C4 Chemistry Climate

Wie die Transformation der Chemie gelingen kann

ABSCHLUSSBERICHT 2023

Verband der Chemischen Industrie e.V.
Wir gestalten Zukunft.

VCI

VDI

Gefördert durch:

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz

aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

INHALTSVERZEICHNIS

1 EINFÜHRUNG UND ZUSAMMENFASSUNG 10

1.1 Einführung ... 11
1.2 Management Summary/Zusammenfassung ... 12
1.2.1 Rückblick auf die Roadmap Chemie 2050 ... 12
1.2.2 Fortentwicklung der Roadmap Chemie 2050 im Projekt Chemistry4Climate ... 14
1.2.3 Die bei Chemistry4Climate betrachteten Szenarien ... 16
1.2.4 Schlussfolgerungen und Empfehlungen ... 20

2 ERGEBNISSE DER FACT-FINDING-STUDIE VON CHEMISTRY4CLIMATE 24

2.1 Betrachtete Technologien ... 25
2.2 Mengengerüste für Grund- und Spezialchemikalien ... 25
2.3 Wärme- und Strombedarf für Grundstoff- und Spezialchemie ... 26
2.3.1 Zukünftige Bereitstellung von Wärme ... 27
2.4 Wasserstoffbedarf der chemischen Industrie ... 28
2.5 Regionale Aufgliederung des Strom- und Wasserstoffbedarfs ... 29
2.5.1 Energetischer vs. stofflicher Wasserstoffbedarf ... 32
2.5.2 Import von Rohstoffen und Energieträgern ... 32
2.6 Bedarf an und Verfügbarkeit von Strom aus erneuerbaren Energiequellen ... 35
2.7 Rohstoffverfügbarkeit ... 35
2.7.1 Verfügbarkeit von CO_2 als Rohstoff aus industriellen Punktquellen ... 35
2.7.2 Direct Air Capture zur CO_2-Gewinnung aus Luft ... 37
2.7.3 Verfügbarkeit von biogenen Reststoffen (Biomasse) ... 37
2.7.4 Verfügbarkeit von Kunststoffabfällen ... 41
2.8 Nutzungspfade der Rohstoffe und resultierende Mengenpotenziale für die Chemieproduktion ... 43
2.8.1 Stoffliche Nutzung von CO_2 ... 43
2.8.2 Nutzung von Biomasse und Abfallkunststoffen ... 44
2.8.3 Treibhausgasneutrale Nutzung von Erdgas über Methanpyrolyse ... 47

3 SZENARIEN 48

3.1 Einleitung und Vorstellung der beispielhaften Szenarien ... 49
3.2 Szenario 1: Maximale Direktnutzung von Strom ... 49
3.3 Szenario 2: Fokus auf Wasserstoff und PtX ... 55
3.4 Szenario 3: Fokus auf Sekundärrohstoffe ... 61
3.5 Vergleich der betrachteten Szenarien ... 67
3.6 Verbleibende Lücken ... 70

4 SCHLUSSFOLGERUNGEN UND EMPFEHLUNGEN 72

4.1 Kunststoff-Kreislaufwirtschaft 74
4.1.1 Ökobilanz in Verbindung mit technischer Machbarkeit und Wirtschaftlichkeit als entscheidendes Kriterium für den Umgang mit Stoffströmen in der EU 74
4.1.2 Realisierung einer Kunststoff-Kreislaufwirtschaft entlang der gesamten Wertschöpfungskette 75
4.1.3 Ermöglichen von Technologieoffenheit und Komplementarität für Verwertungsverfahren 76
4.1.4 Gewährleistung der erforderlichen Qualität von Rezyklaten für den weiteren Einsatz als (Sekundär-)Rohstoffe in der Industrie 77
4.1.5 Europa als Recycling-Binnenmarkt 78
4.1.6 Transparente Prognose der Entwicklung der Kunststoffabfallmengen und klimarelevanten CO_2-Emissionen unter klaren Annahmen 78
4.1.7 Mentalitätsumschwung zur Wahrnehmung von Abfällen als wertvolle Sekundärrohstoffe 79

4.2 Biomasse 79
4.2.1 Klimaschutzwirksamkeit als wesentliches Kriterium für den Einsatz nachhaltiger Biomasse 79
4.2.2 Einführung von Nutzungskriterien und einer Nutzungshierarchie für Biomasse 80
4.2.3 Maximierung auch der Nutzung von Primärholz und nachwachsenden Rohstoffen in der Chemieindustrie 81
4.2.4 Schaffung von Anreizmechanismen, Regulationsmaßnahmen und sektorübergreifenden Zertifizierungen für die nachhaltige Nutzung von Biomasse 82
4.2.5 Gewährleistung der Versorgungssicherheit und Resilienz durch den Einsatz von Biomasse 82
4.2.6 Schaffung einer Datengrundlage für Planung und nutzungseffizienten Einsatz von Biomasse 83
4.2.7 Verstärkte Förderung und Nutzung der Potenziale der Bioökonomie 83

4.3 CO_2-Quellen 84
4.3.1 Keine Chemie ohne Kohlenstoff; CO_2 als unverzichtbarer Kohlenstofflieferant in einer treibhausgasneutralen chemischen Industrie 84
4.3.2 CCU als ein Kernelement der Treibhausgas-Neutralitätsstrategie der Chemie – CCS als wichtige Ergänzung 84
4.3.3 Planung und Schaffung der notwendigen (leitungsgebundenen) CO_2-Transportinfrastruktur 86

4.4 Strom aus erneuerbaren Energien 87
4.4.1 Rascher Ausbau der erneuerbaren Energien und notwendigen Stromnetze 87
4.4.2 Weiterentwicklung des Netzentwicklungsplanungsprozesses mit Fokus auf engerer Verzahnung und Berücksichtigung regionaler Bedarfe 88
4.4.3 Einbeziehung von Importen zur Deckung des Gesamtstrombedarfs 2045 89
4.4.4 Berücksichtigung von Wärmebedarfen (PtH) der chemischen Industrie auch auf regionaler Ebene 89
4.4.5 Nutzung und Incentivierung von Flexibilisierungsoptionen zur Gewährleistung der bedarfsgerechten Verfügbarkeit von Strom aus Erneuerbaren 90
4.4.6 Speichertechnologien als essenzieller Bestandteil des zukünftigen Energiesystems 90

4.5 Wasserstoff 91
4.5.1 Wasserstoff als wertvolle Zukunftsressource für die chemische Industrie (und andere) 91
4.5.2 Fokus auf verstärkte heimische und europäische Erzeugung bei gleichzeitigem, ergänzendem Ausbau der Importkapazitäten 92
4.5.3 Weiterentwicklung der Erzeugungstechnologien mit Fokus auf klimaneutralen Wasserstoff 93
4.5.4 Schaffung der notwendigen (leitungsgebundenen) Transportinfrastruktur 93
4.5.5 Aufbau von Wasserstoff-Speicherkapazitäten als wesentlicher Baustein des zukünftigen Energiesystems 94

4.6 Finanzierung der Transformation 95
4.6.1 Strom zu international wettbewerbsfähigen Preisen 95
4.6.2 Förderung des schnellen Markthochlaufs von Wasserstoff zu international wettbewerbsfähigen Preisen 96
4.6.3 Maximierung des Recycling- und nachhaltigen Biomassepotenzials durch Förderprogramme und ein kohärentes finanzielles Anreizsystem 97
4.6.4 Unterstützung langfristiger Planungssicherheit mithilfe von Klimaschutzverträgen 97
4.6.5 Anpassung öffentlicher Fördermaßnahmen für den Mittelstand 97

5 PROJEKTDOKUMENTATION 100

5.1 Beteiligte an Chemistry4Climate 101
5.2 Gremiensitzungen Chemistry4Climate 103
5.3 „Feedback“ und „Über den Tellerrand“: Chemistry4Climate bei VCI- und VDI-Gremien sowie zu Gast bei Dritten 105

6 VERZEICHNISSE 108

6.1 Tabellenverzeichnis 109
6.2 Abbildungsverzeichnis 109
6.3 Liste der verwendeten Abkürzungen 110

7 ANHÄNGE 112

7.1 Technologien für treibhausgasneutrale Produktion in der Chemie 113
7.2 Aufteilung Brennstoff- und Wärmebedarf in der chemischen Industrie nach der Anwendungsbilanz 2020, Fraunhofer ISI 20213 115
7.3 Aufteilung Strombedarf in der chemischen Industrie nach der Anwendungsbilanz 2020, Fraunhofer ISI 20213 116
7.4 Aktueller und zukünftiger Wasserstoffbedarf in der chemischen Industrie 116
7.5 Verfügbarkeit von CO_2-Quellen heute und Prognose für die Zukunft; mit Aufteilung nach rohstofflichen, biogenen und energetischen Anteilen 119
7.6 Annahmen für Biomassenutzung bzgl. Biomassebedarf und Prozesseffizienz 122
7.7 Annahmen für das chemische Recycling von Altkunststoffen 122

GRUSSWORTE

Bundesministerium
für Wirtschaft
und Klimaschutz

Deutschland steht vor einer Jahrhundertaufgabe: In weniger als 25 Jahren wollen wir klimaneutral leben. Dieses ehrgeizige, aber notwendige Ziel können wir nur erreichen, wenn wir als Gemeinschaft an einem Strang ziehen.

Die Klimaschutzplattform Chemistry4Climate ist ein gutes Beispiel dafür, dass sich die Breite der Gesellschaft unseren Klimaschutzzielen verpflichtet fühlt und gemeinsam an Lösungen für eine klimaneutrale Zukunft arbeitet. Industrie, Politik und Zivilgesellschaft sind auf Initiative von VDI und VCI zusammengekommen, um neueste Forschungsergebnisse auszutauschen und konkrete Empfehlungen für die Politik aufzubereiten. Mit der wachsenden Komplexität und Geschwindigkeit wird es für die Politik immer wichtiger, Empfehlungen zu erhalten, die von den betroffenen Stakeholdern bereits bewertet und gewichtet wurden.

Ihr Bericht zeigt deutlich, wie weit wir in den letzten Jahren gekommen sind. Wurde vor wenigen Jahren noch diskutiert, ob Treibhausgasneutralität in der Chemieindustrie überhaupt möglich ist, geht es heute längst nicht mehr um das „Ob“, sondern um konkrete Umsetzungsmaßnahmen. Insbesondere Kreislaufwirtschaft und Gewichtung von CCU gegenüber CCS bieten großes Potenzial, das wir ausschöpfen wollen.

Allen, die mit ihrem Einsatz für Chemistry4Climate den Wissensaustausch fördern, wünsche ich für ihre weitere Arbeit viel Erfolg und alles Gute. Sie leisten einen bedeutenden Beitrag auf unserem Weg hin zur Klimaneutralität!

Dr. Robert Habeck
Bundesminister für Wirtschaft
und Klimaschutz

Wolfgang Große Entrup
Hauptgeschäftsführer
Verband der Chemischen Industrie e. V.

Die chemisch-pharmazeutische Industrie arbeitet intensiv an der Transformation zur Klimaneutralität. So klar das Ziel ist, so unglaublich komplex ist der Totalumbau unserer energieintensiven Branche. Im Jahr 2019 hatte der VCI mit der Studie „Roadmap 2050“ gezeigt, dass eine treibhausgasneutrale Chemie in Deutschland technologisch möglich ist. Dabei wurde aber auch klar, dass für den Erfolg dieser Mammutaufgabe Bedingungen erfüllt werden müssen, die bei weitem nicht allein in den Händen unserer Branche liegen. Dazu gehört die Verfügbarkeit von riesigen Mengen Grünstrom zu international wettbewerbsfähigen Preisen.

Aus der Studie haben sich allerdings zahlreiche Umsetzungsfragen ergeben. Etwa: Können die Übertragungsnetzbetreiber die unfassbar hohen Mengen Grünstrom überhaupt ans jeweilige Werk transportieren? Wie schaffen wir den Markthochlauf für Wasserstoff und die dafür notwendige Infrastruktur? Gibt es ausreichend Biomasse und welche anderen Sektoren haben die Ressource fest für ihre Transformation eingeplant?

Um möglichst gute Antworten auf all die offenen Fragen zu bekommen, haben wir 2021 gemeinsam mit dem VDI die einzigartige Plattform Chemistry4Climate geschaffen. Es ist eine riesige Wertschätzung für unsere Industrie, dass sich Expert:innen aus unterschiedlichen Bereichen dafür begeistern konnten, mit uns nach Lösungen zu suchen, wie die Transformation der Chemie bis 2045 gelingen kann. Das geballte Wissen der Beteiligten, sei es aus der Energiewirtschaft, aus der Recyclingwirtschaft, von Nichtregierungsorganisationen und Thinktanks, aus der Wissenschaft, von Behörden, von Unternehmen der Chemie und anderen Sektoren, ist für uns ein extrem wertvoller Wissensschatz, den wir im Anschluss an das Projekt intensiv nutzen wollen. Die Förderung durch das Wirtschafts- und Klimaschutzministerium hat uns gezeigt, dass unsere Bemühungen, den Umbau der Branche voranzutreiben, politisch wertgeschätzt werden. All das macht uns stolz und gibt uns weiteren Schub. Das ist auch dringend nötig, da der russische Angriffskrieg auf die Ukraine und die dadurch ausgelöste Energiepreiskrise die Jahrhundertaufgabe Transformation noch weiter verkompliziert. Klasse war, dass die Arbeit von Chemistry4Climate durch die Zeitenwende nicht beeinträchtigt wurde – obwohl sie sicher alle Mitwirkenden ordentlich durchgerüttelt hat.

Allen an der Plattform Beteiligten möchte ich herzlich für ihre Expertise und ihren Zeitaufwand danken. Klar ist: Bei solch einem breiten Prozess treffen ideologische Welten aufeinander. Da können nicht zu jeder Fragestellung eindeutige und klare Handlungsempfehlungen formuliert werden. Aber: Die gemeinsam formulierten Ziele und Empfehlungen sind als Grundkonsens viel wert. Sie können unseren Unternehmen als Richtschnur dienen und finden hoffentlich auch in der Politik Gehör.

Dieter Westerkamp
Direktor
Verein Deutscher Ingenieure e. V.

Zwei Jahre Chemistry4Climate neigen sich dem Ende zu. Zwei Jahre, in denen über 80 Stakeholder aus Industrie, Politik, Wissenschaft und Zivilgesellschaft gemeinsam nach Lösungen gesucht haben, wie die chemische Industrie in Deutschland bis 2045 klimaneutral werden kann. In verschiedenen Arbeitsgruppen haben Expert:innen Stellschrauben identifiziert in den zentralen Themenfeldern: Energie- und Rohstoffversorgung, Infrastruktur, Kreislaufwirtschaft und Regulatorik. Die Ergebnisse des Projekts Chemistry4Climate und daraus resultierende Forderungen legen wir hiermit vor. Mein Dank gilt allen, die sich im Rahmen des Projekts Chemistry4Climate engagiert haben.

Wir haben gemeinsam mit dem VCI die Plattform Chemistry4Climate ins Leben gerufen, weil Klimaschutz für den VDI eines der bedeutsamsten Themen ist. Während der VCI die branchenspezifischen Perspektiven eingebracht hat, konnte der VDI die gesamte Bandbreite an Ingenieur:innen-Kompetenzen einfließen lassen. Seit einigen Jahren leisten wir im Rahmen des VDI-Fokusthemas „1,5 Grad – Innovationen.Energie.Klima.“ mit Veranstaltungen, Statusreports und technischen Regeln Beiträge für konkrete Schritte zur Verringerung von Treibhausgasemissionen.

Die Klimakrise stellt die Industrie weltweit und insbesondere in Deutschland vor erhebliche Herausforderungen. Die notwendigen Transformationen berühren viele große Themenfelder: Digitalisierung, Defossilisierung, Resilienz, neue Wertschöpfungsketten und Geschäftsmodelle, zirkuläre Wirtschaftsweise, Nachhaltigkeit, Erhalt der Biodiversität sowie Klimaanpassung.

Die Transformation der Chemieindustrie spielt dabei eine zentrale Rolle und ist besonders herausfordernd: Sie betrifft nicht nur die Energieversorgung der Anlagen und Prozesse, sondern auch die Rohstoffbasis für ihre Produkte! Chemische Produkte wiederum stellen die Basis für alle möglichen anderen Industrieerzeugnisse dar und werden in vielfältigen Formen in zahlreichen Branchen weiterverarbeitet. Die Chemieindustrie ist somit elementares Standbein für eine funktionierende Volkswirtschaft, für Wohlstand und gute Lebensbedingungen in Deutschland.

Auf der Basis der hier vorgelegten Ergebnisse bedarf es nun richtiger Weichenstellungen für eine erfolgreiche industrielle Transformation. Diese müssen wir gemeinsam angehen: Politik, Industrie und Gesellschaft!

Unsere Expert:innen sind sich einig, dass für eine treibhausgasneutrale Produktion richtungsweisende Innovationen, große Investments sowie ausreichend viele und qualifizierte Fachkräfte notwendig sind.

