil des alltäglichen Raffinerieprozesses oder turnusmäßig, beispielsweise beim Turnaround einer Raffinerie.²¹ In großen Raffinerien kann sich im Zeitraum eines Turnarounds die Zahl der Beschäftigten durch Kontraktoren auf dem Betriebsgeländer zeitweise verdoppeln oder sogar verdreifachen.

Abseits eines Turnarounds sind permanente Kontraktoren in der Branche fester Bestandteil der Raffineriestandorte. Kontraktoren decken üblicherweise Bereiche ab, wie den Rohleitungsbau, allerlei handwerkliche Tätigkeiten, Maschinen- und Anlagenbau, aber auch den Betrieb von Kantinen, die Reinigung oder den Wachdienst (letztere drei Beispiele jeweils über Dienstleistungsverträge).

Daneben werden auch Ingenieurs- und IT-Leistungen über Kontraktoren eingekauft. Es ist schwierig eine genaue Anzahl der Beschäftigten zu bestimmen, die über Kontraktoren in der Mineralölindustrie beschäf-

20 Als Kontraktoren werden hier Unternehmen bezeichnet, die im Rahmen eines Dienst- oder Werkvertrags für den Auftraggeber technische Dienst- oder Werksleistungen erbringen.

21 Turnaround bedeutet hier den Stillstand einer Raffinerieanlage zur Wartung und Inspektion aller Anlagen. Diese Generalinspektion ist gesetzliche vorgeschrieben und findet in regelmäßigen Abständen statt, beispielsweise alle 5 bis 6 Jahre.

tigt sind. In großen Raffinerien wie etwa bei BP in Gelsenkirchen sind im Durchschnitt etwa 1.000 Beschäftigte zusätzlich zur Kernbelegschaft permanent über Kontraktoren tätig. Die an der Online-Umfrage beteiligten Unternehmen haben insgesamt eine Zahl von 1.700 Beschäftigten genannt, die über Kontraktoren regelmäßig für das eigene Unternehmen Werks- und Dienstleistungen erbringen. Rechnet man die Angaben dieser Stichprobe im Verhältnis zur Gesamtbeschäftigung in der Branche hoch, dann kann man grob von einem Beschäftigungsvolumen von rund 6.000 Beschäftigten ausgehen, die permanent über Kontraktoren bundesweit für die Unternehmen der Mineralölindustrie tätig sind. In der folgenden Tabelle wird die Hochrechnung auf Basis der Angaben aus der Online-Befragung unter Betriebsräten auch für die Anzahl der Leiharbeitnehmer/innen vorgenommen.

Tabelle 6: Schätzung zur Anzahl der Beschäftigten über Kontraktoren und in einem Leiharbeitsverhältnis in der Mineralölindustrie

	Gesamt- beschäftigung	Beschäftigte über Kontraktoren	Leiharbeitnehmer/innen
Sozialversiche- rungspflichtig Beschäftigte	24.894	~ 5.954*	~ 522*
Online-Befragung (17 Unternehmen)	7.144	1.711	150

* Hochrechnung auf Basis der Online-Befragung und der Angaben der Bundesagentur für Arbeit zur sozialversicherungspflichtigen Beschäftigung in der Mineralölverarbeitung.

Beschäftigte nach Altersklassen

Die Anteile der Altersklassen der Beschäftigten in der Mineralölindustrie zeigen in der langfristigen Betrachtung eine deutliche Verschiebung: im Jahr 2017 waren 39 Prozent der Beschäftigten 50 Jahre oder älter. Diese Altersgruppe stellte im Jahr 2007 nur ein Viertel der Beschäftigten (vgl. Abb. 12).

Anders ausgedrückt bedeutet dieser Befund, dass in den kommenden zehn bis fünfzehn Jahren 40 Prozent der heute Beschäftigten in Rente sein werden. Das sind rund 10.000 sozialversicherungspflichtig

Abb. 12: Sozialversicherungspflichtig Beschäftigte nach Alter



Quelle: Statistik der Bundesagentur für Arbeit, Stichtag 30.06.

Beschäftigte aus der Branche. Hier kommt auch zum Tragen, dass die besonders geburtenstarken Kohorten der Babyboomer-Generation (der Höhepunkt des Babybooms wurde im Jahr 1964 erreicht) in den letzten Jahren in die Altersklasse 50+ aufgerückt sind. Damit hat der Altersstrukturwandel zu einem Erfahrungszuwachs bei den Beschäftigten geführt. Gleichzeitig steigen die Anforderungen an eine alters- und altersgerechte Gestaltung der Arbeit und der Arbeitsbedingungen.

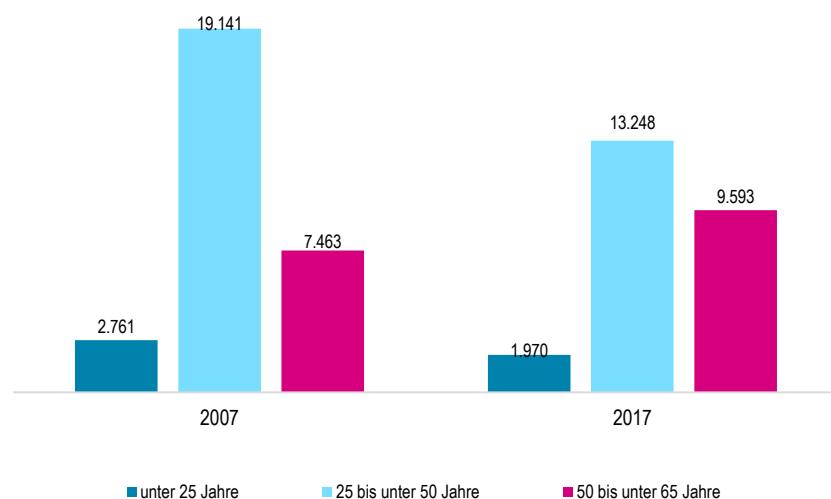
Obwohl es in den letzten Jahren anhaltende Restrukturierungen mit Personalabbau in den Betrieben der Mineralölverarbeitung gegeben hat und gegenwärtig noch gibt, hat – bezogen auf die gesamte Branche – keine Verjüngung der Belegschaften stattgefunden.

Die Abbildung 13 unterstützt die Aussagen von vielen Betriebsratsvertreter/innen, die in den Interviews berichteten, dass der Personalabbau in allen Altersklassen stattgefunden habe, nicht nur bei den älteren Beschäftigten, also den Beschäftigten ab 50 Jahren. Der „Mittelbau“ in den Altersklassen der Beschäftigten ist zwischen 2007 und 2017 absolut betrachtet stark geschrumpft. Die 25 bis unter 50-Jährigen stellten im Jahr 2007 noch eine Gruppe von rund 19.000 Beschäftigten. Im Jahr 2017 gehörten in diese Altersklasse nur noch rund 13.000 Beschäftigte. Der Rückgang um rund 6.000 Beschäftigte ist vermutlich nicht alleine der Demografie geschuldet, also dem „Aufrücken“ in die Altersklasse der über 50-Jährigen. Die Gruppe der älteren Beschäftigten ist im selben Zeitraum nur um rund 2.000 Beschäftigte angewachsen, d. h. mit dem Personalabbau hat offenbar auch eine „Ausdünnung“ der mittleren Altersklassen stattgefunden.

Gleichzeitig sind vermutlich einige Beschäftigte im betrachteten Zeitraum bereits kurz nach ihrem Eintritt in die ältere Altersklasse ausgeschieden. Die in den großen Unternehmen der Mineralölindustrie weit verbreitete „Frühverrentungs-Politik“ könnte dazu beigetragen haben.

Die Belastungen im Schichtdienst sind hoch. Daher ist es in der Produktion in der Vergangenheit zum personalpolitischen Standardinstrument geworden, den Beschäftigten ab einer gewissen Altersgrenze (z. B. 55 Jahre) mit gut ausgestalteten Regelungen Angebote zum frühzeitigen Ausscheiden aus dem Betrieb zu machen. Aus Sicht der Beschäftigten werden die Belastungen des Schichtdienstes hiermit teilweise kompensiert. Aus Sicht der Unternehmen lassen sich mit dieser Personalpolitik Kosten einsparen, wenn Beschäftigte mit einer vermeintlich gesunkenen Produktivität und hohen Löhnen früher ausscheiden.

Abbildung 13: Sozialversicherungspflichtig Beschäftigte nach Alter in der Mineralölverarbeitung

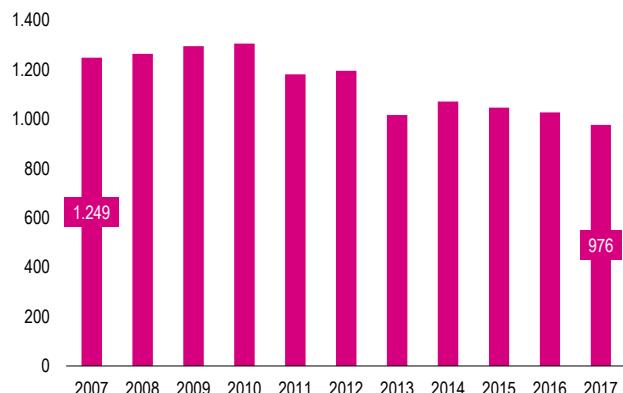


Quelle: Statistik der Bundesagentur für Arbeit; Stichtag 30.06

Auszubildende

Zwischen 2007 und 2017 ist die Zahl der Auszubildenden in der Mineralölverarbeitung um mehr als ein Fünftel zurückgegangen (vgl. Abb. 14). Im Jahr 2017 gab es noch knapp 1.000 Auszubildende.