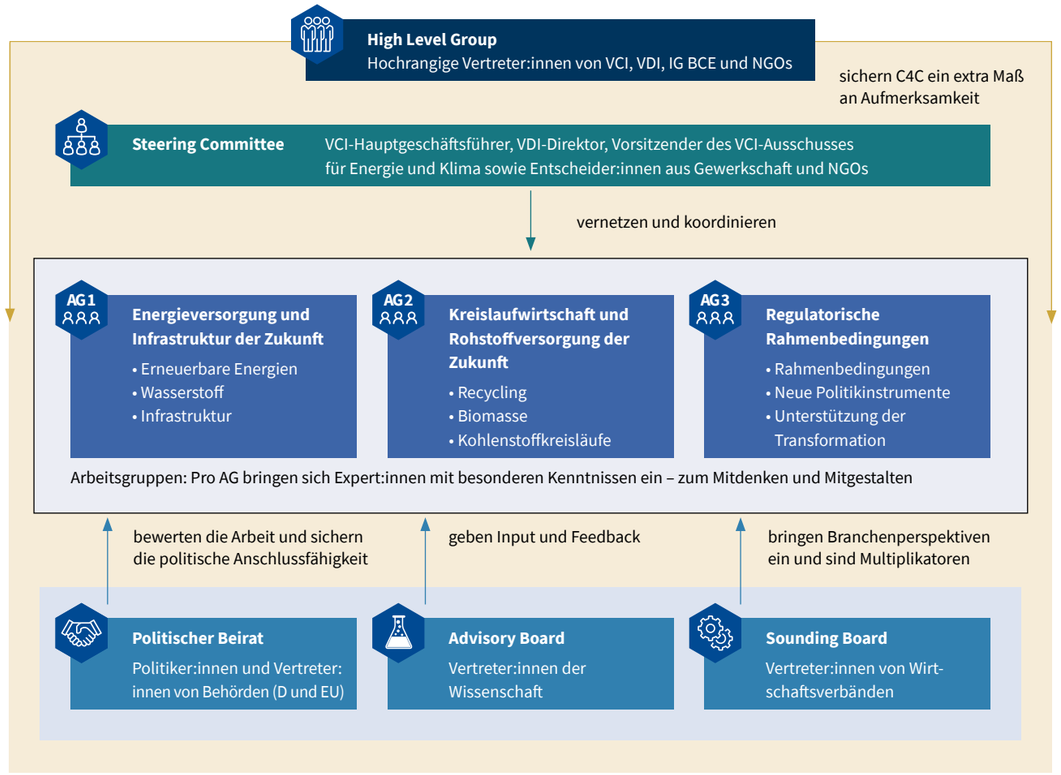
1 EINFÜHRUNG UND ZUSAMMENFASSUNG

1.1 Einführung

Die Klimaschutzplattform Chemistry4Climate (C4C) hat in einem zwei Jahre andauernden Prozess (Mai 2021 bis April 2023) nach Wegen und Lösungen gesucht, wie die chemisch-pharmazeutische Industrie in Deutschland bis 2045 treibhausgasneutral werden kann. Das Projekt wurde vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU) bzw. vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) aus Mitteln des Klima- und Transformationsfonds gefördert. An dem Prozess haben sich rund 80 Stakeholder aus der Industrie, Politik und Zivilgesellschaft beteiligt.

Ein wesentlicher Teil des Stakeholderprozesses waren drei Facharbeitsgruppen (AGs), die sich mit den Themen Energieversorgung und Infrastruktur der Zukunft (AG 1), Kreislaufwirtschaft und Rohstoffversorgung der Zukunft (AG 2) und Regulatorische Rahmenbedingungen (AG 3) auseinandergesetzt haben. Angereichert wurde die Arbeit der AGs durch Kommentare und Vorschläge aus der Wissenschaft („Advisory Board“) und von anderen (energieintensiven) Branchen („Sounding Board“) sowie aus dem politischen Raum („politischer Beirat“). Bei den genannten Boards waren ebenfalls verschiedene Stakeholder involviert.

Abbildung 1: Chemistry4Climate – Governance



Die Arbeitsgruppen und Beiräte haben ihre in Schlussfolgerungen und Empfehlungen mündenden Diskussionen jeweils aus Perspektive ihrer individuellen Mitglieder geführt. Basis waren dabei ein Rückblick auf die Roadmap Chemie 2050 (2019) (im Folgenden auch „Roadmap“)[1] und insbesondere Zwischen- und Endergebnisse der Fact-Finding-Studien. Eine Vielzahl von Kommentaren und Hinweisen zu den Fact-Finding-Studien sowie „Stimmungsbilder“ aus den AG- und Board-Sitzungen sind dann bei der Definition der Szenarien als weiterer wesentlicher Bestandteil des Abschlussberichts von Chemistry4Climate „Wie die Transformation der Chemie gelingen kann“ eingeflossen.

[1] FutureCamp GmbH / DECHEMA (Hrsg.) (2019): Roadmap Chemie 2050 – Auf dem Weg zu einer treibhausgasneutralen chemischen Industrie in Deutschland , S. 9–10

1.2 Management Summary Zusammenfassung

1.
Angesichts der veränderten geopolitischen Rahmenbedingungen braucht es eine Industriestrategie zur Sicherung eines für die Resilienz des Standortes Deutschland erforderlichen Mindestmaßes an inländischer Grundstoffproduktion.

2.
Eine klimaneutrale Chemie 2045 benötigt gut 500 TWh Strom aus erneuerbaren Energien zu wettbewerbsfähigen Preisen. Deshalb braucht es neben dem enorm ambitionierten Ausbau der Erneuerbaren und der Infrastruktur auch einen Transformationsstrompreis von 4–6ct/kWh. Sagt nicht nur die Industrie. Sondern eine breite Stakeholderschaft, die möchte, dass Transformation gelingt.

3.
Die chemische Industrie ist bereits heute der größte Nutzer von Wasserstoff und benötigt künftig in etwa die achtfache Menge: CO_2-arm und zu wettbewerbsfähigen Preisen. Ambitionierter Ausbau, diversifizierte Importstrategien, die bürokratiearme Förderung von grünem Wasserstoff und eine bessere Netzregulierung sind dafür die wesentlichen Erfolgsfaktoren.

4.
Durch umfassendes Recycling von Kunststoffen und die Nutzung nachhaltiger Biomasse kann der Strombedarf um bis zu 180 TWh gesenkt werden – das entspricht der gesamten Produktion aus Wind und Photovoltaik 2022. Auch der Wasserstoffbedarf könnte so halbiert und der Investitionsbedarf der Branche von 40 auf 25 Mrd. Euro deutlich reduziert werden.

5.
Um die größtmögliche Menge Kohlenstoff entlang der Wertschöpfungskette im Kreislauf zu führen, muss das mechanische Recycling durch chemisches Recycling ergänzt und komplementär eingesetzt werden. Hierfür muss das Kreislaufwirtschaftsrecht/ Abfallrecht entsprechend angepasst werden.

6.
Für Biomasse braucht es eine Nutzungshierarchie auf Basis einer Mehrfach- und Kaskadennutzung mit hoher Priorität für eine nachhaltige stoffliche Nutzung mit möglichst langlebiger Bindung des enthaltenen Kohlenstoffs. Konkret bedeutet das die Umlenkung gegenwärtig genutzter Biomasse, den Anbau flächenreduzierter Biomasse, eine stärkere Förderung des Waldumbaus sowie die Förderung der Potenziale der Bioökonomie.

7.
Keine Chemie ohne Kohlenstoff. CO2 ist eine der wichtigsten Kohlenstoffquellen der Zukunft. CCU ist daher ein Kernelement der Transformationsstrategie der Chemie, ergänzt um CCS. Damit sie gelingen kann, braucht es eine Anerkennung von CCU im ETS.

8.
Zur effizienten Infrastrukturplanung (Strom, Wasserstoff, CO_2) sollten Planungsprozesse abgestimmt (Systementwicklungsplanung) und zur Begegnung von Nutzungskonkurrenzen (Biomasse, Wasserstoff) das Abstimmen von Transformationspfaden kartellrechtlich ermöglicht werden.

9.
Transformation kann nur im europäischen Kontext gelingen. Es braucht einen echten Recycling-Binnenmarkt, eine Vollendung des Strombinnenmarktes und einen mindestens europäischen Ansatz für Wasserstoff sowie einen – die Transformation begünstigenden – regulatorischen Rahmen.

1.2.1 Rückblick auf die Roadmap Chemie 2050

Spätestens mit Verabschiedung des Pariser Abkommens von 2015 war der Klimaschutz zu einem zentralen Anliegen der Gesellschaft und zu einem dominierenden Thema der Politik in Deutschland geworden. Zur Umsetzung der Pariser Klimaschutzziele wurde in Deutschland im Juni 2015 ein Dialogprozess eingeleitet, der im November 2016 mit der Verabschiedung des Klimaschutzplans 2050 im Bundeskabinett abgeschlossen wurde. Der Klimaschutzplan beschrieb erstmals, wie das Ziel, die Treibhausgasemissionen bis 2050 um 80–95 % zu senken, in den Handlungsfeldern Energiewirtschaft, Gebäude, Verkehr, Industrie, Landwirtschaft sowie Landnutzung und Forstwirtschaft erreicht werden sollte. Für jedes Handlungsfeld wurde eine Vision für das Jahr 2050 beschrieben, während für das Jahr 2030 konkrete Sektorziele angegeben wurden. In der Industrie sollten die Treibhausgasemissionen 2030 auf 140–143 Mio. Tonnen CO_2e gesenkt werden, was einer Minderung von 51 bis 49 % gegenüber dem Basisjahr 1990 entspricht. 2014 lagen die Emissionen des Sektors noch bei 181 Mio. Tonnen CO_2e.

Mit der Roadmap legte der VCI erstmals eine Studie vor, die einen Weg zu einer treibhausgasneutralen chemischen Industrie in Deutschland beschrieb. Die Studie sollte eine Reihe sehr grundsätzlicher Fragen klären, die sich damals noch stellten. So wollte sich die chemische Industrie selbst, aber auch gegenüber Gesellschaft und Politik einen Überblick darüber verschaffen, ob Treibhausgasneutralität in der Chemie überhaupt möglich ist, welche Technologien und Infrastrukturen dafür verfügbar sein müssen, welche betriebswirtschaftlichen Implikationen eine derartige Transformation hätte und welche politischen, regulatorischen und ökonomischen Rahmenbedingungen dafür erforderlich wären.

Die Methodik der Roadmap untersuchte alternative Verfahren für die Herstellung der wichtigsten Basischemikalien, die damals für rund zwei Drittel der Treibhausgasemissionen des Sektors verantwortlich waren. Dazu zählen Methanol, Ammoniak, Harnstoff, Ethylen, Propylen und Chlor sowie die Aromaten Benzol, Toluol und Xylol. Außerdem wurde Butadien berücksichtigt. Analysiert wurden sowohl die Treibhausgasemissionen, die in der Produktion selbst entstehen, wie auch die Emissionen, die aus dem Bezug von Strom und Wärme (Dampf) herrühren. Als wichtiges Novum bezog die Roadmap erstmals auch den Kohlenstoffgehalt der chemischen Erzeugnisse als CO_2-Quelle mit ein. Die Studie bildete somit die Situation vollständiger ab, als es für die bis dahin übliche Klimastatistik der deutschen Chemie möglich war. Dadurch stieg der Anteil der Emissionen, die der Chemie zugerechnet werden, deutlich. Daher lassen sich die Angaben zu den zukünftigen Minderungen der Studie nicht direkt mit der historischen Bilanz vergleichen. Ein weiterer Unterschied zu anderen Transformationsstudien bestand darin, dass die Roadmap keine gesamtwirtschaftliche, sondern die Perspektive betriebswirtschaftlicher Entscheider:innen einnahm. Zu exogenen Faktoren wie der Entwicklung des Stromsektors wurden keine eigenen Untersuchungen angestellt. Für diese Faktoren wurden Annahmen im Interesse von Transparenz und Vergleichbarkeit mit anderen aktuellen Studien abgeleitet.

Die Expertenanalyse zeigte, dass die Chemie ihre Treibhausgasemissionen auch in Zukunft weiter senken können würde. Von drei untersuchten Pfaden führte dabei einer zum Ziel der Treibhausgasneutralität 2050. Zwei weitere ergaben Residualemissionen von 44 bzw. 82 Mio. Tonnen CO_2 (2050). Die Pfade stellten also unterschiedliche Ambitionsniveaus dar. In der Gesamtschau der Pfade ergab sich so ein differenziertes Bild davon, welche Reduktionspotenziale in der Branche lagen und mit welchen Herausforderungen an Technologien, an das Energiesystem, an Investitionen und den regulatorischen Rahmen diese verbunden waren.

Dabei ist zu beachten, dass in der Roadmap abweichend von den statistischen Systematiken auch die chemiespezifischen Emissionen berücksichtigt wurden, die durch den (fossilen) Feedstock eingebracht werden. Also nicht allein solche, die in den Anlagen selbst oder durch den Bezug von Energien entstehen, sondern ein erheblich breiterer Betrachtungsgegenstand. Das trägt zum einen den Spezifika der Chemie Rechnung, führt zum anderen zu erheblich größeren Emissionsvolumina und auch Ressourcen- und Energiebedarfen, wenn fossiler Feedstock zu ersetzen ist. Diese Betrachtungsweise wurde auch bei Chemistry4Climate beibehalten.

Der Rückblick auf alle drei Pfade ist auch heute noch interessant, wobei im Folgenden verkürzt auf die Pfade eingegangen wird, die das Ziel Klimaneutralität nicht erreichen.

Im Referenzpfad optimiert die Branche ihren damaligen Anlagenpark weiter und bezieht immer CO_2-ärmeren Strom. Ohne zusätzliche Investitionen und bei 54 TWh jährlichem Strombedarf wird so der CO_2-Ausstoß der Branche zwischen 2020 und 2050 um 27 % von 112,8 Mio. auf 82,1 Mio. Tonnen CO_2 gesenkt. Die Branche profitiert bezüglich der Treibhausgasemissionen in diesem Pfad auch von der Umsetzung des Kohleausstiegs in Deutschland. Insgesamt zeigten die Ergebnisse des Referenzpfads, dass sich die Klimabilanz der deutschen Chemie durch Effizienzmaßnahmen in den Anlagen und den Kohleausstieg bereits bis 2030 deutlich verbessern würde. Nach 2030 hingegen sinkt das Emissionsniveau aber nur noch langsam, das Minderungspotenzial durch die weitere Optimierung konventioneller Prozesse wäre dann nahezu ausgereizt.

Im Technologiepfad fällt die Treibhausgasminderung ab 2030 deutlich stärker aus, weil darin stark in neue Prozesstechnologien in der Basischemie investiert wurde. Technologien werden dann eingeführt, wenn sie gegenüber etablierten fossilen Technologien konkurrenzfähig sind. Bei insgesamt 15 Mrd. € zusätzlichen Investitionen und 224 TWh jährlichem Strombedarf (dies entspricht in etwa der gesamten Menge Strom aus erneuerbaren Energien, die 2018 in Deutschland produziert wurde, beziehungsweise dem Stromverbrauch der gesamten deutschen Industrie zur Zeit der Erstellung der Studie) wird der CO_2-Ausstoß der Branche in diesem Pfad zwischen 2020 und 2050 um 61 % von 112,8 Mio. auf 44,4 Mio. Tonnen CO_2 gesenkt. So können energiebedingte und Prozessemissionen stark reduziert werden, während Treibhausgasemissionen aus der Nutzung fossiler Ressourcen als Rohstoffquelle und für Verbrennungsprozesse verblieben, weil diese nur teilweise durch alternative Quellen ersetzt werden konnten. Weitere Fortschritte erreicht die Branche hier, indem sie Kunststoffe durch ein verbessertes mechanisches und chemisches Recycling wieder als Ausgangsmaterial für die Produktion von Basischemikalien verwendet. Der beschriebene Technologiepfad erfordert, dass eine Reihe an Technologien bis 2040 zur Marktreife weiterentwickelt werden. Dies macht erhebliche Investitionen der Unternehmen in Forschung und Entwicklung der Verfahren und staatliche Förderung und Unterstützung dafür erforderlich.

Im Pfad Treibhausgasneutralität werden die im limitierten Technologiepfad beschriebenen Anstrengungen noch intensiviert, um die deutsche Chemie 2050 weitgehend treibhausgasneutral werden zu lassen. Bei insgesamt 45 Mrd. € zusätzlichen Investitionen und 628 TWh jährlichem Strombedarf (dies entspricht der gesamten deutschen Stromproduktion von 2018) im Zieljahr 2050 wird der CO_2-Ausstoß der Branche in diesem Pfad zwischen 2020 und 2050 um 112,8 Mio. Tonnen CO_2 auf nahezu null reduziert. Für die untersuchten Verfahren bleiben nur geringe Restemissionen, die durch weitere Technologien reduziert werden müssen, jedoch nicht Gegenstand der Studie waren. Technologien werden in diesem Pfad schon dann eingeführt, wenn sich aus ihrem Einsatz eine CO_2-Ersparnis ergab – unabhängig von ihrer Wirtschaftlichkeit. Von 2035 bis 2050 werden so alle konventionellen Verfahren der Basischemie durch alternative Verfahren ohne CO_2-Emissionen ersetzt. Die größten CO_2-Minderungen werden erst in den 2040er Jahren erbracht, wenn die Technologien in der Breite wirken könnten und der deutsche Strommix weitgehend dekarbonisiert wäre. Allerdings führt die Einführung

der neuen, strombasierten Verfahren auch zu einem erheblichen Anstieg des Strombedarfs der deutschen Chemie ab Mitte der 2030er Jahre bzw. des Investitionsbedarfs, wobei der größte Teil ab 2040 nötig würde.

Die wesentlichen politischen Voraussetzungen, von denen die Studie ausgeht, waren die Verfügbarkeit von Strom aus erneuerbaren Energien zu einem Preis von 4 ct/kWh und eine umfassende Förderung neuer Technologien sowie eine Unterstützung der Markteinführung durch staatliche Zuschüsse für Investitionen. Als wichtigste politische Rahmenbedingungen wurden das Hinwirken der Politik auf günstige Rohstoffpreise und die regulatorische Anerkennung neuer Technologien als Fortschritt identifiziert, der nicht durch regulatorische Hürden gebremst wird. Eine internationale Klimaschutzvereinbarung sollte vergleichbare Wettbewerbsbedingungen schaffen und bis zu ihrer Verwirklichung sollten Maßnahmen zum Schutz vor Carbon-Leakage erhalten bleiben. Auch sollten Hürden für die Nutzung und Eigenerzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien für die Industrie abgebaut werden.