Abbildung 14: Auszubildende in der Mineralölverarbeitung



Quelle: Statistik der Bundesagentur für Arbeit, Stichtag jeweils 30.6.

Das heißt die Ausbildungsquote²² in der Mineralölindustrie liegt bei rund 4 Prozent und damit etwa so hoch wie im Durchschnitt aller Branchen.

Die Qualität der Ausbildung in den Unternehmen der Mineralölverarbeitung wird von den Betriebsratsvertreter/innen als grundsätzlich gut bewertet. Gerade die großen Unternehmen bieten neben guten Ausbildungsvergütungen auch Angebote wie z. B. Lehrwerkstätten, Fahrgeld, Unterstützung bei der Wohnungssuche, Summerschools, Praktikumsmöglichkeiten für die Auszubildenden.

Längst nicht alle Betriebe sind davon gleichermaßen betroffen, aber an vielen Standorten ist es inzwischen ein Problem genügend Auszubildende zu finden. Die Ausbildungsvergütungen und Konditionen seien zwar gut, aber verglichen mit anderen Industrien und Großunternehmen nicht immer konkurrenzfähig. Daher betrifft das Problem eher die Betriebe in städtischen als in den ländlichen Regionen. In den ländlichen Regionen gibt es zum einen weniger Konkurrenzunternehmen, die auch um die Auszubildenden werben. Zusätzlich ist laut Betriebsratsvertreter/innen die Verbundenheit zum großen, regionalen Arbeitgeber hier noch präsenter.

²² Anzahl der sich in Ausbildung befindenden Beschäftigten im Verhältnis zur Gesamtzahl aller sozialversicherungspflichtig Beschäftigten.

Die Zurückhaltung der potenziellen Bewerber/innen ist nach Einschätzung der Betriebsratsvertreter/innen oftmals eine Gemengelage aus Unsicherheiten bezüglich der Zukunft der Branche und dem Umstand, dass die Entscheidung zwischen einer betrieblichen und einer akademischen Ausbildung immer häufiger zu Gunsten der Letzteren ausfällt. Die Interviewpartner/innen beklagen, dass die Wertigkeit der dualen Ausbildungsberufe in der Wahrnehmung junger Menschen abgenommen habe. Außerdem geben alle Interviewpartner/innen an, dass die Schichtarbeit bei der Nachwuchsgewinnung die größte Hürde sei. Auf viele potentielle Bewerber/innen wirke die Aussicht auf ein Arbeiten im Schichtdienst abschreckend.

Aufgrund des Personalmangels in vielen Betrieben ist der Druck auf die Unternehmen gestiegen, ihre Einstellungspolitik (wieder) zu ändern. Laut Betriebsratsvertreter/innen gibt es in manchen Betrieben die Situation, dass junge Beschäftigten nur befristet übernommen werden. Viele junge Beschäftigte schauen sich nach ihrer Ausbildung dann nach Alternativen um. Angesichts der wachsenden Probleme bei der Nachwuchsgewinnung müsste aus Sicht der Arbeitnehmervertreter/innen der Grundpfeiler einer nachhaltigen Personalpolitik sein, die Beschäftigten nach ihrer Ausbildung nicht nur zu übernehmen, sondern auch unbefristet einzustellen. Außerdem müsste sich darüber hinaus in vielen Betrieben die Unternehmensphilosophie ändern: die Ansprüche der jungen Beschäftigten an ihre Erwerbsverläufe sind vielfältiger geworden.

„Die Aussicht auf 30 Jahre Schichtarbeit reicht vielen nicht mehr aus.“ (Betriebsratsvertreter Raffinerie)

Auszubildende mit Abitur streben oftmals nach der betrieblichen noch eine akademische Ausbildung an. Auch aus dem gewerblichen Bereich wollen immer mehr junge Beschäftigte (berufsbegleitend) studieren. Soll verhindert werden, dass diese jungen Beschäftigten den Betrieb nach ihrer Ausbildung verlassen, müssen attraktive Angebote geschaffen werden. Die Betriebsratsvertreter/innen nennen hier Möglichkeiten des dualen Studiums oder das frühzeitige Aufzeigen von Weiterbildungsmöglichkeiten. Die Unternehmen müssten sich grundsätzlich mehr öffnen, gegenüber älteren Quereinsteigern oder Studienabbrechern. Viele Auszubildende kommen inzwischen über den zweiten Bildungsweg,

In den Betrieben der Mineralölindustrie verfügen viele Beschäftigte über ein hohes berufliches Qualifikationsniveau. Rund 70 Prozent der Beschäftigten haben einen anerkannten Berufsabschluss, knapp 20 Prozent einen akademischen Berufsabschluss. Dual Studierende mit betriebswirtschaftlichen oder kaufmännischen Qualifikationen sind vor allem in den nicht-gewerblichen Bereichen sehr gefragt.

Arbeitsbedingungen

Hohe Tarifbindung und hohe Entgelte in der Branche

Die Mineralölverarbeitung ist eine Branche mit guten Tarifvergütungen. Laut dem WSI-Tarifarchiv gibt es keine Entgeltgruppe in der Branche, die unter zehn Euro pro Stunde liegt.

Laut dem Statistischen Bundesamt waren 2014 rund 30 Prozent der Betriebe in der Mineralölverarbeitung tarifgebunden. Damit sind etwa 70 Prozent der Arbeitnehmer/innen in der Branche tariflich abgedeckt. Im Vergleich zum gesamtwirtschaftlichen Durchschnitt (15 bzw. 45 %) sind dies hohe Werte (Statistisches Bundesamt 2016).

Für die Betriebe der Mineralölverarbeitung gilt der Branchentarifvertrag Chemie. Es gibt kein einheitliches Tarifwerk für Deutschland, sondern einzelne Entgelttarifverträge für die jeweiligen Bundesländer. Außerdem besitzen alle Tarifverträge in der Chemischen Industrie Öffnungsklauseln. Im Jahr 2008 wurde in der Branche ein Demografie-Tarifvertrag abgeschlossen, der als Antwort auf die Veränderungen durch den demografischen Wandel mehr Weiterbildung oder flexiblere Lebensarbeitszeiten bietet.

Die Löhne in der Branche sind überdurchschnittlich hoch. Nach Angaben des Statistischen Bundesamtes betrug das durchschnittliche jährliche Bruttoentgelt pro Kopf in der Mineralölverarbeitung im Jahr 2017 knapp 72.000 Euro. Zum Vergleich: das durchschnittliche Bruttojahresentgelt im gesamten Verarbeitenden Gewerbe lag 2017 bei rund 49.000 Euro pro Beschäftigten.

Dennoch ist die Mineralölverarbeitung kein personalkostenintensives Geschäft. Der Anteil der Bruttogehaltssumme am Bruttoproduktionswert²³ lag 2017 nur bei 1,9 Prozent. Zum Vergleich: In der Auto- oder der Nahrungsmittelindustrie liegt dieser Wert bei über 11 Prozent (Statistisches Bundesamt 2018).

Restrukturierungen in allen Bereichen

Im letzten Jahrzehnt wurden durch die Stilllegung von einzelnen Raffineriestandorten (Über-)Kapazitäten in Europa abgebaut. Der Druck auf einzelne Standorte auf dem europäischen Markt hat sich dadurch zunächst verringert. Auf die Phase der Konsolidierung folgt die Phase der

²³ Gesamtumsatz plus/minus Bestandsveränderung an unfertigen und fertigen Erzeugnissen zzgl. selbsterstellte Anlagen.

Modernisierung und Restrukturierung. Praktisch alle Raffineriestandorte in Deutschland waren in jüngster Zeit oder sind zurzeit noch von Restrukturierungen betroffen, mit dem Ziel effizienter zu produzieren, das Produktportfolio anzupassen und Personal abzubauen.

„Alles was automatisiert werden kann, wird automatisiert. Alles was outsourct werden kann, wird outsourct.“ (Betriebsratsvertreter Mineralölunternehmen)

Bei BP sollen beispielsweise bis 2020 knapp 600 Arbeitsplätze in den Raffinerien in Gelsenkirchen (ca. 270) und Lingen (ca. 100) abgebaut werden. Am Standort in Bochum sind bis Ende 2017 bereits rund 200 Arbeitsplätze weggefallen. Beim Übergang von Shell an Nynas sind am Hamburger Standort ebenfalls Arbeitsplätze weggefallen. Es waren vor allem ältere Beschäftigte betroffen, so dass nach Aussage des Betriebsrates eine deutliche Lücke bei Erfahrung und Know-How entstand, die besonders in der Zeit des Betriebsübergangs aber notwendig gewesen wären.

Bei Shell in Hamburg werden seit vielen Jahren im Service- und Verwaltungsbereich immer wieder Stellen abgebaut oder ins Ausland verlagert. In der Produktion in Hamburg fielen jüngst knapp 60 Arbeitsplätze aufgrund der Zusammenlegung von zwei Betriebsteilen weg.