Die Roadmap Chemie 2050 wurde im Zeitraum Dezember 2018 bis August 2019 durch DECHEMA e.V. und die Future-Camp Climate GmbH unter Mitwirkung eines Begleitkreises des VCI und dort vertretener Unternehmen erarbeitet.

1.2.2 Fortentwicklung der Roadmap Chemie 2050 im Projekt Chemistry4Climate

Die C4C-Fact-Finding-Studie baut in ihrer Betrachtung der chemischen Industrie und ihrer Transformation zu Treibhausgasneutralität auf der Roadmap auf. Sie wurde jedoch methodisch und hinsichtlich des Betrachtungsrahmens erweitert und mit Blick auf die zugrundeliegenden Annahmen aktualisiert. Im Folgenden werden die wesentlichen Unterschiede beschrieben und in Tabelle 2 zusammengefasst dargestellt.

Wie die Roadmap arbeitet das Fact-Finding mit Szenarien. Allerdings wurde das Modell zur Abbildung von Transformationspfaden der chemischen Industrie grundlegend überarbeitet. Die Szenarien stellen im Unterschied zur Roadmap nicht mehr verschieden ambitionierte Transformationspfade dar, die sich je nach Pfad auch in Restemissionen bis 2050 niederschlagen. Stattdessen führen alle Szenarien jeweils zu Treibhausgasneutralität. Damit spiegelt das C4C-Fact-Finding auch eine wesentliche Entwicklung wider, die sich seit der Erstellung der Roadmap vollzogen hat. Sollte diese noch grundsätzlich prüfen, ob und unter welchen Bedingungen das Ziel einer treibhausgasneutralen Chemieproduktion in Deutschland machbar ist, so steht nun die Frage im Zentrum, worin sich die verschiedenen möglichen Wege zu diesem Ziel unterscheiden. Dementsprechend wurde im Fact-Finding keine Betrachtung des Verlaufs der Emissionen nach Scope 1–3 vorgenommen. Die Szenarien stellen vielmehr Technologieschwerpunkte und deren Einfluss auf den Bedarf an Strom, Wasserstoff und Rohstoffen in den Vordergrund.

Der Technologiehochlauf selbst folgt grundsätzlich der in der Roadmap getroffenen Annahme, dass eine Implementierung aufgrund der notwendigen Technologieentwicklungen bis zur Marktreife und des Investitionsvorlaufs im Wesentlichen erst ab Mitte 2030 bis 2040 maßgeblich zunimmt. Dies gilt insbesondere für die Szenarien 1 „Maximale Direktnutzung von Strom“ und 2 „Fokus auf Wasserstoff und PtX“. Szenario 3 „Fokus auf Sekundärrohstoffe“ weicht hiervon ab. Das Szenario spiegelt die differenzierte Analyse von Biomassepotenzialen, des Beitrags von Kunststoffabfällen zur Kohlenstoffversorgung der chemischen Industrie und der Rolle der Kreislaufwirtschaft wider, einen weiteren Schwerpunkt des C4C-Fact-Findings. Das Szenario geht mit Fokus auf Kunststoffabfälle und Biomasse von einer maximalen Nutzung dieser Rohstoffe bis hin zum maximal verfügbaren Potenzial aus. Der Technologiehochlauf für die Nutzung von Biomasse wird, insbesondere für Waldrestholz im Zuge des Waldumbaus, beschleunigt angenommen, der Einsatz von Kunststoffabfällen folgt mit zeitlichem Versatz. Die Deckung des Kohlenstoffbedarfs wird aufgrund der limitierten Verfügbarkeit der alternativen Rohstoffe um CO_2 aus verschiedenen Quellen ergänzt.

Die Roadmap betrachtete zehn Produkte der Grundstoffchemie. Innerhalb des Fact-Findings wurden zusätzlich Buten und Isomere aufgenommen und es erfolgte eine getrennte Betrachtung von Wasserstoff. Die Spezialchemie wurde nicht mehr pauschalisiert, sondern nach Sektoren gegliedert aufgenommen. Das C4C-Fact-Finding geht sehr viel differenzierter auf die einzelnen Technologien zur Herstellung der untersuchten Produkte ein und umfasst eine erweiterte Anzahl an Prozessen. Neu hinzugekommen ist die Route über Methanol zu Olefinen und Aromaten, so dass ein direkter Vergleich zur Route über synthetisches Naphtha möglich ist. Lediglich die Methanpyrolyse wurde angesichts einer Neubewertung von Erdgas als Brückentechnologie infolge des russischen Angriffskrieges auf die Ukraine nicht mehr in die Szenarien aufgenommen, sondern nur als Technologie ausgewiesen.

Auch hinsichtlich der regulatorischen Rahmenbedingungen ist das C4C-Fact-Finding differenzierter als die Roadmap. Dies gilt etwa für die Beschaffung, Erzeugung und den Einsatz von grünem sowie blauem, türkisem und grauem Wasserstoff. Das Fact-Finding spiegelt hier den fortgeschritteneren Stand des regulatorischen Umfelds wider und ist auch enger an die aktuellen Pläne der Bundesregierung angelehnt. Zudem ist das gesamte Thema der Infrastruktur für Wasserstoff, PtX und Strom genauer abgebildet.

Auf Bedarfsseite wurde ausgehend von den Produktionskapazitäten verschiedener Standorte eine regionale Aufschlüsselung des Wasserstoff- und Strombedarfs vorgenommen, ebenfalls eine Neuerung gegenüber der Roadmap. Auf Bedarfsseite wurde der Wärmebedarf für die Grundstoffchemie ausgewiesen. Bei der Spezialchemie erfolgte eine aufgeschlüsselte Betrachtung des Strom- und Wärmebedarfs nach acht Sektoren. Die Roadmap enthielt hierzu keine aufgeschlüsselte Betrachtung und arbeitete stattdessen mit der Annahme, der Kohlenstoff aus der Grundstoffchemie gehe vollständig in die Spezialchemie.

Die Berücksichtigung der Verfügbarkeit der betrachteten Rohstoffe und von Strom aus erneuerbaren Energien konnte durch die Beteiligung der Partner Deutsches Biomasseforschungszentrum (DBFZ), BKV und verschiedener Fraunhofer-Institute seitens der DECHEMA besser mit dem aktuellen Stand der Forschung abgeglichen werden.

Ein wesentlicher Unterschied zwischen den beiden Studien ist die angestrebte Gesamtambition. Zur Zeit der Erstellung der Roadmap wurde noch eine Minderung von 80–95 % bis 2050 angestrebt. Nachdem der Deutsche Bundestag im Juni 2021 in Reaktion auf einen Beschluss des Bundesverfassungsgerichts[2] ein überarbeitetes Klimaschutzgesetz beschlossen hat, ist das Ziel der Klimaneutralität bis spätestens 2045 gesetzlich festgeschrieben. Für das C4C-Fact-Finding bedeutet dies, dass der betrachtete Zeithorizont von 2050 auf 2045 vorgezogen wurde.

Tabelle 1: Annahmen C4C-Fact-Finding vs. Roadmap Chemie 2050

Parameter	Fact-Finding (2021/22)	Roadmap Chemie 2050 (2019)
Produktionsmengen	- 0,5 % p.a. für die Grundstoffchemie + 1,1 % p.a. für die Spezialchemie	0 % p.a. für die Grundstoffchemie + 2 % p.a. für die Spezialchemie
Energieeffizienzentwicklung	Grundstoff-/Spezialchemie: 2020: 0,5 %/2,0 % 2030: 0,2 %/1,5 % 2040: 0,05 %/1,0 % 2045: 0,02 %/0,5 %	Grundstoff-/Spezialchemie: 2020: 0,5 %/2,0 % 2030: 0,2 %/1,5 % 2040: 0,05 %/1,0 % 2050: 0,0 %/0,5 %
Spezialchemie	Aufgeschlüsselte Betrachtung des Strom- und Wärmebedarfs nach 8 Sektoren	Keine aufgeschlüsselte Betrachtung; Annahme: Kohlenstoff aus Grundstoffchemie geht vollständig in die Spezialchemie; kein Import/Export
Produkte	Zusätzlich Buten und Isomere; Wasserstoff getrennt betrachtet; Spezialchemie nach Sektoren	10 Grundchemikalien
Prozesse	Wasserstoff/CO_2, für Olefine und Aromaten über MTA/MTO; Biomasse und Kunststoffabfälle über Pyrolyse zu Naphtha	Für Olefine und Aromaten zusätzlich FT-Naphtha und E-Cracker, Flashpyrolyse von Biomasse, Ethylen über Bioethanol
Wärmebereitstellung	Separat für Grundstoff- und Spezialchemie; 90 % Effizienz bei Power to Heat 70 % Effizienz für H_2 als Brennstoff	Nicht separat betrachtet
Wasserstofferzeugung	Effizienzsteigerung auf Ø 70 %; 47,5 MWh/t H_2	Konservativ 60 % Effizienz; 55 MWh/t H_2

Hinsichtlich der Annahmen gibt es zwischen den beiden Studien folgende Unterschiede: Die Roadmap Chemie 2050 ging von einer anderen Entwicklung der chemischen Industrie in Deutschland aus und rechnete mit konstanten Produktionsmengen der Grundstoffchemie und einem leichten jährlichen Zuwachs der Spezialchemie von 2 %.

Im C4C-Fact-Finding wird unter Berücksichtigung der VCI/Prognos-Studie[3] für die Grundstoffchemie ein jährlicher Produktionsrückgang von 0,5 % angenommen, für die Spezialchemie eine jährliche Steigerung von 1,1 %. Dies stellt eine sehr wichtige Veränderung dar mit deutlichem Einfluss auf die ermittelten Bedarfe. Hinsichtlich der An-

[2] BVerfG (2021): Beschluss des Ersten Senats vom 24. März 2021, 1 BvR 2656/18, Rn. 1–270; https://www.bundesverfassungsgericht.de/e/rs20210324_1bvr265618.html (abgerufen am 15.03.2023).

[3] VCI/Prognos (2019): Wege in die Zukunft – Weichenstellung für eine nachhaltige Entwicklung in der chemisch-pharmazeutischen Industrie; https://www.vci.de/vci/downloads-vci/publikation/2019-10-studie-vci-prognos-wege-in-die-zukunft-fuer-die-chem-pharm-industrie.pdf (abgerufen am 15.03.2023).

nahmen zu den Energieeffizienzgewinnen unterscheiden sich die beiden Studien nur in Bezug auf Elektrolyseure, für die eine Effizienzsteigerung auf durchschnittlich 70 % (Roadmap: 60 %) angenommen wurde.

Da im C4C-Fact-Finding die oben beschriebenen Analysen im Vordergrund stehen und die Arbeiten zu großen Teilen in der 2. Jahreshälfte 2021 durchgeführt wurden, sind die durch den russischen Angriffskrieg auf die Ukraine ausgelösten Veränderungen zum Beispiel in den Energiemärkten nicht in der Modellierung berücksichtigt. Gleiches gilt für die deutlichen Ambitionssteigerungen im europäischen Klimaschutz im Zuge der weiteren Ausgestaltung des Green Deal bzw. von „Fit for 55“ zum Beispiel im EU-Emissionshandel mit der entsprechenden Wirkung auf seit 2019 stark gestiegene Preise für Emissionsberechtigungen. Gleichwohl haben diese in den Diskussionen mit den Stakeholdern insbesondere im Laufe des Jahres 2022 eine große Rolle gespielt und sind in die Bewertung und weitere Ausgestaltung der auf das Fact-Finding aufbauenden Schlussfolgerungen und Empfehlungen eingeflossen, die in Kapitel 4 dargestellt werden.

Bezüglich kostenbezogener Aussagen werden im Fact-Finding insbesondere Investitionen betrachtet, daher wird auf eine Modellierung energie- und CO_2-bezogener Kosten verzichtet und diesbezüglich auch keine expliziten Annahmen getroffen (vgl. auch Kapitel 3.6). Im Vordergrund der Analysen steht die Bestimmung von Bedarfen und die Ableitung von Aussagen für Energien, CO_2 und andere Rohstoffe sowie dazugehörige Infrastrukturen. Dies wird in den nachfolgenden Abschnitten dargestellt und im Kapitel 3 in den o.g. Szenarien verdichtet.

1.2.3 Die bei Chemistry4Climate betrachteten Szenarien

Auf Basis des Fact-Findings sowie der erarbeiteten Schlussfolgerungen wurden drei Szenarien zur Erreichung des Ziels der Treibhausgasneutralität bis 2045 untersucht:

- Szenario 1: Fokus auf maximale direkte Stromnutzung (s. Kapitel 3.2)
- Szenario 2: Fokus auf Wasserstoff und PtX-Brenn- und -Rohstoffe (s. Kapitel 3.3)
- Szenario 3: Fokus auf Sekundärrohstoffe (Kunststoffabfälle und Biomasse) (s. Kapitel 3.4)

Tabelle 2 stellt die wesentlichen Parameter für die drei betrachteten Szenarien zur Klimaneutralität gegenüber.

Der Strombedarf in den strom- und wasserstoffbasierten Szenarien 1 und 2 von über 400 TWh ist angesichts der geschätzten Verfügbarkeit von Strom aus erneuerbaren Energiequellen in Deutschland von 750 bis 1.000 TWh (vgl. Kapitel 2.6) kritisch zu bewerten. Ein Import von Strom, Wasserstoff oder Wasserstoffträgern wie Ammoniak oder Methanol in erheblichem Umfang scheint in diesen Szenarien aus heutiger Sicht unvermeidlich. Der CO_2-Bedarf aus großen stationären Punktquellen ist bis 2045 prinzipiell ausreichend, wobei die tatsächliche Verfügbarkeit dieser Quellen Unsicherheiten unterliegt[4]. Insbesondere unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten sind entlegenere Quellen nur schwer erschließbar. Biomasse und Kunststoffe sind in begrenztem Umfang verfügbar und gerade Biomasse unterliegt einer starken Nutzungskonkurrenz mit anderen Sektoren, sowohl als Sekundär- als auch als Brennstoff oder Biokraftstoff. Diese Konkurrenz wird sich weiter verschärfen. Inwieweit mögliche Importe von nachhaltiger Biomasse und Kunststoffabfällen Lücken schließen können, erscheint aus heutiger Sicht zumindest fraglich.

Die Nutzung von Methan für eine Methanpyrolyse (vgl. Kapitel 2.8.3) ist aufgrund der Versorgungslage und der gegenüber der Dampfreformierung geringen Wasserstoffausbeute in den Szenarien jedoch quantitativ nicht berücksichtigt worden. Auch Carbon Capture and Storage (CCS) in der Chemieindustrie ist in den Szenarien nicht betrachtet worden. Die Nutzung von blauem Wasserstoff würde den Erhalt bestehender Anlageninfrastruktur erlauben, ist aber mit der weiteren Nutzung fossiler Rohstoffe verbunden und erfordert eine zusätzliche Infrastruktur zum Transport und der Speicherung von CO_2.

Die angenommenen Investitionsbedarfe sind nicht inflationsbereinigt. Sie sind in den wasserstoffbasierten Szenarien besonders hoch. Es wurden Investitionskosten von 4.000 €/t H_2 angenommen, was ca. 736 €/kW Elektrolyseurleistung entspricht und damit einem mittleren Wert. Hohe Investitionskosten beruhen in allen Szenarien auf der notwendigen Installation neuer Anlagen: Fischer-Tropsch-Anlagen, zusätzlicher Methanolanlagen und MTO/MTA-Anlagen, Pyrolyse- und Vergasungsanlagen für Biomasse und Kunststoffe, etc. Für Cracker wird eine Umrüstbarkeit auf E-Cracker angenommen. Die notwendige Transportinfrastruktur und Logistik für alternative Rohstoffe (CO_2, Biomasse, kunststoffbasierte Sekundärrohstoffe), aber auch für Strom- und Wasserstoffnetze ist nicht inkludiert, sie übersteigt die angenommenen Investitionen um ein Vielfaches.

[4] Zur Frage der verfügbaren Menge von CO_2 aus Punktquellen sind u.a. auch Klimaneutralitätspfade anderer Branchen von großer Bedeutung; die im Zuge der Stakeholderprozesse zu den Ergebnissen des Fact-Findings erfolgten Hinweise wurden eingearbeitet (Abfallwirtschaft).