Auch beim Erdölförderer DEA gab es mit dem Eigentümerwechsel von RWE zum Finanzinvestor Letter One vor vier Jahren Restrukturierungen im Betrieb. Insgesamt wurden 100 Stellen in Hamburg abgebaut, weltweit waren es 400 Arbeitsplätze. Weitere Veränderungen stehen hier im 2. Halbjahr 2018 an, durch Fusionspläne mit Wintershall.

Der Personalabbau im Zuge von aktuellen Restrukturierungen kommt in den meisten Fällen ohne betriebsbedingte Kündigungen aus. Der Stellenabbau wird entweder dadurch umgesetzt, dass Beschäftigte in den Ruhestand gehen und vakante Positionen nicht nachbesetzt werden oder es werden Aufhebungsverträge mit den Beschäftigten ausgehandelt.

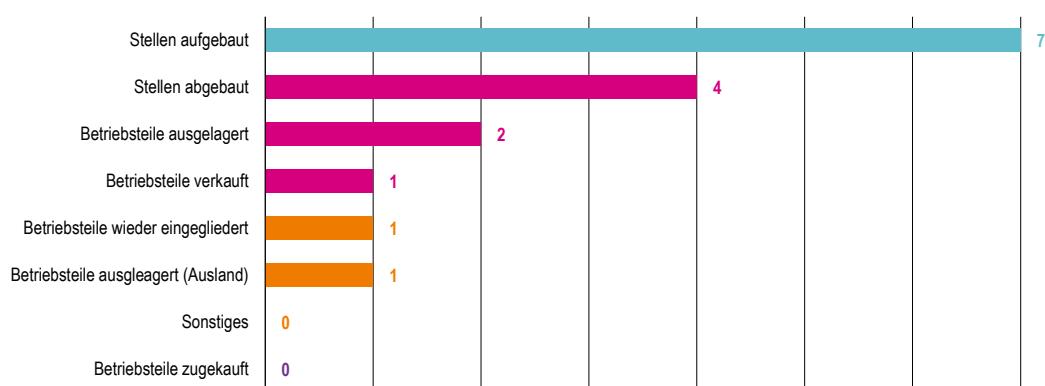
„Die Probleme liegen meistens nicht bei den Beschäftigten, die gehen. Probleme entstehen für die, die im Betrieb bleiben.“ (Betriebsratsvertreter Raffinerie)

Betriebsratsvertreter/innen berichten davon, dass im Rahmen der Restrukturierungsprogramme zwar der Stellenabbau umgesetzt wird, aber eine Neustrukturierung der Arbeitsprozesse damit nicht automatisch einhergeht. Ein Betriebsratsvertreter bringt es folgendermaßen auf den Punkt:

„Die Kollegen fallen weg, aber die Strukturen passen sich nicht an.“ (Betriebsratsvertreter Raffinerie)

Dadurch hat der Druck auf die Beschäftigten in den Betrieben zugenommen. In manchen Fällen hat das dazu geführt, dass Restrukturierungsprogramme zwar noch laufen, aber die Geschäftsführungen die Maßnahmen zum Personalabbau faktisch ausgesetzt haben. Teilweise werden derzeit Stellen neu oder wiederaufgebaut oder zuvor entlassene Beschäftigte zurückgeholt. Entsprechend geben fast die Hälfte der Betriebsratsvertreter/innen in der Online-Befragung an, dass in den letzten 12 Monaten in ihrem Betrieb Stellen aufgebaut wurden.

*Abbildung 15: Im Betrieb wurden in den letzten 12 Monaten:
(n=14, Mehrfachnennungen möglich)*



Quelle: eigene Erhebung und Darstellung

Restrukturierungen führen zu Personalmangel

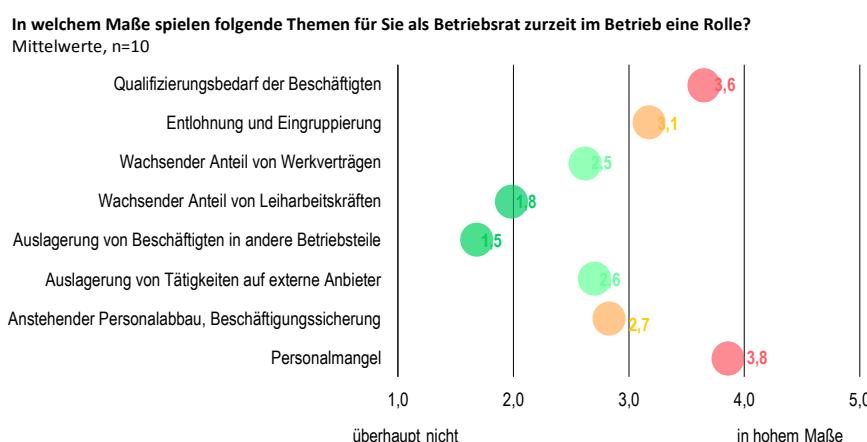
Geht es um den Stellenabbau in den Betrieben der Mineralölbranche, berichten alle interviewten Betriebsratsvertreter/innen davon, dass in der Regel nicht nur alle Abteilungen und Bereiche des Unternehmens betroffen sind, sondern auch alle Altersklassen. Die Unternehmen der Branche wollen sich damit langfristig verschlanken, Strukturen vereinfachen und Kosten senken.

Die Situation an den einzelnen Standorten der Raffinerien ähnelt sich. Aber auch in den nicht-gewerblichen Bereichen wie dem Service, den Laboren oder in den Tanklagereien berichten die Interviewpartner/innen von einer dünnen Personaldecke.

Für die Betriebsratsvertreter/innen ist der Sockel einer Kernbelegschaft in der Branche in weiten Teilen schon erreicht, die Geschäftsführungen wollten oftmals aber noch weiter einsparen. Folglich ist eines der wichtigsten Themen laut Online-Befragung für die Betriebsräte der Personalmangel (vgl. Abb. 16).

Abbildung 16: In welchem Maße spielen folgende Themen für Sie als Betriebsrat zurzeit im Betrieb eine Rolle?

Mittelwerte, n=10



Quelle: eigene Erhebung und Darstellung

Restrukturierungen sind nicht der einzige Treiber von Personalmangel. Neben dem Abbau von Arbeitsstellen gibt es gleichzeitig die Situation, dass freie Stellen in den Betrieben unbesetzt bleiben, weil keine Fachkräfte für die Vakanzen gefunden werden. Vor allem die Raffinerien in städtischen Regionen wie Hamburg oder dem Ruhrgebiet konkurrieren mit anderen Groß- und Industriebetrieben um einzelne Fachkräfte, wie z. B. Chemikant/innen. Betriebe wie BP in Lingen haben zwar den Nachteil, in einer eher ländlichen Region angesiedelt zu sein, allerdings gibt es z. B. in der Region Emsland nur wenige weitere große Arbeitgeber, die in Konkurrenz um Fachkräfte stehen. Bei anderen Betrieben, wie etwa OMV in Burghausen, kommen beide Faktoren zusammen, die die Gewinnung von Fachkräften erschweren: die relativ ländliche Lage und die Nähe zum Großraum München, mit einer Reihe von Großunternehmen, die ebenfalls um Fachkräfte werben.

Personalmangel führt zu Arbeitsverdichtung und Mehrarbeit

In vielen Betrieben der Mineralölverarbeitung berichten die Arbeitnehmervertreter/innen von einer zu dünnen Personaldecke. Gründe dafür sind zum einen der „hausgemachte“ Abbau von Stellen im Zuge von Restrukturierungs- und Kostensenkungsprogrammen in den Unternehmen. Zum anderen können freie Stellen, vor allem in der Produktion mit

Schichtarbeit, immer schwieriger besetzt werden. Laut Betriebsratsvertreter/innen hängen diese zwei Punkte eng miteinander zusammen. Personalmangel führt zu Arbeitsverdichtung und Mehrarbeit und damit zu höheren Belastungen. Die Arbeitsbelastungen auf einzelnen Arbeitsstellen sind in vielen Fällen zu hoch.

Für die Produktionsanlagen einer Raffinerie gibt es Vorgaben zur personellen Mindestbesetzung. Ohne die Gewährleistung dieser Mindestbesetzung müssen Anlagen theoretisch abgestellt werden. Der Druck auf die Beschäftigten aus dem Frei einzuspringen oder länger zu bleiben ist daher oft groß.

Mehrarbeit ist aber nicht nur in der Produktion ein Thema. Gerade die Bereiche von Verwaltung und Service sind immer wieder von Umstrukturierungen oder Outsourcing betroffen. Die anfallende Mehrarbeit durch den „Umbau“ oder den Wegfall von Arbeitsstellen muss dann von den verbliebenen Beschäftigten erledigt werden. Im Jahr 2009 gab es sogar den Fall, dass der Betriebsrat von Shell Deutschland Oil in Hamburg das Unternehmen wegen anhaltender Mehrarbeit verklagte (Birger 2009).

„Das Unternehmen baut darauf, dass die Beschäftigten Überstunden leisten. Sonst würde hier alles zusammenbrechen.“ (Betriebsratsvertreter Raffinerie)

Dabei sind gerade für die Nachwuchsgewinnung Freizeit und verlässliche Arbeitszeiten entscheidende Kriterien für die Wahl des Ausbildungs- oder Arbeitsplatzes. Hohe Arbeitsbelastungen in Kombination mit Schichtdiensten senken die Attraktivität der Arbeitsplätze enorm. Es finden sich weniger Fachkräfte für freie Stellen. Ein Betriebsratsvertreter fasst die Situation zusammen:

„Die Entgelte sind bei uns nicht das Problem. Das Problem ist die Mehrarbeit.“ (Betriebsratsvertreter Raffinerie)

Psychische Belastungen haben die körperlichen Belastungen abgelöst

Die Arbeit in Raffinerien ist in vielen Teilen der Produktion immer noch sehr körperlich. Die Belastungen scheinen aber für die Beschäftigten in den letzten Jahrzehnten deutlich abgemildert worden zu sein, teilweise durch Automatisierung, teilweise durch Auslagerung der Tätigkeiten. Dagegen sind die Belastungen durch Schichtdienste unverändert hoch.

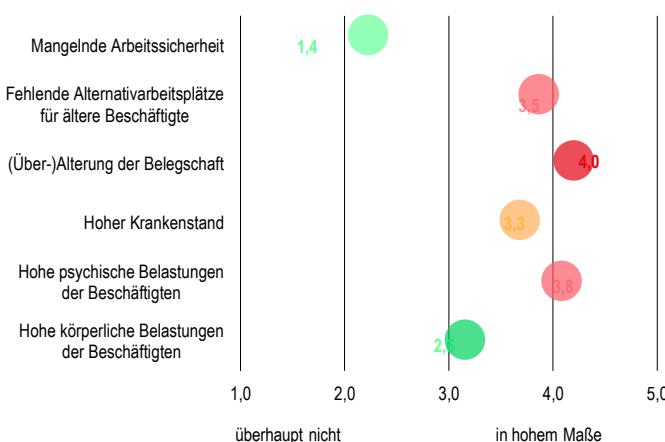
Die Betriebsratsvertreter/innen berichten einheitlich davon, dass die psychischen Belastungen inzwischen ein zentrales Handlungsfeld in den Betrieben sind.

Mehrarbeit und Arbeitsverdichtung haben zu einer steigenden Zahl von Burn-Out Fällen geführt.

Die Arbeitgeber reagieren mit Maßnahmen wie der Messung anhand von Belastungstools, Angeboten zur psychologischen Beratung oder der Unterstützung bei der Organisation von Familie und Beruf (z. B. Organisation eines Ferienprogramms). In einem Fall wurde berichtet, dass es ein Leadership Programm im Betrieb gab, mit dem Ziel, eine mittlere Managementebene einzuführen, um den Druck und den Unmut der überlasteten Beschäftigten gegenüber der Geschäftsführung abzufedern.

Einige der interviewten Betriebsratsvertreter/innen wollen an dieser Stelle einen grundlegenden Schritt weitergehen und das Thema Arbeitszeiten verstärkt in den Fokus rücken. Der Zusammenhang von Mehrarbeit, Arbeitsstress und daraus möglicherweise resultierenden familiären/persönlichen Problemen muss ihrer Einschätzung nach deutlicher werden. Als Antwort auf die gestiegenen psychischen Belastungen in den Betrieben sollen daher – neben der Thematisierung des Personalmanagements – Regelungen gefunden werden, die es erlauben, die Arbeitszeiten so weit wie möglich in die Hand der Beschäftigten zu geben und damit die Vereinbarkeit von Familie bzw. Privatleben und Beruf zu verbessern.

Abbildung 17: In welchem Maße spielen folgende Themen für Sie als Betriebsrat zurzeit im Betrieb eine Rolle? Mittelwerte, n=10



Quelle: eigene Erhebung und Darstellung

Auswirkungen von Digitalisierung auf Beschäftigung

Das Thema Digitalisierung²⁴ wird von den Betriebsratsvertreter/innen eher unaufgeregt thematisiert, zumindest wenn es um den Produktionsbereich geht, also das, was vielfach als Industrie 4.0 bezeichnet wird. Der Grund dafür liegt sicherlich darin, dass Produktionsprozesse in der industriellen Mineralölverarbeitung grundsätzlich immer schon zu einem großen Teil automatisiert waren. Viele berichten davon, dass einige „Neuerungen“ in der Produktion, die zurzeit wieder aktuell sind, bereits in den 1990er Jahren diskutiert wurden. Für die Beschäftigten bringt es keine umbruchartigen Veränderungen mit sich, wenn für die verfahrenstechnischen Arbeiten, wie Destillieren oder die Steuerung, Messung und Kontrolle von Produktionsabläufen digitale Neuerungen eingeführt wurden oder zukünftig noch werden. Laut Betriebsratsvertreter/innen gab es in jüngster Zeit in der Produktion keine nennenswerten digitalen Innovationen, wodurch unmittelbar Arbeitsplätze weggefallen seien.

Anders stellt sich die Situation in den nicht-gewerblichen Bereichen wie der Verwaltung, der IT, dem Einkauf, dem Service, Finance oder den Laboren dar. Hier lassen sich einige Umbrüche beobachten, deren maßgeblicher Treiber veränderte Möglichkeiten durch Digitalisierung sind. Hier findet sich vor allem noch ein nicht unerhebliches „Potenzial“ zum Stellenabbau.

Digitalisierung bringt in diesen Bereichen neue Möglichkeiten des Outsourcings mit sich. Tätigkeiten, die zuvor im jeweiligen Betrieb erledigt wurden, werden über zentrale Anwendungen zuerst standardisiert und vereinheitlicht, um dann in einem zweiten Schritt outgesourct zu werden. Das heißt, die Tätigkeit wird dann an andere Stellen innerhalb oder außerhalb des Konzerns vergeben und kann theoretisch von allen Teilen der Welt aus erledigt werden. Ein prägnantes Beispiel dafür sind die IT-Abteilungen. An beinahe keinem der betrieblichen Standorte an denen Interviews geführt wurden, gibt es noch eine „hauseigene“ IT-Abteilung. Die teilweise globalen Konzernstrukturen der Mineralölunternehmen begünstigen diese Entwicklung hin zu Shared Services. Für die Beschäftigten in den Betrieben vor Ort heißt das ganz konkret, dass damit das Know-How der Kolleg/innen z. B. im Rechnungswesen, Con-

24 Unter Digitalisierung fallen alle Arbeitsprozesse und Anwendungen, die digitale Informationen erzeugen, verarbeiten, vernetzen oder abrufen. Dazu gehören z. B. digitalisierte Bestellungs-, Abrechnungs- oder Dokumentationsprozesse, digitalisierte Mess- und Kontrollverfahren, die digitalisierte Steuerung von Maschinen, Anlagen und Fahrzeugen, Lagerverwaltung etc. In der Vernetzung der realen und der virtuellen Welt in Echtzeit liegt der zentrale Unterschied zur bloßen Automatisierung von Arbeitsprozessen.

trolling oder eben der IT nicht mehr vor Ort vorhanden ist. Die Betriebsratsvertreter/innen berichten beinahe einheitlich davon, dass sich die Kommunikationswege dadurch verkompliziert hätten.

Generell gilt, dass die Beschäftigten weiterhin an mehr Self-Service herangeführt werden sollen. Das heißt, durch digitale Anwendungen wird die Erledigung von unterschiedlichen (vielfach organisatorischen oder administrativen) Aufgaben verstärkt auf die Beschäftigten übertragen. Ein konkretes Beispiel dazu: in einem großen Raffineriebetrieb gab es früher sechs Beschäftigte, die dafür zuständig waren, das Fortbildungssangebot des Unternehmens zu organisieren (Anmeldung, Information etc.). Heute wählen die Beschäftigten z. B. ihre Angebote selbst über einen Online-Katalog aus, melden sich selbst an. Außerdem werden viele Fortbildungen inzwischen als Online-Tutorials oder im „virtuellen Klassenzimmer“ angeboten.

Für die Betriebsratsvertreter/innen in den Betrieben der großen Mineralölkonzerns spielt auch das Thema Crowdworking eine wachsende Rolle. Die Ausschreibung von Aufgaben z. B. im Bereich Einkauf oder Finanzwesen auf internationalen Crowdworking-Plattformen ist hier bereits Realität. Die Betriebsräte stehen damit vermehrt vor der Situation, dass klassische Mitbestimmungsrechte an ihre Grenzen stoßen.

Die Digitalisierungsstrategien der großen Mineralölkonzerns oder Tanklagerunternehmen umfassen vor allem die zentrale Erfassung, Speicherung und Bearbeitung von Personaldaten. Die Einführung von zentralen Datenplattformen oder der cloudbasierten Personalakte etc. hat unter den Betriebsräten einen deutlichen Handlungsdruck geschaffen. Die Unternehmen bieten „Bring your own device“-Anwendungen an, die es dem Arbeitgeber erlauben auf das private Handy zuzugreifen. Viele Beschäftigte halten das zunächst für praktisch. Ungeklärte Datenschutzfragen oder Themen wie ständige Erreichbarkeiten außerhalb der Arbeitszeiten landen dann auf dem Tisch des Betriebsrates.