Tabelle 2: Vergleich der Szenarien; alle angegebenen Werte beziehen sich auf 2045

Parameter [Einheit]	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3	Anmerkung
Strombedarf [TWh]	464	508	325	Inkl. Strombedarf für Wasserstoff. In Szenario 2 am höchsten wegen hohen H_2-Bedarfs
Wasserstoffbedarf [TWh]	214	283	148	H_2-Bedarf für Fischer-Tropsch-Naphtha und Brennstoff in Szenario 2 besonders hoch
CO_2-Bedarf [kt]	44.051	51.977	21.310	Fischer-Tropsch-Naphtha-Route (Szenario 2) hat den höchsten CO_2-Bedarf
Biomassebedarf [kt Trockenmasse]	2.700 für Spezialchemie		26.576 für Grundstoff-, 2.700 für Spezialchemie	Nutzung zusätzlicher Biomasse und Einsatz in Grundstoffchemie nur in Szenario 3; dann max. verfügbares Potenzial ausgeschöpft
Kunststoffabfallbedarf [kt]	3.160 für mech. Recycling		3.160 für mech. Recycling, 2.228 für chem. Recycling	Chemisches Recycling und Einsatz in Grundstoffchemie nur in Szenario 3; dann max. verfügbares Potenzial ausgeschöpft
Fischer-Tropsch-Naphtha-Bedarf [kt]	-	15.334	6.134	
Bio-Naphtha-Bedarf [kt]	-	-	5.691	Nur in Szenario 3
Methanolbedarf [kt]	30.558	-	-	Nur in Szenario 1 für MTO/MTA Methanol zu Olefinen und Aromaten
Nomin. Investitionen [Mio. €]	40.296	40.623	25.676	In Szenario 1 und 2 wegen Investitionen in Elektrolyseure am höchsten

Im Vergleich der drei Szenarien zur Klimaneutralität sind die sehr erheblichen Unterschiede bei den jeweils benötigten Mengen sehr deutlich. Das gilt auch und besonders für die jeweils benötigten Mengen von Strom, Wasserstoff und CO_2 sowie die Investitionskosten. Je mehr Biomasse und Kunststoffabfälle als Rohstoffe für die Chemieindustrie verfügbar sind, desto geringer sind die Bedarfe an Strom, Wasserstoff und CO_2 samt den dazugehörigen Infrastrukturen sowie – ohne Berücksichtigung der Infrastrukturkosten – auch die Investitionsbedarfe. Letztere bleiben in allen Szenarien hoch und beinhalten auch noch keine Betriebskostenvergleiche, was in Anbetracht der starken Bepreisung von CO_2 in der EU gerade im Vergleich zu Wettbewerbsregionen außerhalb der EU auch Förderinstrumente sinnhaft erscheinen lässt.

Die starken Wechselwirkungen zwischen den Szenarien bezüglich damit einhergehender Bedarfe verdeutlichen auch, welche Bedeutung die Wechselwirkungen zwischen den verschiedenen Rechtsakten haben, die insb. im Rahmen des „Fit for 55“-Pakets vorliegen. Zumeist sind diese in noch nicht final verabschiedeter Form (zum Beispiel Rechtsakte zur Erneuerbare-Energien-Richtlinie – RED, Erweiterungen des EU-Emissionshandelssystems – EU-ETS und Einführung des CO_2-Grenzausgleichssystems [Carbon Border Adjustment Mechanism – CBAM; Sustainable Carbon Cycles] oder sie fehlen noch wie zum Beispiel Festlegungen zum Umgang mit Carbon Capture and Utilization (CCU) im EU-Emissionshandel[5]. Daraus ergeben sich auch Ansatzpunkte für die weitere Ausgestaltung nationaler Strategien wie z. B. zum Carbon Management[6].

Die Unterschiede zwischen den Szenarien schlagen sich auch bei den abgeschätzten regionalisierten Bedarfen nieder, was in den nachfolgenden Abbildungen verdeutlicht wird.

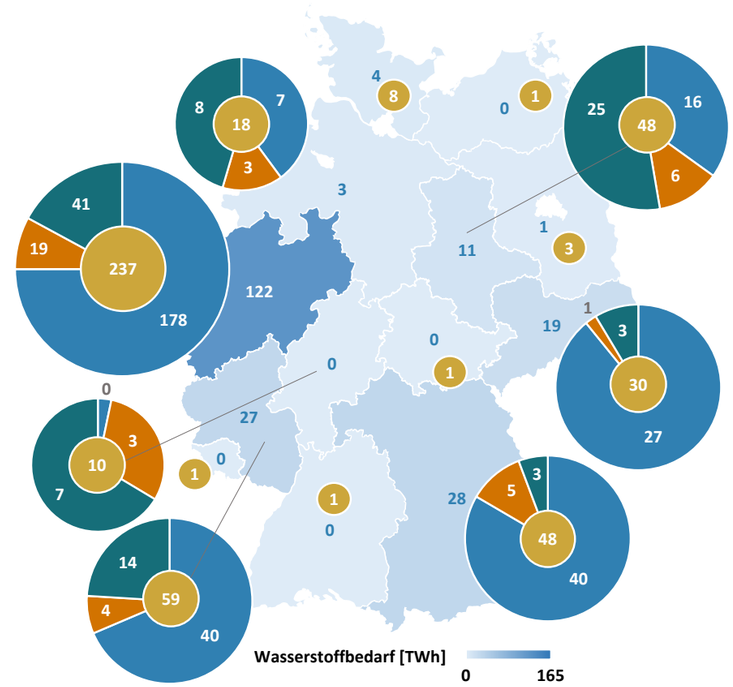
[5] Rechtstext lag bei Redaktionsschluss noch nicht vor; s. Pressemitteilung vom 19.12.2022 zu Klimaschutz: Einigung über ehrgeizigeren EU-Emissionshandel (ETS); https://www.europarl.europa.eu/news/de/press-room/20221212IPR64527/klimaschutz-einigung-uber-ehrgeizigeren-eu-emissionshandel-ets (abgerufen am 15.03.2023).

[6] Die Bundesregierung hat begonnen, eine Nationale Strategie zum Carbon Management zu entwickeln; vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2023): CCU/CCS: Baustein für eine klimaneutrale und wettbewerbsfähige Industrie; https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Industrie/weitere-entwicklung-ccs-technologien.html (abgerufen am 15.03.2023)

Abbildung 2 stellt den regionalen Wasserstoff- und Strombedarf (untergliedert nach Prozesse, Utilities und Wärme) gegenüber. Unterschiede treten nur für solche Regionen auf, in denen eine anteilige Grundchemikalienproduktion existiert, die sich entsprechend in den Szenarien niederschlägt.

Abbildung 2: Regionaler Strom- und Wasserstoffbedarf in 2045, Szenarien 1–3

Szenario 1

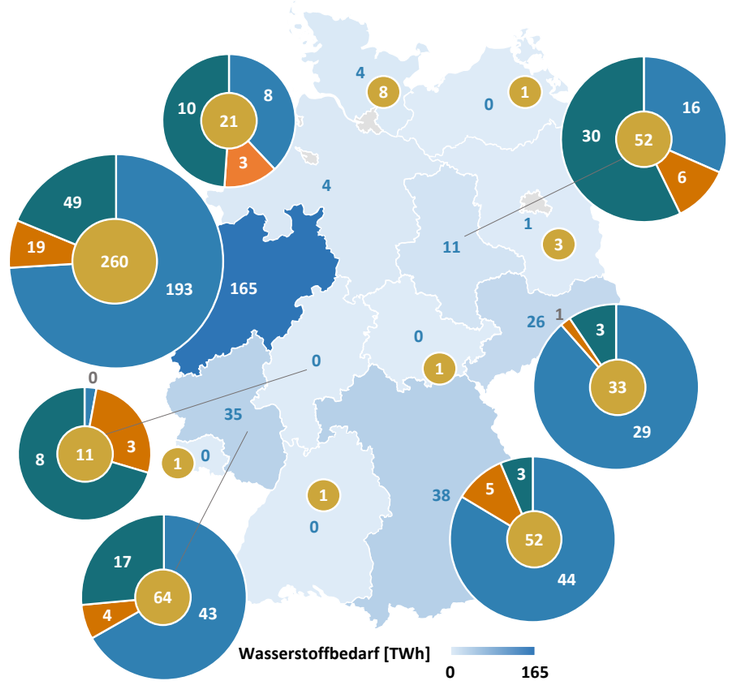


- Strombedarf Prozesse (in TWh)
- Strombedarf Utilities (in TWh)
- Strombedarf Wärme (in TWh)
- Strombedarf gesamt (in TWh)

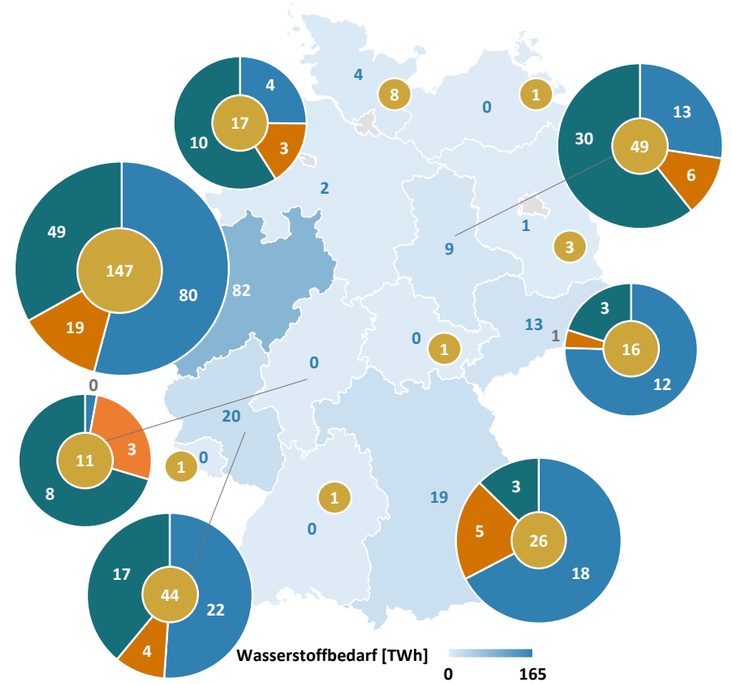
Werte < 10 TWh Strombedarf lediglich summarisch dargestellt

Die Darstellung der Energie- und Wasserstoffbedarfe nach Bundesländern beruht im Wesentlichen auf den Standorten der produzierenden Unternehmen für die hier näher betrachteten Hauptprozesse sowie einer Analyse der Daten aus Destatis bzgl. Aufschlüsselung des Energiebedarfs auf Landkreisebene. Diese sind jedoch nicht nach Industriesektor aufgeschlüsselt und wurden nicht in die Darstellung einbezogen, wenn sie nicht eindeutig zugeordnet werden konnten. Einige Daten sind darüber hinaus als geheim deklariert und nicht zugänglich. Daher ist diese Darstellung ggf. in einzelnen Bundesländern (zum Beispiel Baden-Württemberg, Hessen und Brandenburg) nicht vollständig und eher als untere Abschätzung zu verstehen.

Szenario 2



Szenario 3



Diese Ergebnisse geben u.a. Anhaltspunkte dafür, dass nicht alle Bedarfe der Chemie zwangsläufig mit bundesweiten Infrastrukturen abgedeckt werden müssen, sondern auch regionalisierte branchenübergreifende Konzepte denkbar sind (vgl. Kapitel 4.3.3).

Sowohl bei der Bewertung der jeweils einzelnen Szenarien als auch im Vergleich ist stets zu beachten, dass die Szenarien idealtypische Betrachtungen für die gesamte Branche darstellen. Welcher Technologie- und damit einhergehend Klimaneutralitätspfad im jeweiligen Einzelfall und Mix eingeschlagen wird, ist eine auf Ebene einzelner Unternehmen zu treffende Entscheidung. Trotzdem zeigen die Szenarien das Spektrum und auch die deutliche Fortentwicklung der Arbeiten an der Transformation der Chemieindustrie im Zuge des Prozesses Chemistry4Climate.

1.2.4 Schlussfolgerungen und Empfehlungen

Ein wesentlicher Teil des Stakeholderprozesses waren wie oben dargestellt drei Facharbeitsgruppen, die sich mit den Themen Energieversorgung und Infrastruktur der Zukunft (AG 1), Kreislaufwirtschaft und Rohstoffversorgung der Zukunft (AG 2) und regulatorische Rahmenbedingungen (AG 3) auseinandergesetzt haben. Das zentrale Ergebnisformat der Arbeitsgruppen stellt das Kapitel 4 zu Schlussfolgerungen und politischen Empfehlungen dar. Hierbei wurden zu insgesamt sechs Themengebieten 33 Thesen formuliert und begründet. In Ihnen finden sich differenzierte Expert:innen-Einschätzungen zu den wesentlichen Zukunftsfragen der Branche in Form konstruktiver Beiträge. Aufbauend auf den wissenschaftlichen Darstellungen und Modellierungen des Fact-Findings spiegeln sie das sowohl in grundlegender Fachkenntnis als auch in der operativen Praxis verwurzelte Wissen der Gegenwart wider.

Zusammenfassung wesentlicher Aussagen der Arbeitsgruppen

Kunststoff-Kreislaufwirtschaft:

Kunststoffabfälle können als Sekundärrohstoffe einen großen Teil des Kohlenstoffbedarfs der Chemieindustrie decken. Dahingehend bedarf es eines Mentalitätsumschwungs in Industrie, Gesellschaft und Politik. Entscheidendes Kriterium für den Umgang mit Stoffströmen in der EU stellen die Ökobilanz in Verbindung mit technischer Machbarkeit und Wirtschaftlichkeit dar. Kreislaufwirtschaft muss entlang der gesamten Wertschöpfungskette verwirklicht, die Technologieoffenheit der Verwertungsverfahren ermöglicht werden. Es bedarf eines komplementären Ansatzes für mechanisches und chemisches Recycling sowie der Gewährleistung der erforderlichen Qualität von Rezyklaten für den weiteren Einsatz als (Sekundär-)Rohstoffe in der Industrie. In Hinsicht auf Importe soll Europa als Recycling-Binnenmarkt begriffen werden. In Wirtschaft, Politik und Gesellschaft braucht es einen Mentalitätsumschwung zur Wahrnehmung von Abfällen als wertvolle Sekundärrohstoffe. In Modellierungen sollten die Entwicklungen der Kunststoffabfallmengen und die der klimarelevanten CO_2-Emissionen transparent und unter klaren Annahmen prognostiziert werden.

Biomasse:

Die Klimaschutzwirksamkeit ist das wesentliche Kriterium für den Einsatz nachhaltiger Biomasse. Der Umgang mit Nutzungskonkurrenzen soll durch die Einführung einer Nutzungshierarchie und von -kriterien für Biomasse geklärt werden. Stoffliche Nutzungen müssen Vorrang haben, energetische Nutzungen der Biomasse sollten sich eher auf Hochtemperaturprozesse in der Industrie fokussieren, im Idealfall im Verbund mit Abscheidung und Nutzung von CO_2, um so nach einer energetischen eine weitere stoffliche Nutzung zu ermöglichen. Eine Maximierung auch der Nutzung von Primärholz und nachwachsenden Rohstoffen in der Chemieindustrie wird vor diesem Hintergrund empfohlen. Es sollten sektorübergreifend Nachhaltigkeitsstandards und Zertifizierungen für Biomasse implementiert werden. Für Importe soll eine Gewährleistung der Versorgungssicherheit und Resilienz durch den Einsatz von Biomasse thematisiert werden. In Modellierungen sollte eine Datengrundlage für die Planung und den nutzungseffizienten Einsatz von Biomasse geschaffen werden. Die Potenziale der Bioökonomie gilt es zu fördern und zu nutzen.

CO_2-Quellen:

CO_2 wird als Kohlenstofflieferant in der chemischen Industrie unverzichtbar, um Treibhausgasneutralität zu erreichen. Carbon Capture and Utilization (CCU) wird ein Kernelement der Treibhausgasneutralitätsstrategie der Chemie sein. Die notwendige CO_2-Transportinfrastruktur muss vorbereitet und geschaffen werden, hier können auch regionalisierte Konzepte zum Tragen kommen.

Strom aus erneuerbaren Energien:

Ein rascher und ambitionierter Ausbau der erneuerbaren Energien und notwendigen Stromnetze ist elementare Voraussetzung der Transformation. Bzgl. der Weiterentwicklung der Infrastruktur müssen eine engere Verzahnung und die Berücksichtigung regionaler Bedarfe als Teile des Netzentwicklungsplanungsprozesses stattfinden. Um seinen Gesamtstrombedarf 2045 zu decken, wird Deutschland auf Importe angewiesen sein. Flexibilitäten (Demand Side Management, DSM) müssen genutzt und Strom aus Erneuerbaren rund um die Uhr verfügbar gemacht werden. Daher werden auch Speichertechnologien ein essenzieller Bestandteil des zukünftigen Energiesystems sein. Bei Modellierungen sollte künftig eine Berücksichtigung von Wärmebedarfen (PtH) auch auf regionaler Ebene erfolgen.

Wasserstoff:

Wasserstoff ist für die chemische Industrie eine wertvolle Zukunftsressource. Der Umgang mit absehbaren Nutzungskonkurrenzen muss thematisiert werden. Der Einsatz von Wasserstoff sollte daher dort angereizt werden, wo er nicht substituiert (insb. in der stofflichen Nutzung) und/oder mit hohen Treibhausgaseinsparungen eingesetzt werden kann. Trotz der Notwendigkeit von Importen sollte auf verstärkte heimische Erzeugung in Deutschland und Europa gesetzt werden. Für das Zieljahr 2045 sollte eine ausschließliche Verwendung von grünem Wasserstoff angestrebt werden, wobei während der Transformationsphase die Nutzung verschiedener Technologieoptionen mit möglichst niedrigem CO_2-Fußabdruck möglich sein soll (technologieoffener Ansatz). Die notwendige leitungsgebundene H_2-Transportinfrastruktur muss geschaffen bzw. bestehende Netze umgewidmet werden. Der Aufbau von Wasserstoffspeicherkapazitäten wird ein wesentlicher Baustein des künftigen Energiesystems sein.