Viele Betriebsräte nutzen das Element der Betriebsvereinbarungen um spezifische Fragen des Datenschutzes oder der Leistungskontrolle zu regeln. Es gibt häufig eigene Arbeitskreise und Ausschüsse der Arbeitnehmervertreter/innen zu dem Thema Digitalisierung. Dennoch sehen sich die Betriebsräte immer wieder mit der Geschwindigkeit der Veränderungen, der Komplexität oder der Abstraktion der Vorgänge überfordert. Sich Einmischen zu können und Forderungen an die Gestaltung von Digitalisierung im Unternehmen formulieren zu können, erfordert Kompetenzen und Qualifikationen bezüglich digitaler Anwendungen.

Fazit: Perspektiven für Beschäftigung und Gute Arbeit in einer sich wandelnden Branche

Rahmenbedingungen: Die Branche muss ihr Geschäftsmodell ändern

Der Raffineriesektor als Teil der Mineralölindustrie ist derzeit immer noch unverzichtbar für Verbraucher/innen und Wirtschaft in Deutschland. Alleine die unverändert hohe Abhängigkeit des gesamten Verkehrssektors von der Versorgung mit Mineralölprodukten (94 % Mineralöl am Endenergieverbrauch im Verkehrssektor) verdeutlicht die Situation. Auch in der chemischen Industrie in Deutschland bildet Mineralöl immer noch den Großteil der Rohstoffbasis.

Diese Fakten sollten aber nicht darüber hinwegtäuschen, dass die Branche unter großem Veränderungsdruck steht. Die Pariser Klimaschutzziele können in Deutschland nur erreicht werden, wenn Absatz und Verbrauch von Öl deutlich sinken. Die verschiedenen Szenarien und Analysen zur Zukunft der weltweiten Energieversorgung gehen im Grunde alle davon aus, dass Öl als bisher dominierender Energieträger im Endenergieverbrauch bis spätestens 2040 von Strom abgelöst sein wird.

Mehrere Faktoren wirken als Treiber für schnelle und nachhaltige Veränderungen, die eine technische und wirtschaftliche Transformation der Branche unumgänglich machen:

Erstens die Tatsache, dass die natürlich verfügbaren Mineralölreserven trotz der Erschließung neuer Ölressourcen letztlich endlich sind. Der mit der wirtschaftlichen Entwicklung weltweit ansteigende Verbrauch an Mineralöl kann nicht dauerhaft aus natürlichen Quellen gesichert werden. Der Weg „Weg vom Öl“ und hin zu technischen Alternativen wird die Zukunft bestimmen.

Zweitens erzwingen der hohe CO₂-Ausstoß durch fossile Brennstoffe und die Folgen für Klima und Umwelt immer schnellere Entwicklungspfade hin zu einer weitgehend emissionsfreien Wirtschaft und Gesellschaft. Die deutsche „Energiewende“ gibt hier einen Weg vor, der absehbar kein Alleingang bleiben wird. Jeder Schritt zu einem höheren Anteil von alternativen Energien in Verkehr und Wärmeerzeugung bedeutet aber auch einen Rückgang in den traditionellen Absatzmärkten der Raffinerien. Aus Sicht der Beschäftigten müssen daher heute bereits die Weichen gestellt werden, für die Sicherung von Arbeitsplätzen, mit der Frage welche Raffineriestandorte und -kapazitäten zukünftig die Produk-

tionsbasis in Deutschland bilden werden. Da zumindest für die deutschen Raffinerien wesentliche Absatzmärkte regional (bzw. maximal europäisch) sind, erfordern die Vorgaben in Deutschland im Wärme und Verkehrssektor einen schnellen Wandel in den nächsten zehn bis zwanzig Jahren.

Die Vorgaben der (europäischen) Energiepolitik bestimmen wesentlich die Zukunftsperspektiven der Branche in Deutschland. Sie eröffnen aber auch eine nachhaltige Entwicklungsoption für die Raffinerien. Denn es zeichnet sich ab, dass vor allem im Verkehrssektor der Übergang auf E-Mobilität und neue Antriebsmotoren weniger schnell möglich sein wird, als vielfach angenommen. Eine technisch machbare Option bietet die Erzeugung synthetischer Kraftstoffe unter Nutzung von alternativen Energien (z. B. Strom aus Windkraftanlagen) und Verarbeitung von großen Mengen CO₂. Die Vision einer „grünen Raffinerie“ verspricht einen Ausweg zum Erhalt bzw. sogar Ausbau der Raffineriekapazitäten und der Arbeitsplätze in Deutschland.

Auf diesem Weg gibt es sowohl technische als auch wirtschaftliche Hindernisse. Die bisher verfahrenstechnisch verfügbaren Möglichkeiten müssten für ihre Nutzung im großindustriellen Maßstab weiterentwickelt werden, um die Herstellkosten für synthetische Kraftstoffe weiter zu senken. Die heute vorhandenen Anlagen sind noch nicht wettbewerbsfähig. Die Erfahrung anderer Branchen (z. B. Solarindustrie) zeigen, dass Skaleneffekte großer Anlagen und technische Innovationen große Kostensenkungen möglich machen.

Bisher ist es allerdings kaum erkennbar, dass die Mineralölkonzerns die Wende zu postfossilen Kraftstoffen umfassend und zeitnah in Angriff nehmen wollen. Der einfache Grund, dass sich hier bisher keine Gewinne erzielen lassen, wird die Forderungen nach einer Unterstützung durch den Staat und damit einer aktiven Industriepolitik, wie sie auch in anderen Branchen wie der Biotechnologie, der Medizintechnik oder der Luft- und Raumfahrt praktiziert wird, lauter werden lassen.

Darüber hinaus hängt die Umsetzbarkeit dieser Option für die Raffineriestandorte maßgeblich vom Gelingen der Energiewende ab. Strombasierte synthetische Kraftstoffe haben gegenüber konventionellen Kraftstoffen nur einen Treibhausgasvorteil, wenn sie aus regenerativem Strom erzeugt werden. Je mehr Strom aus erneuerbaren Energien kostengünstig zur Verfügung steht, umso mehr Kapazitäten können aufgebaut werden.

Die politischen und ökonomischen Weichen hierfür sind in Deutschland und Europa bisher noch nicht gestellt. Der Industrieverband der Mineralölindustrie, aber auch die IG BCE haben deutlich darauf hingewiesen, dass eine intensive Diskussion über die Perspektiven der Raffine-

rien notwendig ist, um die Rahmenbedingungen und Möglichkeiten aktiver Industriepolitik zu erörtern. In der Branche gibt es zahlreiche einzelne Innovationsansätze, aber bisher keine gemeinsame Zielsetzung für eine nachhaltige Transformation. Im Rahmen dieses Diskussionsprozesses muss auch die Frage gestellt werden, welche Rolle die großen Mineralölkonzerns, die heute noch in den meisten Fällen die Eigner der Raffineriestandorte in Deutschland sind, zukünftig bei einer solchen Transformation spielen sollen.

Restrukturierung und Mitbestimmung: Grenzen des Konsenses

Die Analyse der kurzfristigen wirtschaftlichen Perspektiven für die Raffineriestandorte in Deutschland zeigt eine relativ stabile Situation bei Nachfrage, Absatz und auch Ertrag. Größere strukturelle Veränderungen sind hier in den nächsten zwei bis drei Jahren nicht abzusehen. Die Auswirkungen energiepolitischer Zielsetzungen werden eher mittelfristig zu Nachfragerückgängen im Markt führen. Die Mineralölkonzerns halten aktuell an ihren Raffineriestandorten in Deutschland fest. An den meisten Standorten wird investiert.

Die Raffinerien werden heute im Vergleich zu der Situation vor 20 Jahren mit deutlich weniger Personal geführt. Obwohl die Personalkosten in einer Raffinerie gemessen an den Produktionswerten nur eine sehr untergeordnete Rolle spielen haben die Unternehmen hier versucht, so weit wie möglich zu reduzieren.

Dies ist meistens im Dialog und in Abstimmung mit Betriebsräten und Mitbestimmungsstrukturen erfolgt. Sowohl bei Arbeitszeitmodellen als auch bei einem sozialverträglichen Abbau von Personal wurden in fast allen Fällen konsensuale Lösungen erreicht.

Die Grenzen der Belastung für die Beschäftigten sind aber inzwischen aus Sicht der Betriebsräte erreicht und in einigen Fällen auch überschritten. Die Branche hat sich aufgrund einer restriktiven Personalpolitik erhebliche Folgeprobleme für die zukünftige Leistungs- und Innovationsfähigkeit geschaffen.

Beschäftigungsentwicklung: Arbeitsbelastung und Nachwuchsgewinnung als zentrale Herausforderungen

Die Interviews und die Online-Befragung unter Betriebsratsvertreter/innen haben für alle Standorte ein fast einheitliches Problemprofil aufgezeigt. In den meisten Betrieben der Branche wurde und wird eine Personalpolitik der „Minimum-Belegschaften“ bzw. der „unteren Linie“ verfolgt. Restrukturierungen mit Stellenabbau in allen Betriebsbereichen und Altersklassen haben dazu geführt, dass die Personaldecke in den meisten Betrieben nur noch als dünn beschrieben werden kann.