Finanzierung:

Strom zu wettbewerbsfähigen Preisen ist und bleibt elementare Voraussetzung für ein Gelingen der Transformation bspw. durch einen international wettbewerbsfähigen, effektiv zu bezahlenden Transformationsstrompreis von 4–6 ct/kWh bzw. durch die Senkung der staatlichen Preisbestandteile beim Strom. Ebenfalls braucht es einen schnellen Markthochlauf von Wasserstoff zu international wettbewerbsfähigen Preisen. Die Maximierung des Recyclingpotenzials sowie des nachhaltigen Biomassepotenzials soll durch Förderprogramme und ein kohärentes finanzielles Anreizsystem vorangetrieben werden, auch zur Dämpfung zusätzlicher Strom- und Wasserstoffbedarfe. Mit Klimaschutzverträgen soll für langfristige Planungssicherheit bei der Transformation gesorgt werden. Schließlich sollten öffentliche Fördermaßnahmen für den Mittelstand angepasst werden.

2 ERGEBNISSE DER FACT-FINDING-STUDIE VON CHEMISTRY4CLIMATE

2.1 Betrachtete Technologien

Für die Transformation der chemischen Industrie werden Technologien betrachtet, die eine direkte oder indirekte Energieversorgung aus erneuerbaren Energiequellen ermöglichen und rohstofflich auf klimaneutralem Wasserstoff und nicht fossilen bzw. recycelten Kohlenstoffquellen beruhen (ein Überblick findet sich in Anhang 7.1). Mit Ausnahme von Harnstoff und Chlor stehen für alle Grundchemikalien verschiedene Technologieoptionen zur Verfügung, die auf Strom und Wasserstoff (H_2), Kohlendioxid (CO_2), Biomasse oder Kunststoffabfällen basieren. Das zu erwartende Prozessportfolio beruht auf der Verfügbarkeit der jeweils erforderlichen Rohstoffe, die in Anhang 7.1 aufgeführt sind. Die Herstellung von Fein- und Spezialchemikalien inkl. Pharmazeutika wird aufgrund der Komplexität und Vielzahl der Produkte und Synthesewege nicht im Einzelnen betrachtet. Stattdessen wird angenommen, dass diese Produkte auf den treibhausgasneutral erzeugten Grundstoffen basieren und im Sinne der Treibhausgasneutralität nur noch der zusätzliche Energiebedarf für Prozesswärme und Utilities betrachtet werden muss.

2.2 Mengengerüste für Grund- und Spezialchemikalien

Für den Verlauf der Produktionsvolumina der chemischen Industrie in Deutschland in der Zukunft wird, angelehnt an die VCI/Prognos-Studie Chemie 2050[7], ein Rückgang um 0,5 % p. a. für die Grundstoffchemie und ein Wachstum von 1,1 % p. a. für die Spezialchemie angenommen. Diese Annahme beinhaltet, dass es im Zuge der Transformation der deutschen chemischen Industrie zu keinen disruptiven Verlagerungen von Produktionskapazitäten in andere Weltregionen kommt. Krisenbedingte Änderungen von Produktionsmengen werden ebenfalls nicht in Betracht gezogen. Die resultierenden jährlichen Produktionsmengen auf Basis der Mengen für 2020[8] sind in Tabelle 3 aufgeführt. Sie enthalten nur die für die Chemieproduktion erforderlichen Grundchemikalien, nicht den potenziellen zusätzlichen Bedarf für die Umstellung von Prozessrouten, z.B. Methanol für Methanol-to-Olefines- oder Methanol-to-Aromatics-Prozesse zur Herstellung von Olefinen und Aromaten oder Ammoniak als möglicher Wasserstoffträger.

Tabelle 3: Produktionsvolumina Chemische Industrie

Produkt	2020	2030	2040	2045
Ammoniak [kt/a]	3.111	2.959	2.814	2.744
Harnstoff [kt/a]	386	367	349	341
Methanol [kt/a]	1.523	1.449	1.378	1.344
Ethylen [kt/a]	4.969	4.726	4.495	4.384
Propylen [kt/a]	3.480	3.310	3.148	3.070
Butylen und Isomere [kt/a]	2.147	2.042	1.942	1.894
Benzol [kt/a]	1.527	1.452	1.381	1.347
Toluol [kt/a]	571	543	517	504
o-/p-Xylol [kt/a]	395	376	357	348
Chlor [kt/a]	3.179	3.024	2.876	2.805

[7] VCI/Prognos (2019).

[8] VCI (2021): Chemiewirtschaft in Zahlen; https://www.vci.de/vci/downloads-vci/publikation/chiz-historisch/chemiewirtschaft-in-zahlen-2021.pdf (abgerufen am 15.03.2023).

2.3 Wärme- und Strombedarf für Grundstoff- und Spezialchemie

Für den heutigen Wärme- und Strombedarf der chemischen Industrie werden die BDI Klimapfade 2.0[9] und die Anwendungsbilanz von Fraunhofer ISI[10] herangezogen. Die Aufteilung des Wärmebedarfs nach Anwendungsbereichen ist der Anwendungsbilanz für Brennstoffe und Fernwärme der Chemie von Fraunhofer ISI entnommen (s. Anhang 7.2). Tabelle 4 zeigt die erhobenen Daten. Die BDI-Studie weist einen etwas höheren Wärmebedarf aus als die Anwendungsbilanz von Fraunhofer ISI.

Aus den Daten lässt sich der Anteil des entsprechenden Energiebedarfs für Prozesswärme mit 97 % für die Grundstoffchemie und mit 88 % für die Spezialchemie ermitteln.

BDI Klimapfade 2.0 weist beim Energiebedarf für die chemische Industrie Anteile für Hochtemperaturwärme (> 500 °C) und Mitteltemperaturwärme (< 500 °C) jeweils für die Grundstoff- und die Spezialchemie getrennt aus.[11] Dies ist für die weitere Betrachtung der zukünftigen Wärmeversorgung wichtig (s. Kapitel 2.3.1).

Der Strombedarf für die chemische Industrie aus der Anwendungsbilanz von Fraunhofer ISI[10] ist in Anhang 7.3 aufgeführt. In Summe beträgt dieser 52,4 TWh im Jahr 2020 und liegt damit nahe an der Angabe des VCI für 2022 von 51 TWh[12]. 87 % des Stromverbrauchs entfallen auf die Grundstoffchemie (s. Anhang 7.3).

Tabelle 4: Wärme- und Strombedarf der chemischen Industrie nach Anwendungsbilanz[10]

	Grundstoffchemie	Spezialchemie
Wärmebedarf [TWh][10, 11]	94[10]–104[11]	13,9[10]–17,5[11]
Anteil Prozesswärme[10]	97 %	88 %
Hochtemperatur (> 500°C) [TWh]	64[11]	10,8[11]
Mitteltemperatur (< 500°C) [TWh]	40[11]	6,7[11]
Strombedarf [TWh]	45,8[10]	6,6[10]

Während der Wärme- und Strombedarf für die im C4C-Fact-Finding betrachteten Prozesse und Produkte der Grundstoffchemie prozessspezifisch ausgewiesen werden kann, ist dies in der Spezialchemie aufgrund der Komplexität nicht möglich. Hier wurde eine Aufteilung nach Sektoren auf Basis von Energiedaten des VCI nach Sparten der Spezialchemie von 2017[13] vorgenommen.

Für die weitere Entwicklung des Energiebedarfs wurden Effizienzfaktoren festgelegt, um die fortlaufenden Anpassungen bestehender Anlagen mit dem Ziel höherer Energieeffizienz abzubilden. Für Energieeffizienzgewinne wurden die Annahmen der Roadmap übernommen. Darin wird die zeitliche Entwicklung wie folgt angenommen, wobei die Potenziale der Grundstoffchemie durch zahlreiche bereits erfolgte Effizienzmaßnahmen als deutlich geringer anzusehen sind:

für die Grundstoffchemie

2020: 0,5 % 2030: 0,2 % 2040: 0,05 % 2045: 0 %

für die Spezialchemie

2020: 2 % 2030: 1,5 % 2040: 1 % 2045: 0,5 %

[9] BCG (2021): BDI Klimapfade 2.0 – Ein Wirtschaftsprogramm für die Zukunft; https://web-assets.bcg.com/58/57/2042392542079ff8c9ee2cb74278/klimapfade-study-german.pdf (abgerufen am 15.03.2023).
[10] Fraunhofer ISI (2021): Erstellung von Anwendungsbilanzen für die Jahre 2018 bis 2020 für die Sektoren Industrie und GHD; Studie für die Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (AGEB); https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2020/10/isi_anwendungsbilanz_industrie_2020_20210903.pdf (abgerufen am 15.03.2023).
[11] BCG (2021): S. 84, Abbildung 38.
[12] VCI (2022): Chemiewirtschaft in Zahlen 2022; https://www.vci.de/vci/downloads-vci/publikation/chiz-historisch/chemiewirtschaft-in-zahlen-2022.pdf (abgerufen am 15.03.2023).
[13] VCI (2019) auf Basis NACE REV. 2 gemäß Verordnung (EG) Nr. 1893/2006 (…) vom 20. Dezember 2006 zur Aufstellung der statistischen Systematik der Wirtschaftszweige NACE Revision 2 und zur Änderung der Verordnung (EWG) Nr. 3037/90 des Rates sowie einiger Verordnungen der EG über bestimmte Bereiche der Statistik.

2.3.1 Zukünftige Bereitstellung von Wärme

Für eine treibhausgasneutrale Produktion kann die Energieversorgung und insbesondere die Wärmebereitstellung der chemischen Industrie zukünftig nicht mehr auf Erdgas und anderen fossilen Energieträgern basieren, sondern muss direkt oder indirekt auf Strom aus erneuerbaren Energiequellen beruhen. Zwei Varianten werden hierbei betrachtet:

1. Komplette direkte Elektrifizierung der Wärmeversorgung unabhängig vom Temperaturbereich; hierbei kommen Power-to-Heat-Technologien wie Elektrodenkessel und Wärmepumpen zum Einsatz, für Temperaturen über 500 °C neue Technologien wie elektrische Induktionsheizungen. Derartige Technologien sind u.a. beim Elektrocracker in der Entwicklung, hier sind Temperaturen von 800 °C zu realisieren.
2. Direkte Elektrifizierung des Wärmebedarfs nur für Temperaturbereiche unter 500 °C. Über 500 °C werden konventionelle Öfen mit Brennern eingesetzt, die mit PtX-Brennstoffen befeuert werden, im einfachsten Fall mit klimaneutralem Wasserstoff.

Berechnungsgrundlage sind die in Kapitel 2.3 dargestellten Werte für den Wärmebedarf und die Verteilung nach Temperaturbereichen unter bzw. über 500 °C. Für Power-to-Heat-Technologien, z. B. über Elektrodenkessel, wird von einem mittleren Wirkungsgrad für die Wärmeerzeugung aus Strom von 90 % ausgegangen, bei Wasserstoff als Stellvertreter für synthetische Brennstoffe von 70 %. Dementsprechend ist der Strombedarf bei Variante 2 aufgrund der höheren Wirkungsgradverluste größer als bei Variante 1. Bei einer weiteren Umsetzung von Wasserstoff zu synthetischem Methan oder anderen PtX-Brennstoffen sind zusätzliche Umwandlungsverluste einzukalkulieren, der Gesamtwirkungsgrad sinkt dann weiter ab.

Tabelle 5 zeigt den resultierenden Strombedarf der Varianten 1 und 2 für die Grundstoffchemie und die Spezialchemie für das Jahr 2045, ab dem von 100 % Implementierung der Varianten 1 bzw. 2 ausgegangen wird. Die abgeschätzte Aufteilung nach Sparten der Spezialchemie basiert auf einer Verteilung des Energiebedarfs nach Daten des VCI von 2017 und ist anhand der angenommenen Wachstumsrate extrapoliert auf 2045. Möglicherweise vorhandene Unterschiede im Wärmebedarf zwischen den Sparten sind nicht berücksichtigt, so dass diese Zahlen mit Unsicherheiten von schätzungsweise 20 % behaftet sind.

Tabelle 5: Strombedarf 2045 der Grundstoff- und Spezialchemie für Utilities und Elektrifizierung des Wärmebedarfs nach Varianten 1 und 2

Strombedarf 2045 [TWh]	Utilities	Variante 1: 100 % PtH	Variante 2: PtH bis 500 °C, darüber H_2
Basischemie	**37,6**	**88,5**	**99,0**
Spezialchemie	**5,8**	**15,4**	**17,2**
Techn. Kunststoffe	3,1	5,5	6,1
Chemiefasern	0,4	2,1	2,3
Waschmittel, Seifen, Kosmetika	0,2	1,5	1,6
Farben & Lacke	0,5	2,0	2,2
Pflanzenschutzmittel	0,1	0,1	0,2
Klebstoffe	0,03	0,05	0,05
Andere Spezialitäten	0,8	2,4	2,7
Pharmazeutika	0,7	1,8	2,0

Die mittlere Spalte zeigt Variante 1, die rechte Variante 2 (jeweils für 100 % Implementierung). Die linke Spalte weist den weiteren, nicht wärmebezogenen Strombedarf für Utilities wie Pumpen, Druckluft, Beleuchtung etc. aus, auf Basis der Aufteilung in Anhang 7.3, unter der Annahme, dass es keine signifikante Verschiebung der Anteile gibt.

Tabelle 6 zeigt den Energiebedarf an Strom und fossilen Brennstoffen für die Grundstoffchemie und die Spezialchemie 2020. Gegenübergestellt ist der Bedarf an Strom für Utilities und die Wärmeversorgung entsprechend der o.g. Varianten 1 und 2. Wie bereits erläutert, ist der Strombedarf für Variante 2 jeweils höher als für Variante 1. Für die Grundstoffchemie ist 2045 ein geringerer Energiebedarf für Utilities und Wärme zu verzeichnen, dies entspricht den angenommenen Effizienzgewinnen und dem Absinken der Produktionsmengen in Deutschland (vgl. Kapitel 2.2). Für die Spezialchemie werden Effizienzsteigerungen durch die Produktionszuwächse überkompensiert, so dass ein höherer Strombedarf resultiert.

Tabelle 6: Energiebedarf 2020 und Strombedarf für Utilities und Wärme (nach Varianten 1 und 2) für 2045 (vollständige Implementierung)

	Energiebedarf (Strom + fossile Brennstoffe) 2020 [in TWh][14]	Strombedarf für Wärme (100 % PtH) + Utilities 2045 [in TWh]	Strombedarf für Wärme (H_2 ab 500 °C) + Utilities 2045 [in TWh]
Grundstoffchemie	142	119,5	136,5
Spezialchemie	22,5	27,5	31,4
Summe	**164,5**	**147**	**167,9**

2.4 Wasserstoffbedarf der chemischen Industrie

Der aktuelle (fossil basierte) Wasserstoffbedarf der chemischen Industrie ergibt sich aus der direkten Nutzung von Wasserstoff als chemischem Rohstoff für die Produktion ausgewählter Chemikalien entlang etablierter Prozessrouten. Wasserstoff wird hierfür in der Regel lokal vor Ort über die Dampfreformierung von Erdgas bereitgestellt. Es entstehen auch nicht unerhebliche Mengen von Wasserstoff als Nebenprodukt chemischer Prozesse, insb. der Chlor-Alkali-Elektrolyse. Wasserstoff als Brennstoff kommt nur dann zum Einsatz, wenn eine andere Verwendung von vorhandenem Wasserstoff nicht möglich oder sinnvoll ist. Er wird aktuell in der gekoppelten Strom- und Dampferzeugung der jeweiligen Standorte als THG-neutraler Erdgasersatz eingesetzt. Die Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff kommt aktuell nur in Einzelfällen und für relativ kleine Anwendungen zum Einsatz.

Der größte Einzelprozess, der den Einsatz von Wasserstoff bedingt, ist die Haber-Bosch-Synthese zur Herstellung von Ammoniak, gefolgt von der Methanolsynthese. In beiden Fällen erfolgt die Bereitstellung des Wasserstoffs über die Dampfreformierung von Erdgas bzw. spielt im Falle von Methanol die Vergasung von Visbreaker-Rückständen eine bedeutende Rolle.

Zukünftig werden die Einsatzgebiete von Wasserstoff in der chemischen Industrie von einer fundamentalen Erweiterung geprägt sein. Während der Bedarf der zentralen Prozesse, Ammoniak- und Methanolsynthese, perspektivisch leicht sinken wird (vgl. Kapitel 2.2), wird erwartet, dass Wasserstoff zum einen zunehmend die Rolle eines Brenngases für jene Hochtemperaturprozesse, die einer direkten Elektrifizierung nicht zugänglich sind, übernimmt, zum anderen ein zentrales Element bei der Bereitstellung von Rohstoffen auf Basis der Umsetzung von CO_2 und Wasserstoff für die Wertschöpfungsketten der (Petro-)Chemie sein wird.

Darüber hinaus wird Wasserstoff perspektivisch für die Abtrennung von Heteroatomen sowie die Einstellung von C:H-Verhältnissen für die Rohstoffbereitstellung aus Biomasse oder Kunststoffabfällen benötigt. Dieser Aspekt ist aktuell noch schwer abzuschätzen, jedoch wird dieser Wasserstoffbedarf deutlich geringer ausfallen, als wenn die gleiche Menge Produkte über CO_2 und Wasserstoff hergestellt würde.

Der aktuelle und zukünftige Wasserstoffbedarf in der chemischen Industrie ist in Anhang 7.4 zusammengestellt. Unter den getroffenen Angaben ergibt sich für 2045 ein maximaler Wasserstoffbedarf von rund 1.674 kt für die Umstellung der Prozesse, die aktuell bereits Wasserstoff benötigen, sowie die Umstellung der Prozesswärme von T > 500 °C auf Wasserstofffeuerung. Erfolgt die Bereitstellung des Wasserstoffs über die Wasserelektrolyse, so lässt sich daraus ein Strombedarf im Umfang von 90 TWh für 2045 ableiten.