Die Beschäftigungsentwicklung an den Standorten ist geprägt durch Restrukturierungsprogramme der Unternehmen. Durchschnittlich ist in der letzten Dekade die Zahl der Beschäftigten in der Mineralölbranche um 500 Beschäftigte pro Jahr zurückgegangen. Neue Möglichkeiten durch Digitalisierung und Outsourcing bieten vor allem in den nicht-gewerblichen Bereichen wie der Verwaltung, der IT, dem Einkauf, dem Service, Finance oder den Laboren noch weiteres „Potenzial“ zum Stellenabbau.

Solche Strategien haben den Arbeitsdruck und die Belastungen für die Belegschaften durchgehend erhöht. Hohe Krankenstände und psychische Belastungen unter den Beschäftigten sind ein Indikator für vorhandene Defizite und Missstände im Personalbereich. Der partielle (Wieder-)Aufbau von Arbeitsstellen in einigen Betrieben bedeutet noch keine Trendwende, bzw. kann die entstanden Lücken bisher nicht schließen. Gleichzeitig mindern die gestiegenen Arbeitsbelastungen aus Sicht der Betriebsräte die Attraktivität der Raffinerien als Arbeitgeber. Konsequenterweise berichten alle Betriebsräte übereinstimmend, dass es Rekrutierungsprobleme bei jüngeren Beschäftigten gibt. Es fehlt der Nachwuchs.

Der heute schon spürbare Personalmangel wird sich in den nächsten Jahren noch verstärken, denn in den kommenden 10–15 Jahren gehen zusätzlich etwa 40 Prozent der heute Beschäftigten in Rente.

Die Branche steht daher vor einem Personalproblem. Klar ist aus Sicht der befragten Betriebsräte: wenn die Personalprobleme nicht gelöst werden, werden die im Vergleich guten und tariflich abgesicherten Arbeitsbedingungen in der Branche faktisch dauerhaft unterlaufen.

Arbeitsorganisation als wichtiger Einflussfaktor

Ein Schlüssel zur Sicherung von Personal und guter Arbeit sind tragfähige Modelle zur Arbeitsorganisation und von Work Life Balance. Vor allem jüngere Beschäftigte machen nicht mehr nur Gehalt und Sicherheit des Arbeitsplatzes zum alleinigen Auswahlkriterium, sondern auch die Verträglichkeit der geleisteten Arbeit, die Vereinbarkeit mit Familie und Freizeit und die Lebensqualität.

Gerade angesichts des hohen Anteils von Schichtarbeit in den Raffinerien sind hier Lösungen und attraktive Angebote notwendig, die den Beschäftigten ein erhöhtes Maß an Zeitsouveränität ermöglichen. Schon heute gibt es an mehreren Standorten Vereinbarungen bzw. laufende Verhandlungen zu Betriebsvereinbarungen z. B. zum Thema Schichtdienst und Teilzeitarbeit.

Außerdem spielen die Zukunftsaussichten für die Branche eine nicht zu unterschätzende Rolle. Gibt es in den Unternehmen die Perspektive hin zu einer nachhaltigen Transformation des Produktionsmodells, kann die Branche für jüngere Beschäftigte durchaus an Attraktivität gewinnen.

Die Umsetzung solcher Modelle ist aber nur möglich, wenn es im gewerblichen und im Angestelltenbereich eine ausreichende Personalabmessung gibt, die nicht einseitig zu Lasten der Beschäftigten geht.

Empfehlungen zu den Perspektiven von Beschäftigung und Guter Arbeit

Aus den Ergebnissen der Studie lassen sich mehrere Empfehlungen ableiten, welche die Grundlage für eine vertiefte Diskussion zwischen Gewerkschaften, Betriebsräten, Beschäftigten und Vertreter/innen der Branche liefern können.

- Die Erzeugung postfossiler Kraftstoffe und Rohstoffe für die chemische Industrie sind ein möglicher Weg zum Erhalt und ggf. sogar zum Ausbau vorhandener Raffineriekapazitäten und Arbeitsplätze in Deutschland. An die Politik ist die Forderung zu stellen, dass hier ein verlässlicher Rahmen für langfristige Investitionen geschaffen wird. Die Transformation bestehender Raffineriestrukturen wird nur möglich sein mit klaren Zielvorgaben und steuernden Eingriffen durch die (deutsche und europäische) Politik. Wenn dieser Weg nicht beschritten wird, droht mittelfristig ein deutlicher Abbau der Raffineriekapazitäten in Deutschland.

- Es sollte eine gemeinsame Kommission oder Arbeitsgruppe zur nachhaltigen Transformation der Mineralölindustrie geschaffen werden. Politisches Ziel muss die Entwicklung gemeinsamer industrieller Perspektiven für die Branche im Kontext der Energiewende und der Vision „grüner Raffinerien“ sein.
- Im Rahmen dieser Kommission oder Arbeitsgruppe gilt es, Sozialpartner, Beschäftigte und Politik an „einen Tisch zu holen“. Auch die Einbeziehung der Automobilindustrie, als Hersteller von Motoren, oder der Energieerzeuger, erscheint hier sinnvoll.
- In der Mineralölbranche existieren traditionell verlässliche Mitbestimmungsstrukturen, die aus Sicht der Betriebsräte und der IG BCE erheblich zu der Anpassungsfähigkeit der Branche beigetragen haben. Die anstehenden Herausforderungen durch Umbrüche in den Marktstrukturen und die Anforderungen im Kontext der Energiewende werden zukünftig verlässliche Mitbestimmungs- und Verhandlungsstrukturen noch notwendiger machen. Zur Sicherung der Perspektiven für alle Beschäftigten kann es daher sinnvoll sein, die Mitbestimmung bei der gemeinsamen Gestaltung neuer Produktionsstrukturen in einem Zukunftstarifvertrag abzusichern. Regelungsbereiche und Einzelheiten dazu müssen die Tarifpartner festlegen.
- Die Frage der „Personalausstattung“ in den Betrieben rückt aktuell immer mehr ins Zentrum der Debatte um Gute Arbeit in der Mineralölindustrie. Die Unternehmen sind gefordert, eine mittelfristige strategische Personalplanung vorzulegen, um eine Überlastung der Beschäftigten zu vermeiden und qualifizierten Nachwuchs zu gewinnen. Die Rahmenvereinbarungen dieser strategischen Personalplanung könnten auch Gegenstand eines Zukunftstarifvertrags sein.

Literatur

- BDBE (2018): Bioethanol Produktion seit 2005. <https://bit.ly/2NXswQg>; www.bdbe.de/biokraftstoff-bioethanol/zellulose-ethanol (Abruf am 18. Juli 2018).
- Birger, Nicolai (2009): Betriebsrat von Shell zeigt die eigene Firma an. In: Welt. <https://bit.ly/2LSHKZm>; www.welt.de/welt_print/article4065431/Betriebsrat-von-Shell-zeigt-die-eigene-Firma-an.html (Abruf am 19. Juni 2018).
- BMWI (2018a): Rohöl. Transport, Lagerung und Verarbeitung. <https://bit.ly/2M3VZYI>; www.bmwii.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/mineraloel-transport-lagerung-verarbeitung.html (Abruf am 06. Juli 2018).
- BMWI (2018b): Mineralöl und Kraftstoffe. Zugriff am 16. April 2018. <https://bit.ly/2KdaZkW>; www.bmwii.de/Redaktion/DE/Textsammlungen/Energie/mineraloelversorgung.html?cms_artId=241988 (Abruf am 16. Juli 2018).
- BMWI (2018c): Energiekick für die europäische Energiewende. www.bmwii-energiewende.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2018/07/Meldung/topthema-EU.html (Abruf am 15. Juli 2018).
- BP (2016): Presse-Information. <https://on.bp.com/2LREqq3>; www.bp.com/content/dam/bp-country/de_de/PDFs/bpge/231116_Pressemeldung_Inbetriebnahme_02.pdf (Abruf am 05. Juli 2018).
- BP (2017): Statistical Review of World Energy 2017, London.
- BP (2018a): Statistical Review of World Energy 2018, London.
- BP (2018b): Financial and operating information 2013–2017. <https://on.bp.com/2Kc0X3t>; www.bp.com/en/global/corporate/investors/results-and-reporting/annual-f-oi.html (Abruf am 16. Juli 2018).
- BP (2018c): Arbeitsplätze. <https://on.bp.com/2vldEn2>; www.bp.com/de_de/germany/ueber-bp/aktivitaeten-in-deutschland/raffinerie-gelsenkirchen/arbeitsplaetze.html (Abruf am 13. Juli 2018).
- BP (2018d): Projekte und Maßnahmen in Raffinerien. <https://on.bp.com/2NYRpuS>; www.bp.com/de_de/germany/ueber-bp/globale-energiewende/was-wir-in-deutschland-machen/projekte-und-massnahmen-raffinerien.html (Abruf 16. Juli 2018).

- Bräuninger, Michael/Leschus, Leon/Matthies, Klaus (2010): Die volkswirtschaftliche Bedeutung des Raffineriesektors in Deutschland. HWWI. <https://bit.ly/2AcGAN3>; www.mwv.de/wp-content/uploads/2016/07/mwv-HWWI_Raffineriestudie_2010.pdf (Abruf am 16. Juli 2018).
- Bundesagentur für Arbeit (2017): Beschäftigte nach Wirtschaftszweigen. <https://bit.ly/2vozhTx>; <https://statistik.arbeitsagentur.de/Statistikdaten/Detail/201706/iiia6/beschaeftigung-sozbe-monatsheft-wz/monatsheft-wz-d-0-201706-pdf.pdf> (Abruf am 19. Juli 2018).
- Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (2017): Amtliche Mineralöldaten. <https://bit.ly/2LVzace>; www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/Mineraloel/moel_amtliche_daten_2017_dezember.html (Abruf am 28. Juli 2018).
- Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz (2018): Gesetz zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch Luftverunreinigungen, Geräusche, Erschütterungen und ähnliche Vorgänge. <https://bit.ly/2mYrsjw>, www.gesetze-im-internet.de/bimschq/ (Abruf am 16. Juli 2018).
- Bundesministerium für Bildung und Forschung (2017): Richtlinie zur Förderung von Forschungsvorhaben der Bioökonomieforschung „Technologie-Initiative Bioraffinerien“ im Rahmen der „Nationalen Forschungsstrategie BioÖkonomie 2030“. <https://bit.ly/2KcgKzl>; www.bmbf.de/foerderungen/bekanntmachung-1391.html (Abruf am 26. Juli 2018).
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (2018): 13. Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes. <https://bit.ly/2AxAkXg>; www.bmu.de/gesetz/13-verordnung-zur-durchfuehrung-des-bundes-immissionsschutzgesetzes/ (Abruf am 16. Juli 2018).
- Bundesumweltministerium (2018): Referentenentwurf des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit. <https://bit.ly/2Ogri13>; https://cdn04.blog.ostwestfalen.ihk.de/umweltenergie/wp-content/uploads/sites/4/2018/05/180430_BMU-Referentenentwurf-MCP-VO.pdf (Abruf am 16. Juli 2018).
- BVEG (2018): Die E&P-Industrie in Zahlen. Statistischer Bericht 2017. <https://bit.ly/2KdbtHF>; www.bveg.de/Erdoel/Mittelplate (Abruf am 6. Juli 2018).
- Carbon Tracker Initiative (2017): Margin call – Refining capacity in a 2°C World. <https://bit.ly/2iQFvsQ>; www.carbontracker.org/reports/margin-call-refining-capacity-2-degree-world/ (Abruf am 02. Juli 2018).

- Chemiepark-marl (2018): Der Chemiepark Marl. <https://bit.ly/2vm3iDr>; www.chemiepark-marl.de/cms/cpm/de/investoren/ (Abruf am 15.Juli 2018).
- dena (2011): Ungeliebt, aber unentbehrlich. Bedarf und Produktion von Mineralöl im künftigen Energiemix, Berlin.
- dena (2017): Leitstudie Integrierte Energiewende. Zwischenfazit, Berlin.
- dena (2018): Leitstudie Integrierte Energiewende. Ergebnisbericht und Handlungsempfehlungen, Berlin.
- Dippel, Joachim u. a. (2000): Integrierter Umweltschutz bei bestimmten industriellen Tätigkeiten. Deutscher Beitrag zu besten verfügbaren Techniken, in der Raffinerieindustrie, Berlin.
- Europäische Kommission (2018): Emissionshandelssystem.
<https://bit.ly/2Kdo1ip>;
https://ec.europa.eu/clima/policies/ets_de (Abruf am 16. Juli 2018).
- Europäische Kommission (2016): Sectoral fitness check for the petroleum refining sector. <https://bit.ly/22nDAvf>;
https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/SWD_2015_284_F2_STAFF_WORKING_PAPER_EN_V4_P1_835479.pdf (Abruf am 16. Juli 2018).
- ENCON.Europe (2018): Potenzialatlas für Wasserstoff.
- Gerbert, Philip et al. (2018): Klimapfade für Deutschland. Boston Consulting Group; Prognos (Hg.).
- Hansen, Lars (2016): Die Hohe Schaar ist schwedisch.
<https://bit.ly/2NSzZzS>;
www.abendblatt.de/hamburg/harburg/article206985667/Die-Hohe-Schaar-ist-schwedisch.html (Abruf am 13. Juli 2018).
- Hobohm, Jens et al. (2018): Endbericht – Status und Perspektiven flüssiger Energieträger. Prognos, DBFZ, Fraunhofer Institut (Hg.), Berlin.
- Hobohm, Jens et al. (2017): Zwischenbericht – Status und Perspektiven flüssiger Energieträger. Prognos, DBFZ, Fraunhofer Institut (Hg.), Berlin.
- Holborn Europa Raffinerie GmbH (2018): <https://bit.ly/2LO9sqm>;
www.elementare-vielfalt.de/kmu/profil/holborn-europa-raffinerie-hamburg-70, (Abruf am 13. Juli 2018).
- Hubik, Franz (2018): Bei Ölkonzernen sprudeln wieder die Gewinne. In: Handelsblatt. <https://bit.ly/2mXGGFF>;
www.handelsblatt.com/unternehmen/energie/bp-shell-total-bei-oelkonzernen-sprudeln-wieder-die-gewinne/20941248.html?ticket=ST-98383-tmWV37p3xey7Yi5XqRcP-ap4 (Abruf am 22. Juni 2018).

- Hubik, Franz (2017): Vom schwarzen Gold zur grünen Energie. In: Handelsblatt. <https://bit.ly/2NVw7yc>; www.handelsblatt.com/unternehmen/energie/oelkonzerne-im-wandel-vom-schwarzen-gold-zur-gruenen-energie-/20052678.html (Abruf am 16. Juli 2018).
- IEA (2017): World Energy Outlook 2017 – Zusammenfassung. <https://bit.ly/2mF8tee>; www.iea.org/publications/freepublications/publication/WEO_2017_Executive_Summary_German_version.pdf (Abruf am 16. Juli 2018).
- IG BCE (Hrsg.) (2018): Die Technologieoption Synthetische Kraftstoffe stärken -industrielle Wertschöpfungsketten in Europa sichern. Arbeitspapier Arbeitskreis „Alternative Antrieb und Kraftstoffe“, Hannover.
- IG BCE Brancheninfo (2015): Zukunft der deutschen Mineralölindustrie sichern, Hannover 2/2015.
- IG BCE Kompakt (Hrsg.) (2018): Der Gesellschaft etwas zurückgeben. Artikel in der Ausgabe Juni 2018.
- Kölner Rundschau (2018): Grüner, sicherer, effizienter. <https://bit.ly/2M7gnrk>; [https://specials.rundschau-online.de/gruener-sicherer-effizienter-39061](http://specials.rundschau-online.de/gruener-sicherer-effizienter-39061) (Abruf am 16. Juli 2018).
- Leitel, Kerstin (2018): BP-Experten sehen Höhepunkt der weltweiten ÖlNachfrage erst Ende 2030. In: Handelsblatt. <https://bit.ly/2LBAnGt>; www.handelsblatt.com/finanzen/maerkte/devisen-rohstoffe/energie-bp-experten-sehen-hohehauptpunkt-der-weltweiten-oelnachfrage-erst-ende-2030/20985054.html?ticket=ST-2157478-PYW5ElrpfE9KnPtBcwoL-ap1 (Abruf am 16. Juli 2018).
- Liebrich, Silvia (2010): Öl-Flut zwingt Industrie zum Umdenken. In: Süddeutsche. <https://bit.ly/2v87erv>; www.sueddeutsche.de/wirtschaft/energiekonzerne-oel-flut-zwingt-industrie-zum-umdenken-1.406846 (Abruf am 27. Juni 2018).
- Mineralölwirtschaftsverband e.V (Hrsg.) (2017): Jahresbericht 2017, Berlin. <https://bit.ly/2Awj9ol>; www.mvv.de/wpcontent/uploads/2017/09/170918_Mineraloelwirtschaftsverband_Jahresbericht-2017.pdf (Abruf am 29. März 2018).
- Mineralölwirtschaftsverband e.V (Hrsg.) (2018): Jahresbericht 2018, Berlin. www.mvv.de/wp-content/uploads/2016/06/180830_MWV_Jahresbericht-2018_RZ_Web_es_small.pdf (Abruf am 02. August 2018).
- Mittelständische Energiewirtschaft Deutschland (2018): Mineralwirtschaft 2018. Fakten und Perspektiven, Berlin.