Zusätzlich zu dieser Umstellung entsteht ein Substitutionsbedarf für die aktuell verwendeten petrochemischen Grundstoffe, die im Wesentlichen aus dem Steamcracking von Naphtha gewonnen werden. Die zwei vielversprechendsten Routen zur alternativen Bereitstellung von petrochemischen Grundchemikalien verlaufen über die Herstellung von Fischer-Tropsch-Naphtha aus CO_2 und H_2 gefolgt von Steamcracking oder über die Herstellung von Methanol aus CO_2 und H_2 gefolgt von Prozessen wie Methanol-to-Olefines/Propylene/Aromatics, um die gewünschten Chemikalien herzustellen. Während die Fischer-Tropsch-Route sich gut in bestehende Prozessstrukturen eingliedert, kann die Methanol-Route von Vorteil sein, wenn spezifische Produkte benötigt werden.

In jedem Fall muss der aktuelle Feedstock, konventionell aus fossilen Rohstoffen erzeugtes Naphtha, durch aus CO_2 und H_2 erzeugtes Naphtha oder Methanol ersetzt werden. Daraus resultiert ein Wasserstoffbedarf von 6.998 kt H_2 (Fischer-Tropsch-Route) bzw. 5.775 kt H_2 (Methanol-Route), was einem Strombedarf von 299 TWh (Fischer-Tropsch-Route) bzw. 275 TWh (Methanol-Route) entspräche. Der resultierende Bedarf an CO_2 als Kohlenstoffquelle läge zwischen 52 Mio. t (Fischer-Tropsch-Route) und 46,7 Mio. t (Methanol-Route). Nicht dargestellt ist der Bedarf an Wasserstoff für chemisches Recycling oder die Aufwertung von Biomasse. Diese Routen sind aufgrund der Verfügbarkeit der Rohstoffe beschränkt und substituieren im Effekt petrochemische Rohstoffe. Der Wasserstoffbedarf[15] für diese Routen ist deutlich geringer als für die Herstellung der Grundstoffe auf Basis von CO_2 und H_2.

Insgesamt ergibt sich daher eine Spanne für den Wasserstoffbedarf der deutschen chemischen Industrie für 2045 von mindestens 1.045 kt (elektrifizierte Wärme, ohne petrochemische Grundstoffe) über 1.672 kt (Einsatz von H_2 in der Prozesswärmeerzeugung, ohne petrochemische Grundstoffe) bis hin zu 7.447 kt (Methanol-Route) oder 8.670 kt (Fischer-Tropsch-Route). Der daraus resultierende Strombedarf bei Verwendung der Wasserelektrolyse zur Produktion von Wasserstoff entspräche dann 60 TWh über 90 TWh bis 365 TWh bzw. 389 TWh.

2.5 Regionale Aufgliederung des Strom- und Wasserstoffbedarfs

Die chemische Industrie ist der größte industrielle Stromverbraucher mit einem Strombedarf von rund 52,4 TWh im Jahr 2020. Für den Hauptanteil von 45,8 TWh zeichnet die Basischemie verantwortlich, der Rest entfällt auf die Spezialchemie einschließlich der pharmazeutischen Industrie. Darüber hinaus besteht ein Brennstoffbedarf für die Wärmebereitstellung, davon entfallen 94–104 TWh auf die Basischemie und rund 13,9–17,5 TWh auf die Spezialchemie, vgl. Tabelle 4. Wasserstoffbedarf entsteht aktuell durch die Prozesse der Basischemie, insbesondere durch die Ammoniak- und Methanolsynthese. Dieser wird durch lokal erzeugten Wasserstoff durch Dampfreformierung von Erdgas oder Vergasung von Rückständen gedeckt. Zusätzlich gibt es einen Wasserstoffbedarf in der Spezialchemie, der entweder über lokal vorhandene Erzeugung mitabgedeckt wird oder durch die bereits vorhandenen (in NRW bzw. im mitteldeutschen Chemiecluster) privaten Wasserstoffinfrastrukturen bedient wird. Darüber hinaus fällt Wasserstoff insbesondere bei den Standorten der Chlor-Alkali-Elektrolyse als Nebenprodukt an. Die Nutzungsoptionen sind standortabhängig. Auch die Verwendung als THG-freier Brennstoff kann erfolgen, sofern andere Nutzungen nicht in Frage kommen.

Dementsprechend stellt sich die regionale Aufteilung des Energie- sowie Wasserstoffbedarfs als Funktion der Prozesse an den jeweiligen Standorten dar. Unter der Annahme, dass alle Prozesse die gleichen Entwicklungen durchlaufen, d.h. die Effizienzsteigerungen und die entsprechende Entwicklung der Produktionskapazitäten (vgl. Tabelle 1) abbilden, können standortscharfe Bedarfe für Strom, Wasserstoff und CO_2 ausgewiesen werden. Diese Annahmen bilden nicht die realen Entwicklungen der einzelnen Standorte ab, sondern sind eine Übertragung der nationalen Annahmen auf die einzelnen Standorte.

[14] Vgl. Tabelle 4.

[15] Für chemisches Recycling wird ein Bedarf von 5–50 kg H_2/t Naphtha erwartet, im Vergleich zu 500 kg H_2/t Ethylen über FT (vgl. DECHEMA, PlasticsEurope, VCI (2021). Diskussionspapier Forschungspolitische Empfehlungen zum chemischen Kunststoffrecycling – neue Verfahren und Konzepte; https://dechema.de/-p-20183812-EGOTEC-8d2bcc419cb3ba7b0ab90c2b5f91c844/_/DiskussionsP%20DECHEMA_PED_VCI%20-%20Fo.polit.%20Empfehungen%20zum%20chem.%20Recycling%20-%20final%20050721.pdf.

Unter den gemachten Annahmen werden die bestehenden konventionellen Prozesse an jedem Standort zu gleichen Teilen sukzessive und anteilsmäßig durch neue Prozesse ersetzt. Hintergrund dieser Annahme ist, dass die standortspezifischen nachgelagerten Prozessketten in möglichst geringem Umfang angepasst werden müssen und die Standortintegration weitgehend erhalten bleibt.

Die damit abgebildete Transformation enthält drei Hauptkomponenten, die jedoch nicht vollständig unabhängig voneinander zu betrachten sind:

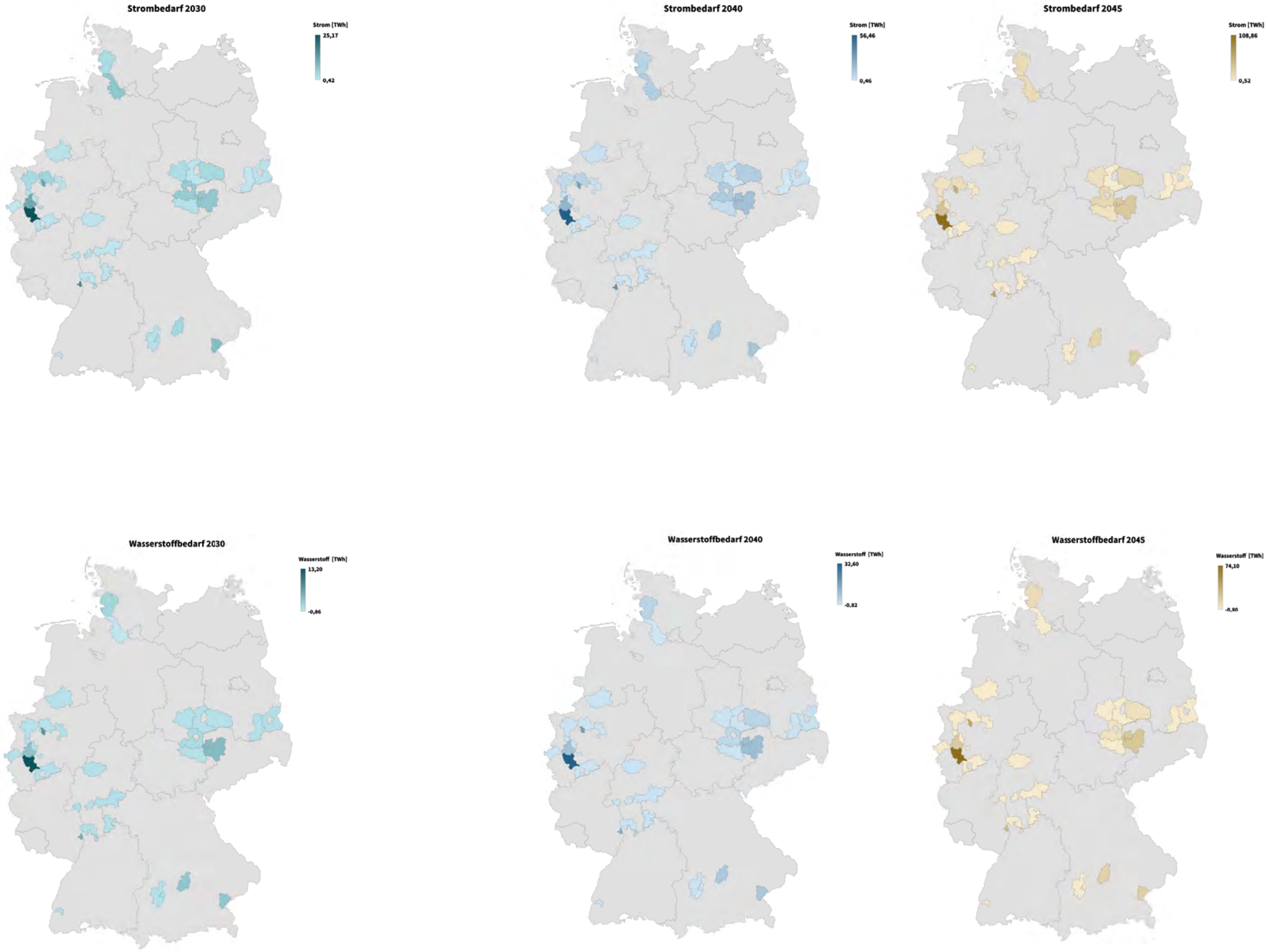
Substitution bisheriger konventionell betriebener Prozesse zur Herstellung bestimmter Produkte durch neue Prozesse oder Prozessketten:
Hierzu zählen z. B. die Bereitstellung von Wasserstoff über Elektrolyse statt Dampfreformierung sowie die Herstellung von Olefinen über die Methanol-to-Olefines-Route oder das chemische Recycling von Kunststoffen. Die neuen Verfahren haben andere Bedarfe in der Energie- und Rohstoffbereitstellung, und dies spiegelt sich für die Standorte entsprechend wider.

Bereitstellung einer erneuerbaren Rohstoffbasis
Als Alternativen für die aktuell fossil basierte Rohstoffbasis der Basischemie kommen in Zukunft der verstärkte Einsatz von Biomasse, die Nutzung von Kunststoffabfällen sowie die Bereitstellung von Basischemikalien über CO_2 und Wasserstoff, bspw. über die Fischer-Tropsch- oder Methanol-Route, in Betracht.

Änderung der Wärmebereitstellung
Die Wärmeversorgung und -integration ist ein zentrales Element der Chemiestandorte. Angepasst an die jeweilige Prozessstruktur des Standortes wird Wärme über Dampfschienen auf verschiedenen Druckniveaus erzeugt, die wiederum durch Kraft-Wärme-gekoppelte Gas- und Dampf-Kraftwerke oder auch Kessel bereitgestellt wird. Dabei wird die Wärme kaskadiert, so dass eine möglichst effiziente Nutzung ermöglicht wird. Alternativ können im niedrigen Temperaturniveau perspektivisch Wärmepumpen eingesetzt werden, ggf. bietet sich für mittlere und höhere Temperaturniveaus (z. B. im E-Cracker) die direkte Elektrifizierung an. Um die bestehende Infrastruktur zu nutzen, können auch Wasserstoff oder andere alternative Brennstoffe zum Einsatz kommen.

Die regionale Entwicklung des Strom- und Wasserstoffbedarfs an den Standorten der chemischen Industrie vor dem Hintergrund der o.g. Transformationen (vgl. auch Kapitel 3) ist in Abbildung 3 dargestellt.

Abbildung 3: Strom- und Wasserstoffbedarf 2030 bis 2045 nach Standorten



2.5.1 Energetischer vs. stofflicher Wasserstoffbedarf

Wasserstoff ist ein Schlüsselbaustein für die zukünftige Entwicklung der chemischen Industrie in Deutschland. Er kann sowohl als Basis für alternative Rohstoffe eingesetzt werden als auch in seiner Eigenschaft als Energieträger im Sinne eines Brennstoffes. Im Zuge der Transformation des Chemiesektors in Richtung Treibhausgasneutralität ist eine Substitution des aktuell verwendeten fossil erzeugten Wasserstoffbedarfs notwendig. Der perspektivisch entstehende Wasserstoffbedarf wird in der Chemie von der stofflichen Nutzung dominiert. Die energetische Nutzung von Wasserstoff spielt mit ca. 10 % eine untergeordnete Rolle. Es ist jedoch zu beachten, dass die Bereitstellung von Rohstoffen nicht notwendigerweise an den jeweiligen Standorten stattfindet, der berücksichtigte Wärmebedarf aber in jedem Fall an den Standorten gedeckt werden muss.

Tabelle 7: Übersicht energetischer und stofflicher Wasserstoffbedarf 2020 und 2045

Produkt bzw. Verwendung des Wasserstoffs	Aktueller Bedarf bzw. Erzeugung 2020	Voraussichtlicher Bedarf bzw. Erzeugung 2045	Strombedarf (Wasserstoff) 2045	Anmerkungen
Einheit	kt H_2	kt H_2	TWh	
Netto-H_2-Bedarf (Substitution des aktuellen H_2-Einsatzes)	1.045	1.047	60	Ammoniak, Methanol, sonstiger H_2-Bedarf, Chlor
Zusätzlicher H_2-Bedarf für die Bereitstellung von Rohstoffen (FT)	-	6.998	298	Jeweils vollständige Umsetzung (also ohne Nutzung v. Biomasse und/oder chem. Recycling)
Zusätzlicher H_2-Bedarf für die Bereitstellung von Rohstoffen (MeOH)		5.775	275	
Zusätzlicher H_2-Bedarf für die Nutzung als Brennstoff (T > 500 °C)	-	627	30	
Gesamt	**1.045**	**7.449–8.672**	**365–388**	

2.5.2 Import von Rohstoffen und Energieträgern

Die chemische Industrie in Deutschland ist von der sicheren Verfügbarkeit der Rohstoffe und Energieträger abhängig. Diese wiederum basieren aktuell hauptsächlich auf Mineralölprodukten und Erdgas. Heimische Quellen nehmen dabei nur eine stark untergeordnete und abnehmende Rolle ein. Der aktuelle Status quo zeichnet sich daher durch eine hohe Importabhängigkeit von Primärrohstoffen bei gleichzeitiger heimischer Verfügbarkeit der Umwandlungsprozesse (Raffinerien) und etablierter Infrastruktur aus. Die folgenden Aussagen sind aufgrund des Betrachtungsrahmens auf die deutsche chemische Industrie bezogen. Die Diskussion kann aber ohne Weiteres auf den europäischen Kontext erweitert werden. Dabei eröffnen sich insbesondere durch die Verfügbarkeit von Strom aus erneuerbaren Energien weitere Möglichkeiten.

Eine Transformation der chemischen Industrie hin zur Treibhausgasneutralität bedeutet einen Wechsel von den bisherigen Primärenergieträgern, hauptsächlich Mineralölprodukten und Erdgas, und Rohstoffen hin zu einer umfassenden Nutzung von Sekundärenergieträgern wie Strom und Wasserstoff, aber auch die verstärkte Nutzung von Kunststoffabfällen oder Biomasse.

Die konventionellen Rohstoffe (Kohlenstoffträger) haben ihren eigenen Energiegehalt, der die chemische Industrie durchläuft und sich in den Produkten wiederfindet.[16] Im Kontext der Transformation der Rohstoffbasis hin zur Treibhausgasneutralität bringen die neuen Rohstoffe, insbesondere CO_2, diese Energie nicht mehr mit, so dass diese ihnen über die Reaktion mit Wasserstoff zugeführt werden muss. Daraus resultiert ein erheblicher zusätzlicher Energiebedarf, der perspektivisch mit Strom aus erneuerbaren Energien gedeckt werden muss.

Der aktuelle Strombedarf der chemischen Industrie in Deutschland würde durch die Veränderung der Rohstoffbasis um gut 300 TWh ansteigen. Die Verfügbarkeit von Strom aus erneuerbaren Energien in diesem Umfang für die Nutzung in der chemischen Industrie muss kritisch hinterfragt werden. Sollte nicht Autarkie im Vordergrund der Überlegungen stehen, sondern eine möglichst effiziente Versorgungsstruktur, so wird ein Großteil der verwendeten Rohstoffe auch in Zukunft importiert werden müssen. Für die Produktion der Rohstoffe wiederum sind Wasser (H_2O), Kohlendioxid (CO_2) und Strom aus erneuerbaren Energien notwendig. Dabei sind verschiedene Szenarien denkbar, die sich durch die Wertschöpfungstiefe im Inland unterscheiden.

Eine Entwicklung, bei der Wasserstoff im Inland erzeugt wird, wäre eine deutliche vertikale Vertiefung im Vergleich zur aktuellen Wertschöpfungstiefe und würde den massiven Ausbau von erneuerbaren Energiequellen, des Stromnetzes und der Elektrolysekapazitäten nach sich ziehen. Weiterhin müssten Fischer-Tropsch- oder Methanolanlagen gebaut und sowohl an neue Wasserstoff- und CO_2-Transportnetze angeschlossen werden. Sollten diese Anlagen an Raffineriestandorten entstehen, kann die vorhandene Infrastruktur weiter genutzt werden. Für die Chemiestandorte würde nur ein geringer Änderungsbedarf entstehen.