- MWV (2018): Pressemitteilung. <https://bit.ly/2v87erv>; www.mwv.de/presse/mwv-klima-studie-des-bdi-sieht-notwendigkeit-fluessiger-energietraeger/ (Abruf am 16. Juli 2018).
- MWV (2015): Raffinerien bewegen Menschen und Märkte, Berlin.
- NDR (2018): Stellenabbau nach DEA-Fusion mit Wintershall?. <https://bit.ly/2KdQ4ya>; www.ndr.de/nachrichten/hamburg/Stellenabbau-nach-DEA-Fusion-mit-Wintershall.dea120.html (Abruf am 12. Juni 2018).
- Oil&Gas Journal (2018): RIL commissions Jamnagar off-gas cracker. <https://bit.ly/2v2ZPKz>; www.ogj.com/search.html?q=Jamnagar (Abruf am 16. Juli 2018).
- Oilinvest (2018): Holborn Refinery. <https://bit.ly/2mWJIPJ>; www.oilinvest.com/en/what-we-do/our-operations/holborn-refinery (Abruf am 13. Juli 2018).
- Öko-Institut e. V./Prognos AG (2009): Modell Deutschland. Klimaschutz bis 2050: Vom Ziel herdenken. Im Auftrag des WWF. Basel/Berlin.
- Palm, Regine/Siebenhaar, Hans-Peter (2015): Raffinerien werden zum Rettungsanker. In: Handelsblatt. <https://bit.ly/2mWQyil>; www.handelsblatt.com/unternehmen/energie/oelkonzerne-raffinerien-werden-zum-rettungsanker/11791888.html (Abruf am 11. Juli 2018).
- PlantInG (2013): Ölraffinerien unter Druck – Strategien für die Konsolidierung. Unter: <https://bit.ly/2LHx7sc>; www.plant-ing.de/de/newsroom/artikel/2013/09/18/oelraffinerien-unter-druck-strategien-fuer-die-konsolidierung/ (Abruf am 07. Juli 2018).
- Preuß, Olaf (2018): Dea-Fusion mit Wintershall soll Ende 2018 stehen. In: die Welt. <https://bit.ly/2LLHJra>; www.welt.de/print/die_welt/hamburg/article173119538/Dea-Fusion-mit-Wintershall-soll-Ende-2018-stehten.html (Abruf am 07. Juli 2018).
- Raschka, Achim/Michale, Carus (2012): Stoffliche Nutzung von Biomasse Basisdaten für Deutschland, Europa und die Welt, Hürth. <https://bit.ly/2LRKiaf>; www.iwbio.de/fileadmin/Publikationen/IWBio-Publikationen/Stoffliche_Nutzung_von_Biomasse_nova.pdf (Abruf am 16. Juli 2018).
- Rbb24 (2018): Rosneft kündigt Investitionen in Schwedter PCK-Raffinerie an. Artikel vom 22. Januar 2018. <https://bit.ly/2mGZUz4>; www.rbb24.de/wirtschaft/beitrag/2018/01/ex-bundeskanzler-schroeder-besuch-raffinerie-schwedt.html (Abruf am 16. Juli 2018).
- Schneidewind, Uwe/Manfred, Fischedick (2016): Aus für Benzin- und Dieselfahrzeuge ab 2030: der richtige Innovationsimpuls für die Verkehrswende? Info Brief 01/2016, Wuppertaler Institut.

- Schneidewind, Uwe/Manfred, Fischedick (2016): Wuppertaler Impulse zur Nachhaltigkeit, Aus für Benzin- und Dieselfahrzeuge ab 2030: Der richtige Impuls für die Verkehrswende, Info Brief 01/2016.
- Shell (2018): Unter; <https://bit.ly/2NV20qQ>; <https://s04.static-shell.com/content/dam/royaldutchshell/documents/corporate/manufacturing-rhinelandbrochure062016.pdf> (Abruf 13. Juli 2018).
- Shell (2018): Weltgrößte Wasserstoff- Elektrolyse entsteht in der Rheinland Raffinerie. <https://bit.ly/2AxBQZs>; www.shell.de/medien/shell-presseinformationen/2018/weltweit-groe%C3%9Fte-wasserstoff-elektrolyse-anlage-rheinland.html (Abruf 07. Juli 2018).
- Simon, Frédéric (2018): Energie-Szenarios der IEA „nicht kompatibel“ mit den Pariser Klimazielen. Artikel in Euroactiv vom 05.08.2018. <https://bit.ly/2OuBhT1>; www.euractiv.de/section/energie-und-umwelt/news/energie-aussichten-der-iea-nicht-kompatibel-mit-den-pariser-klimazielen/ (Abruf am 18. Juli 2018).
- Spiegel (2018): Wasserstoff als Benzin-Alternative: Wenn nur die Stromkosten nicht wären. <https://bit.ly/2LADXig>; www.spiegel.de/forum/wissenschaft/wasserstoff-als-benzin-alternative-wenn-nur-die-stromkosten-nicht-waeren-thread-667983-1.html (Abruf am 16. Juli 2018).
- Statistisches Bundesamt (2018): Investitionen für den Umweltschutz im Produzierenden Gewerbe. Fachserie 19, Reihe 3.1, 2016.
- Statistisches Bundesamt (2016): Verdienste und Arbeitskosten – Tarifbindung in Deutschland 2014. <https://bit.ly/2mMFJOE>; www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/VerdiensteArbeitskosten/Tarifverdienste/Tarifbindung5622103149004.pdf?blob=publicationFile (Abruf am 16. Juli 2018).
- Statistisches Bundesamt (2018): Kostenstrukturerhebung der Unternehmen im Verarbeitenden Gewerbe. <https://bit.ly/2M4HgfG>; www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/IndustrieVerarbeitendesGewerbe/Strukturdaten/Kostenstruktur2040430167004.pdf;jsessionid=B71AC3AB48D1951DFE33ED341B6CF970.InternetLive2?blob=publicationFile (Abruf am 22. Juni 2018).
- The Guardian (2018): World petrol demand „likely to peak by 2030 as electric car sales rise“. <https://bit.ly/2qMdm2j>; www.theguardian.com/business/2017/oct/16/world-petrol-demand-peak-electric-car-wood-mackenzie-oil (Abruf am 07. Juli 2018).

- T-Online (2017): Strenge Umwelt-Grenzwerte fordern Schifffahrt und Raffinerien heraus. <https://bit.ly/2vnNeAX>; www.t-online.de/-/id_79772292/tid_pdf_o/vid_82199650/index (Abruf 16. Juli 2018).
- Umweltbundesamt (2018): Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, Stand 12/2017. <https://bit.ly/2m9KX8i>; www.umweltbundesamt.de/daten/energie/primaerenergieverbrauch#extpart-3 (Abruf am 16. Juli 2018).
- Umweltbundesamt (2018): Raffinerien. <https://bit.ly/2mUm7tA>; www.umweltbundesamt.de/raffinerien (Abruf am 16. Juli 2018).
- Umweltbundesamt (Hrsg.) (2015): Postfossile Energieversorgungsoptionen für einen treibhausgasneutralen Verkehr im Jahr 2050: Eine verkehrsträger-übergreifende Bewertung, Dessau-Roßlau. <https://bit.ly/2M56SsN>; www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/texte_30_2015_postfossile_energieversorgungsoptionen.pdf (Abruf am 20. Juli 2018).
- UTV (2018): Der UTV. <https://bit.ly/2KdGStI>; www.tanklagerverband.de/geschichte/ (Abruf am 5. Juli 2018).
- VCI (2018): Rohstoffbasis der chemischen Industrie. <https://bit.ly/2OuyUiQ>; www.vci.de/top-themen/rohstoffbasis-der-chemischen-industrie.jsp (Abruf am 16. Juli 2018).
- VCI (2007): Biomasse – Rohstoff für die chemische Industrie. Kernaussagen einer IFEU-Studie und Schlussfolgerungen des VCI. <https://bit.ly/2mW6UrQ>; www.ifeu.org/landwirtschaft/pdf/VCI_IFEU_Biomasse_Chemie_Industrie.pdf (Abruf am 16. Juli 2018).
- Welt (2018): Industrieumsatz geht zurück: Schwerpunkt Mineralöl. <https://bit.ly/2LLa2VP>; www.welt.de/regionales/hamburg/article176871241/Industrieumsatz-geht-zurueck-Schwerpunkt-Mineraloel.html (Abruf am 17. Juli 2018).
- Wilhelmshavener Zeitung (2018): HES will Mitarbeiter einstellen und Tankvolumen erweitern. <https://bit.ly/2LADXjg>; www.wzonline.de/nachrichten/aktuelles/artikel/hes-will-mitarbeiter-einstellen-und-tankvolumen-erweitern.html (Abruf am 16. Juli 2018).
- Witsch, Katharina (2018): Lieber Plastik als Zapfsäule – die Ölmultis ändern ihr Geschäftsmodell. In: Handelsblatt. <https://bit.ly/2LV729a>; www.handelsblatt.com/unternehmen/energie/oelkonzerne-lieber-plastik-als-zapfsaeule-die-oelmultis-aendern-ihr-geschaeftsmodell/22700236.html?ticket=ST-815610-eDfqUbYCyLVQqYCyFpb-ap3 (Abruf am 05. Juli 2018).
- Zeit Online (2012): Ölstadt Hamburg. <https://bit.ly/2v62seR>; www.zeit.de/1949/29/oelstadt-hamburg (Abruf am 23. Juli 2018).

Trotz aller Diskussionen um eine Dekarbonisierung von Wirtschaft und Gesellschaft ist Mineralöl noch immer der dominierende Energieträger. Dennoch steht die deutsche Mineralölindustrie vor vielfältigen Herausforderungen: In Europa stagniert die Nachfrage nach Mineralölprodukten, der Ölverbrauch wird aller Voraussicht nach durch klimapolitische Maßnahmen bis Mitte des Jahrhunderts stark sinken. Darauf reagieren die Mineralölunternehmen schon heute, indem sie die Beschäftigtenzahlen sinken. Arbeitsverdichtung und Mehrarbeit sind die Folgen. Die Gewinnung einer ausreichenden Zahl von Fachkräften ist eine der großen Herausforderungen der nächsten Jahre.