Ein Import von Wasserstoff, gegebenenfalls über Wasserstoffträger, würde im Vergleich zum Status quo immer noch den inländischen Zubau der Fischer-Tropsch- oder Methanolanlagen nach sich ziehen.

Am stärksten kompatibel mit der bisherigen Struktur der chemischen Industrie und den vorgelagerten Raffinerien wäre der Import von synthetischen Kohlenwasserstoffen aus Power-to-X-Prozessen, zum Beispiel Fischer-Tropsch-Naphtha, die in den Raffinerien ähnlich wie heute Erdöl verarbeitet werden könnten. Der Rest der Prozesskette bliebe im Wesentlichen erhalten.

Ein Import von Methanol als Vorprodukt kann nicht auf vorhandene Prozesse in den Raffinerien zurückgreifen und bedingt den Zubau neuer Anlagen für die Umwandlung von Methanol in petrochemische Rohstoffe.

Ein direkter Import von Basischemikalien würde einen Großteil der Standorte vor große Herausforderungen im Sinne des Wegbrechens zentraler Prozesse der Basischemie (z.B. Cracker) stellen. Tabelle 8 stellt eine kurze Übersicht über die Effekte der verschiedenen Optionen dar.

Eine Besonderheit der chemischen Industrie ist die starke Vernetzung verschiedener Wertschöpfungsketten in hocheffizienten integrierten Standorten, die sich in der Regel um einen oder mehrere Prozesse der Basischemie entwickeln. Der Wegfall dieser zentralen Prozesse hat daher Auswirkungen, die weit über den eigentlichen Prozess selbst hinausgehen. Es besteht die Gefahr, dass die verknüpften Wertschöpfungsketten wegbrechen und gegebenenfalls der Fortbestand eines gesamten Standortes hinterfragt wird. Diese Standorte sind häufig wichtige Arbeitgeber in der Region und prägen zudem die lokale Gewerbe- und Industriestruktur. Darüber hinaus profitiert der Industriestandort von der gesamten, branchenübergreifenden vertikalen Wertschöpfung, so dass sich Änderungen in der chemischen Industrie auf die nachgelagerten Branchen der übergreifenden Wertschöpfungsketten auswirken.

[16] Die gängige Definition der durch den Feedstock eingebrachten Energie ist der Energiegehalt der Produkte, jeweils auf Basis des unteren Heizwertes.

Tabelle 8: Unterschiedliche Effekte der angestrebten Wertschöpfungstiefe

	Inländische H_2-Erzeugung	H_2-Import	Import Fischer-Tropsch-Crude	Import Methanol	Import Basischemie	Import Spezialchemie	Anmerkungen
EE-Strombedarf chem. Industrie							EE-Strom für Wärme und andere Prozesse notwendig
EE-Ausbau							Begrenzter EE-Ausbau generell notwendig
Stromnetzausbau							Begrenzter Stromnetzausbau generell notwendig
H_2-Infrastruktur							Begrenzter H_2-Infrastrukturausbau generell notwendig
CO_2-Infrastruktur							Begrenzter CO_2-Infrastrukturausbau generell notwendig (CCS)
Fischer-Tropsch-Anlagen							Nur für Fischer-Tropsch-Route, ansonsten kein Bedarf
MeOH-Anlagen							Nur für Methanol-Route, ansonsten kein Bedarf
Raffinerien (Chemieprodukte)							Nur für Fischer-Tropsch-Route, ansonsten Wegfall der Kapazitäten
Methanol-to-X-Anlagen							Nur für Methanol-Route
Infrastruktur Chemierohstoffe							
Prozesse Basischemie							
Prozesse Spezialchemie							

- Gefüllte Symbole bedeuten die Notwendigkeit des Aufbaus neuer Infrastruktur oder Produktionskapazitäten
- offene Symbole deuten das Beibehalten des aktuellen Niveaus an,
- durchgestrichene Symbole deuten den Wegfall bestehender Infrastruktur oder Produktionskapazitäten an.

2.6 Bedarf an und Verfügbarkeit von Strom aus erneuerbaren Energiequellen

Im Rahmen der C4C-Fact-Finding-Studie haben die Fraunhofer-Institute IMWS, IEE und IMW 63 Energiestudien bzw. -szenarien bezüglich der Bereitstellung von Strom aus erneuerbaren Energien und des Strombedarfs (nach Sektoren) ausgewertet. Zwischen den Studien besteht eine hohe Varianz aufgrund von unterschiedlichen Annahmen sowie z.T. lückenhaften Betrachtungen. Für die Verfügbarkeit von Strom aus erneuerbaren Energien im Jahr 2045 bzw. 2050 liegen die meisten Studien in einem Bereich von 750 bis 1.000 TWh. 33 Studien mit Daten zum Strombedarf zeigen ein sehr heterogenes Bild, insbesondere im Industriesektor. Der Gesamtstrombedarf 2045/2050 liegt bei neueren Studien häufig um 1.000 TWh, kann szenarienabhängig aber auch 800 TWh bis über 1.400 TWh betragen. Der Strombedarf der Industrie liegt bei neueren Studien zwischen 200 und 400 TWh; keine dieser Studien betrachtet aber einen vollständigen Umbau der chemischen Industrie.

2.7 Rohstoffverfügbarkeit

2.7.1 Verfügbarkeit von CO_2 als Rohstoff aus industriellen Punktquellen

CO_2 stellt eine alternative Kohlenstoffquelle dar, die in chemischen Umsetzungen genutzt werden kann. Als Quellen sind insbesondere stationäre Prozesse und Anlagen geeignet, die CO_2 in idealerweise hoher Konzentration im Abgas führen, aus dem dieses durch entsprechende Verfahren abgetrennt werden kann. Tabelle 9 zeigt die verfügbaren CO_2-Mengen aus stationären Punktquellen im Jahr 2020 und eine Prognose der zukünftigen Verfügbarkeit dieser Quellen auf Basis verschiedener Sektor-Roadmaps mit Unterscheidung nach energiebedingten, rohstofflichen und biogenen Anteilen. Eine detaillierte Aufstellung ist in Anhang 7.5 zu finden.

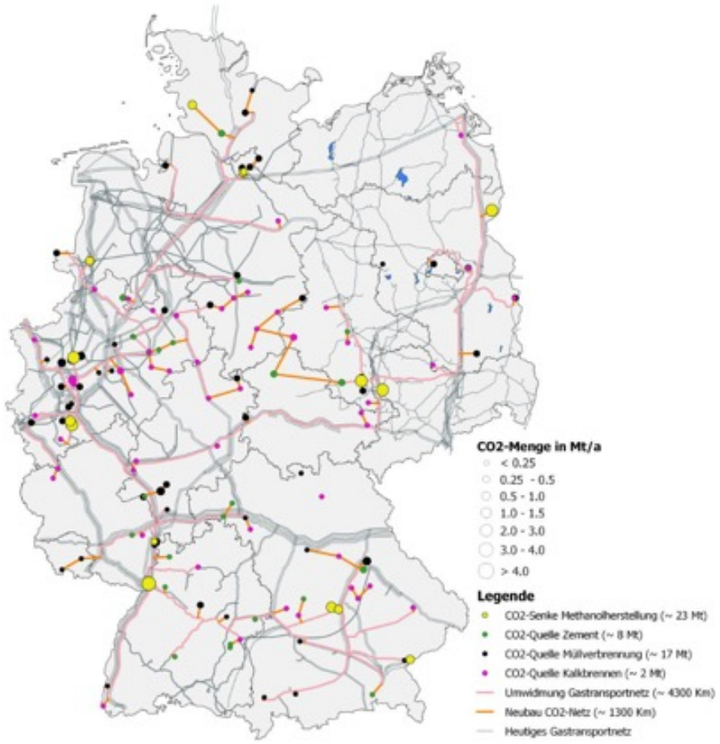
Tabelle 9: Verfügbarkeit von CO_2 aus industriellen Punktquellen nach Anhang 7.5

Mio. t CO_2	2020	2030	2040	Ab 2045
Energetische Anteile	292,45	233,83	106,54	1,6
Rohstoffliche Anteile	65,34	61,40	60,33	58,67
davon biogene Anteile	27,2 %	27,77 %	36,37 %	40,87 %
Gesamt	**357,79**	**295,23**	**166,87**	**60,27**

Es ist sinnvoll, nur solche Quellen zu berücksichtigen, die im Zuge sektoraler Maßnahmen zur CO_2-Reduktion auch langfristig noch als verfügbar anzusehen sind. Vor dem Hintergrund sind z.B. fossil befeuerte Kraftwerke nicht als Quellen zu betrachten, da sie ab 2045 nicht mehr zur Verfügung stehen und Investitionen in Capture-Technologien für solche Kraftwerke nicht zu erwarten sind. Das für 2045 ausgewiesene Potenzial setzt die Erreichung der ambitionierten Klimaschutzziele in den betrachteten Sektoren voraus. Auf der anderen Seite sind für die Verfügbarkeit einer emittierenden Anlage als CO_2-Quelle auch lokale Gegebenheiten wie die Infrastruktur vor Ort zu berücksichtigen. Darüber hinaus wird die Abtrennrate aus Effizienzgründen in der Regel unter 100 % liegen. Fraunhofer ISI gibt in einer Studie die Wirksamkeit der Abscheidung aus Zement- und Kalkwerken mit 80 % an.[17] In der gleichen Studie hat Fraunhofer ISI ein mögliches CO_2-Netz für 2050 skizziert (Abbildung 4) und Investitionen für den Neubau eines Transportnetzes mit 850 T€ pro km beziffert.

Es ist zu hinterfragen, ob solche Investitionskosten insbesondere für entlegene Quellenstandorte finanzierbar sind. Für eine Verfügbarkeit von 75 % der angenommenen Quellenkapazität ergäben sich rund 44 Mio. t CO_2 für die stoffliche Nutzung.

Abbildung 4: Szenario nach Fraunhofer ISI für CO_2-Netz 2050 inkl. Quellen, Senken und des heutigen Gastransportnetzes



[17] Fraunhofer ISI (2021): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3 – Treibhausgasneutrale Hauptszenarien Modul Industrie; https://www.langfristszenarien.de/enertile-explorer-wAssets/docs/Modul_TN_Hauptszenarien_Industrie.pdf (abgerufen am 15.03.2023).

2.7.2 Direct Air Capture zur CO_2-Gewinnung aus Luft

Direct Air Capture (DAC) ist als komplementäre Technologie zu betrachten. Die Abtrennung von CO_2 aus der Luft ist aufgrund der geringen CO_2-Konzentration von ca. 400 ppm, d. h. 0,04 %, mit einem wesentlich höheren Energieaufwand verbunden als die Abtrennung aus einem industriellen Abgasstrom. Außerdem besteht für DAC ein erheblicher Flächenbedarf.

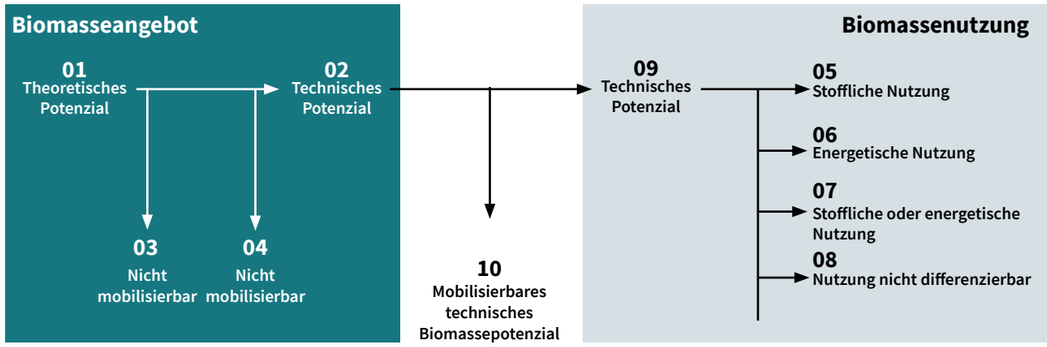
Der thermische Energiebedarf zur Freisetzung des CO_2 aus den bei DAC eingesetzten Sorbentien liegt bei 1,5 MWh, der zusätzliche Strombedarf bei 0,3 MWh/t CO_2. Bei Elektrifizierung der Wärmeversorgung (vgl. Kapitel 2.3.1) liegt der Energiebedarf (als Strom aus erneuerbaren Energiequellen) dann bei 1,97 MWh/t CO_2. Ein Vorteil der DAC ist die Möglichkeit der standortunabhängigen Installation direkt am verbrauchenden Chemiestandort, so dass die Transportinfrastruktur minimiert werden kann.

2.7.3 Verfügbarkeit von biogenen Reststoffen (Biomasse)

Die Datengrundlage für die Biomassepotenziale von biogenen Rest- und Abfallstoffen bildet die DBFZ-Ressourcendatenbank.[18] Abbildung 5 gibt einen schematischen Überblick hinsichtlich der Einordnung der verschiedenen Potenzialebenen und der Schlüsselinformationen des Stoffstroms innerhalb des Ressourcenmonitorings, wobei dem Biomasseangebot eine Biomassenutzung gegenübersteht.

Die Definition des theoretischen Biomassepotenzials (01) ergibt sich aus der in einer gegebenen Region innerhalb eines bestimmten Zeitraumes theoretisch nutzbaren Menge an Biomasse. Das theoretische Biomassepotenzial stellt somit eine Obergrenze des theoretischen Beitrages zur stofflichen und/oder energetischen Nutzung dar. Der eigentlich nutzbare Anteil dieser Obergrenze wird durch verschiedene Restriktionen, welche nicht mobilisierbar sind (03), eingeschränkt und durch das technische Biomassepotenzial (02) beschrieben. Das technische Biomassepotenzial ist durch die primär aus technischer Sicht nutzbare Menge einer Biomasse bzw. eines Reststoffes innerhalb eines bestimmten Zeitraumes definiert. Bei manchen Abfällen und Reststoffen können theoretisches und technisches Biomassepotenzial gleich sein, vor allem wenn das Potenzial direkt an den Herstellungsprozess des Hauptproduktes gebunden ist.[19] Aus der Differenz vom technischen Potenzial (02) zu dem genutzten technischen Potenzial (09) ergibt sich das mobilisierbare (bzw. ungenutzte) technische Potenzial (10).[20] Die Höhe der Mobilisierung des mobilisierbaren (bzw. ungenutzten) Potenzials hängt von weiteren Faktoren bzw. dem Mobilisierungsgrad ab. So können sich beispielsweise ein ausreichender Förderrahmen, ein adäquates Stakeholder-Engagement sowie eine entsprechende Marktplattform für den Handel von Reststoffen auf den Grad der Mobilisierung auswirken. Dieser letztendlich mobilisierte Anteil des mobilisierbaren Potenzials kann auch als Umsetzungspotenzial bezeichnet werden.[21]

Abbildung 5: Übersicht der Schlüsselinformationen des Stoffstroms innerhalb des Ressourcenmonitorings für biogene Reststoffe[20]



[18] Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH (2023), DBFZ-Ressourcendatenbank; https://webapp.dbfz.de/ (abgerufen am 15.03.2023).

[19] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (FNR) (Hrsg.)(2015): Biomassepotenziale von Rest- und Abfallstoffen. Status quo in Deutschland. Gülzow-Prüzen: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR) (Schriftenreihe nachwachsende Rohstoffe, 36); online verfügbar unter https://mediathek.fnr.de/downloadable/download/sample/sample_id/1251/ (abgerufen am 15.03.2023).

[20] André Brosowski (2021): National Resource Monitoring for Biogenic Residues, By-products and Wastes. Development of a Systematic Data Collection, Management and Assessment for Germany. Hg. v. DBFZ, Leipzig (DBFZ Report Nr. 41).

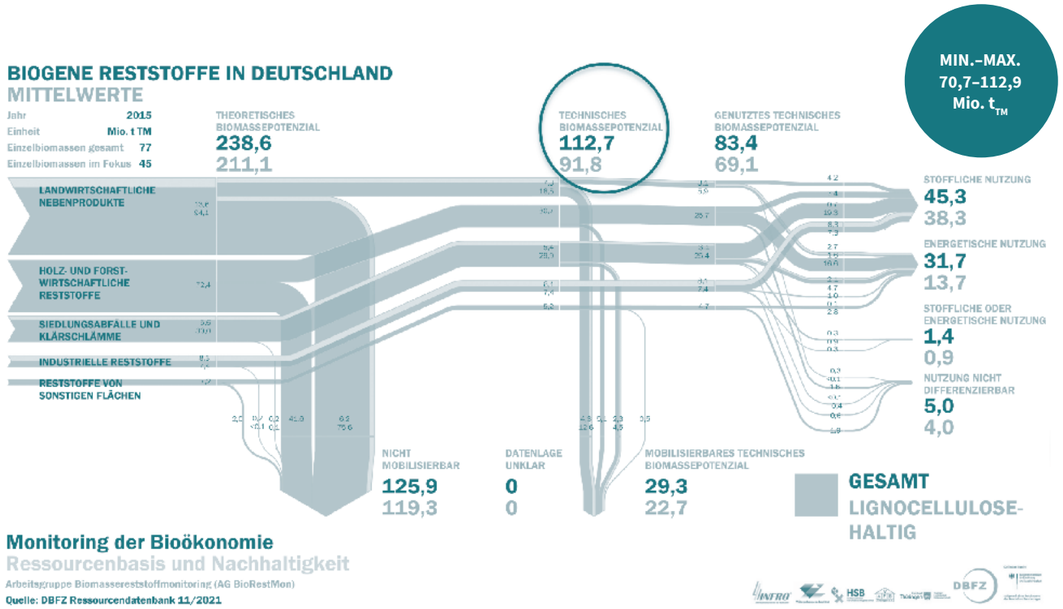
[21] J. Schröder, K. Naumann (Hrsg.) (2022): Monitoring erneuerbarer Energien im Verkehr. DBFZ, Leipzig (DBFZ Report Nr. 44).

Auf der Nutzungsseite setzt sich das genutzte technische Potenzial (09) aus der stofflichen Nutzung (05), der energetischen Nutzung (06), der stofflichen oder energetischen Nutzung (07) sowie der nicht differenzierbaren Nutzung (08) zusammen. Je nach Reststoff kann sich die stoffliche Nutzung z.B. auf die Verwendung als landwirtschaftlicher oder industrieller (nicht energetischer) Einsatzstoff beziehen, wie etwa eine Verwendung zur Produktion von Futtermitteln, Kompost oder baulichen Stoffen.

Der Fokus der folgenden Ausführungen liegt primär auf den mobilisierbaren technischen Biomassepotenzialen von biogenen Rest- und Abfallstoffen, da nachwachsende Rohstoffe (NaWaRos)[22] und Stammholz[23] bereits vollständig in Nutzung sind.

In Abbildung 6 geben die schwarzen Zahlen jeweils das Potenzial der 77 Rest- und Abfallstoffe, die die DBFZ-Ressourcendatenbank beinhaltet, als Mittelwert für das Bezugsjahr 2015 in Millionen Tonnen Trockenmasse (Mio. tTM) wieder. Von dem gesamten technischen Potenzial in Höhe von 112,7 Mio. tTM (Mittelwert; Bandbreite 86 bis 140 Mio. tTM) sind 29,3 Mio. tTM (Mittelwert; Bandbreite 13 bis 46 Mio. tTM) dem mobilisierbaren technischen Potenzial zuzurechnen. Die grünen Zahlen in Abbildung 6 zeigen die Aufschlüsslung der Potenziale des Stoffstroms lignocellulosehaltiger Rest- und Abfallstoffe, der 45 der 77 Rest- und Abfallstoffe umfasst.

Abbildung 6: Stoffstrom von 77 biogenen Rest- und Abfallstoffen (inklusive des jeweiligen Anteils der lignocellulosehaltigen Rest- und Abfallstoffe) 2015 in Deutschland[24]



[22] FNR (2022): Nachwachsende Rohstoffe – Anbau; https://www.fnr.de/nachwachsende-rohstoffe/anbau (abgerufen am 15.03.2023).

[23] FNR (2018): Rohstoffmonitoring Holz. Daten und Botschaften; https://www.fnr.de/fileadmin/allgemein/pdf/broschueren/Handout_Rohstoffmonitoring_Holz_Web.pdf (abgerufen am 15.03.2023).

[24] DBFZ (2023): DBFZ-Ressourcendatenbank 11/2021; https://webapp.dbfz.de/resources/?lang=de (abgerufen am 15.03.2023).

Mengenmäßig sehr bedeutende Rest- und Abfallstoffe sind in Tabelle 10 aufgelistet.[25] In Bezug auf das technische Potenzial decken diese 11 Rest- und Abfallströme mit 70,3 Mio. tTM (Mittelwert; Bandbreite 48,5 bis 92,0 Mio. tTM für das Bezugsjahr 2015) rund 62 % aller 77 erfassten biogenen Reststoffströme ab. Bezogen auf das mobilisierbare technische Potenzial haben diese 11 Reststoffe mit 26 Mio. tTM (Mittelwert; Bandbreite 11,7 bis 40,2 Mio. tTM für das Bezugsjahr 2015) einen Anteil von 89 % an allen Reststoffen. Waldrestholz (Laubholz) weist im Minimum ein negatives Potenzial auf, da die zur Berechnung des technischen Potenzials (von Waldrestholz – Laubholz) verwendete Datengrundlage[26] dieses niedriger ausfallen lässt als das genutzte technische Potenzial von Waldrestholz (Laubholz). Das negative Potenzial stellt somit für diesen Fall eine Art Übernutzung dar. Neben den Rest- und Abfallstoffen wurde zudem ein Potenzial für Stammholz von Nadel- und Laubholz quantifiziert, welches sich aus dem Rohholzpotenzial des Naturschutzpräferenzszenarios (min.) und des Holzpräferenzszenarios (max.) der Waldentwicklungs- und Holzaufkommensmodellierung (WEHAM) ergibt.[27] Für Nadel- und Laubstammholz kann kein mobilisierbares technisches Potenzial angegeben werden, da das Holzaufkommen bereits vollständig genutzt wird.[28]

Um Aussagen über eine Abschätzung der zukünftigen Rohstoffverfügbarkeit treffen zu können, wurde zunächst die zeitliche Entwicklung der Rohstoffmengen für ausgewählte Reststoffe dargelegt und hierfür wichtige Treiber identifiziert, welche die Rohstoffverfügbarkeit prioritär beeinflussen. Zu diesen Treibern zählen beispielsweise politische Rahmenbedingungen, Regularien und Verordnungen sowie Wetterextreme und Tierzahlen. Da die verfügbaren Rohstoffmengen von zahlreichen Treibern abhängig sind, wurden diese in die vier Bereiche Gesellschaft, Politik/Recht, Wirtschaft und Natur gegliedert.

Anschließend wurde für die Reststoffe ein ausgewählter, wesentlicher Treiber im zeitlichen Verlauf untersucht. Anhand der Entwicklungen der vergangenen Jahre (positiver oder negativer Trend, Schwankungen) wurde dessen zukünftige Entwicklung qualitativ abgeschätzt.

In Summe unterscheiden sich die Potenziale im Jahr 2015 und 2030 nicht substanziell, die Abschätzungen für 2030 sind jedoch mit großen Unsicherheiten behaftet. Für die Abschätzung der Trendfaktoren von Stammholz und Waldrestholz wurden gesondert die Entwicklungen von Nadel- und Laubholz des Naturschutzpräferenzszenarios (min.) und des Holzpräferenzszenarios (max.) aus WEHAM[26] für die Zeiträume 2013–2017 und 2028–2032 zugrunde gelegt.

Das perspektivische Potenzial für 2030 von Stammholz sowie der mengenmäßig sehr relevanten 11 Rest- und Abfallstoffe ist in Tabelle 10 abgeschätzt. Die mobilisierbaren technischen Potenziale im Jahr 2030 sind auch hier mit sehr starker Unsicherheit behaftet, da das mobilisierbare technische Potenzial direkt von der künftigen Nutzung abhängt. Die stoffliche und energetische Nutzung für alle Sektoren vorherzusagen ist nicht möglich. Eine gleichbleibende Nutzung ist jedoch auch auszuschließen, da es in vielen Sektoren zu erhöhten Nachfragen kommt.

Es wird angenommen, dass es bis 2030 ein etwa gleichbleibendes Angebot an Biomasse gibt und der genutzte bzw. ungenutzte Anteil der Biomasse im Jahr 2030 analog zum Jahr 2015 ist.

[25] Vgl. Brosowski et al. (2019): Schlussbericht „Arbeitsgruppe Biomassereststoffmonitoring“; https://www.fnr.de/ftp/pdf/berichte/22019215.pdf (abgerufen am 15.03.2023).

[26] Katja Oehmichen et al. (2018): Die alternativen WEHAM-Szenarien: Holzpräferenz, Naturschutzpräferenz und Trendfortschreibung. Szenarienentwicklung, Ergebnisse und Analyse, Thünen Report, No. 59, Johann Heinrich von Thünen-Institut, Braunschweig, 2018; DOI: 10.3220/REP1527686002000

[27] Ebda.

[28] FNR (2018): Rohstoffmonitoring Holz. Daten und Botschaften; https://www.fnr.de/fileadmin/allgemein/pdf/broschueren/Handout_Rohstoffmonitoring_Holz_Web.pdf (abgerufen am 15.03.2023).

Tabelle 10: Biomassepotenziale für Stammholz sowie Rest- und Abfallstoffe für 2015 und 2030[29]

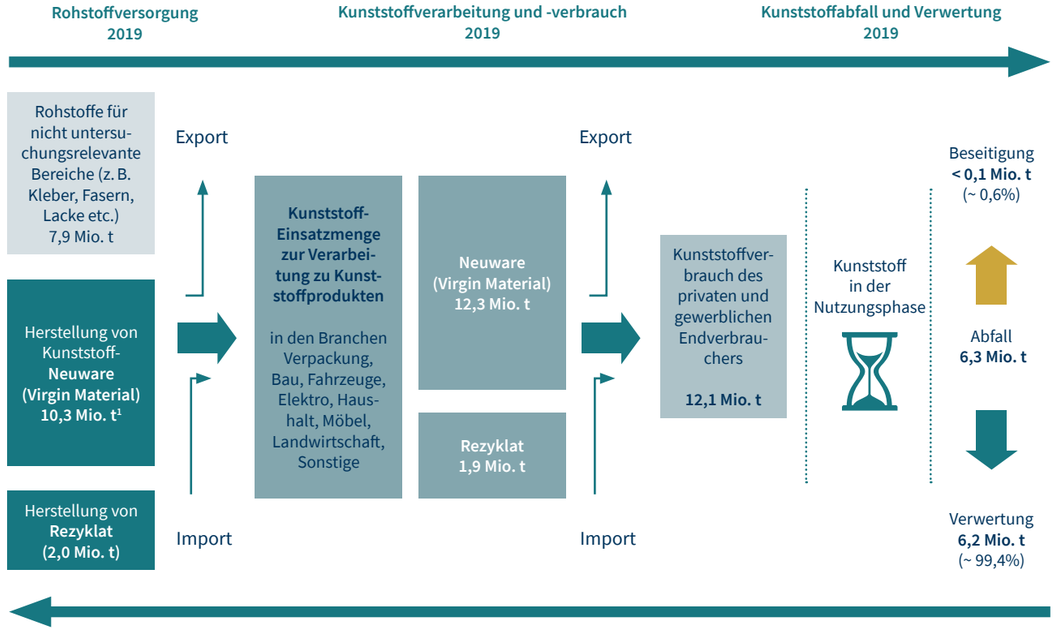
Biomasse-potenziale	Technisches Potenzial [Mio. tTM]				Mobilisierbares technisches Potenzial			
Rest- und Abfallstoffe	min. (2015)	min. (2030)	max. (2015)	max. (2030)	min. (2015)	min. (2030)	max. (2015)	max. (2030)
Altpapier	13,3	12,0	19,4	17,5	0,1	0,1	0,9	0,8
Getreidestroh	7,7	7,7	14,5	14,5	4,3	4,3	9,3	9,3
Grüngut	7,8	9,4	13,1	15,7	2,3	2,8	4,3	5,2
Waldrestholz (Nadel)	2,1	2,0	9,2	10,4	0,4	0,4	7,6	8,6
Rindermist	4,1	3,7	8,2	7,4	3,2	2,9	6,9	6,2
Rindergülle	3,0	2,7	8,7	7,8	1,8	1,6	5,7	5,1
Schweinemist	0,3	0,3	0,5	0,6	0,3	0,3	0,5	0,6
Schweinegülle	0,7	0,8	1,7	1,9	0,3	0,3	0,8	0,9
Altholz	6,9	8,3	6,9	8,3	0,0	0,0	0,0	0,0
Biogut	1,5	1,8	4,2	5,0	0,2	0,2	0,9	1,1
Waldrestholz (Laub)	1,1	1,0	5,6	4,9	-1,2	-1,1	3,3	2,9
Summe Stammholz	**48,5**	**49,5**	**92,0**	**94,0**	**11,7**	**11,8**	**40,2**	**40,6**
– Nadel	26,5	24,7	31,5	35,7	-		-	
– Laub	20,2	18,1	32,6	28,8	-		-	
Summe	**46,7**	**42,8**	**64,1**	**64,5**	**0**	**0**	**0**	**0**

[29] Daten aus der DBFZ-Ressourcendatenbank und nach Berechnungen des DBFZ basierend auf Fußnote 26.

2.7.4 Verfügbarkeit von Kunststoffabfällen

Die Studie „Stoffstrombild Kunststoffe in Deutschland 2019“[30], welche im Auftrag der BKV von Conversio Market & Strategy durchgeführt wurde, zeigt das Kunststoffabfallaufkommen sowie dessen Verwertung und Beseitigung im Jahr 2019. Wie in Abbildung 7 zu sehen ist, wurden mehr als 99 % der Kunststoffabfälle bzw. 6,2 Mio. t verwertet.

Abbildung 7: Kunststoffversorgung, -verarbeitung, -verbrauch sowie -abfallaufkommen in Deutschland 2019



[1] Kunststoffarten: PE-LD/LLD, PE-HD/MD, PP, PVC, PS, PS-E, PA, PET, ABS, ASA, SAN, PMMA, sonst. Thermoplaste, sonst. Kunststoffe inkl. PUR.

Die Verwertung umschließt dabei die zwei Bereiche energetische (53 %) und stoffliche (47 %) Verwertung, wobei sich die Letztere in mechanisches und chemisches Recycling untergliedert.

Aufgrund der teilweise sehr niedrigen Kunststoffkonzentrationen in den verschiedenen Abfallströmen werden für die folgenden Aussagen nur kunststoffrelevante Abfallströme betrachtet (Tabelle 11). Diese decken ca. 80 % aller kunststoffhaltigen Abfälle ab und lassen sich grob in haushaltsnahe und gewerbliche Abfallströme unterteilen. Kunststoffrelevante Abfallströme betragen im Jahr 2019 in Summe 82 Mio. t Abfall, wobei die Kunststofffracht lediglich bei 5,4 Mio. t liegt. Je nach Abfallstrom variieren die Kunststoffkonzentrationen von 2,2 % (Gewerbeabfälle über private Entsorger) bis 96 % (PET-Flaschensammlung), die Kunststofffrachten von 0,085 bis 1,2 Mio. t.[32]

[30] Conversio Market & Strategy GmbH; Stoffstrombild Kunststoffe in Deutschland 2019; https://www.vci.de/ergaenzende-downloads/kurzfassung-stoffstrombild-kunststoffe-2019.pdf

[31] Ebda.

[32] Ebda.

Tabelle 11: Kunststoffrelevante Abfallströme inklusive Kunststofffracht, -konzentration sowie Recyclinganteil und -quote[33]

Abfallstrom	Menge [Mio. t]	Kunststoff-fracht [Mio. t]	Kunststoff-konzentra-tion	Recycling-anteil [Mio. t]	Recycling-quote
Haushaltsnahe Abfallströme					
Haushaltsmüll und hausmüllähnliche Gewerbeabfälle	17,50	1,05	6 %	0	0 %
LVP-Sammlung	2,75	1,18	43 %	0,50	42 %
PET-Flaschen-sammlung	0,46	0,44	96 %	0,43	97 %
WEEE-Sammlung	0,78	0,21	27 %	0,05	25 %
Sperrmüll und Wert-stoffsammlung	2,75	0,29	11 %	0,05	16 %
Summe	**24,24**	**3,17**	**13 %**	**1,03**	
Gewerbliche Abfall-ströme					
Gewerbeabfälle über private Entsorger (gemittelt über alle Gewerbe)	56,00	1,21	2 %	0,24	20 %
Altfahrzeuge	0,55	0,09	15 %	0,02	26 %
Systematisch erfasste gewerbliche Kunst-stoffe	0,90	0,78	87 %	0,65	83 %
Sonstige gewerbliche Sammel- und Verwer-tungssysteme	0,20	0,12	60 %	0,12	96 %
Summe	**57,7**	**2,20**	**4 %**	**1,03**	

Das Aufkommen an Kunststoffabfall stieg bis 2011 mit Wachstumsraten über 5 % p.a. an. Seit 2011 flacht das Wachstum deutlich ab. Im Zeitraum von 2017 bis 2019 betrug es nur noch 1 % p. a. Auch in der Zeit vor Ausbruch der Corona-Pandemie betrug das Abfallmengenwachstum nur ca. 2 % p.a. Vor diesem Hintergrund geht die BKV von einem Abfallmengenwachstum von ca. 1 % p.a. bis 2030 aus. Nach 2030 erwartet BKV ein Wachstum an Kunststoff-abfällen in Deutschland von 0 %.

Absolut steigt demnach das Aufkommen an Kunststoff-abfällen von 2019 bis 2030 auf 6,3 Mio. t/a und verharrt auf dieser Menge bis 2045 (Tabelle 12).

[33] Ebda.

Tabelle 12: Prognose des Kunststoffabfallaufkommens in Deutschland bis 2045[34]

	2019	2025	2030	2045
Kunststoffabfallaufkommen [Mio. t]	5,67	6,02	6,33	6,33

Nach Einschätzung der BKV werden unterschiedliche Treiber dazu führen, dass neben der Gesamtmenge an Kunststoffabfall die Menge an Kunststoffabfällen, die einem mechanischen Recycling zugeführt wird, ebenfalls wächst. Zu diesen Treibern zählen:

- Einführung von Rezyklateinsatzquoten
- Einsatz verbesserter Aufbereitungstechnologien
- strukturelle Änderungen im Bereich des Kunststoffre-cyclings, z.B. Anpassung von Unternehmensgrößen an Markterfordernisse, technische Aufrüstung der Verwer-tungsbetriebe

Die Menge des Kunststoffabfalls, die einem mechanischen Recycling zugeführt wird, wird sich bis 2045 auf nahezu 50 % der Gesamtmenge des Kunststoffabfalls erhöhen und somit die für das chemische Recycling zur Verfügung stehenden Mengen beschränken.

2.8 Nutzungspfade der Rohstoffe und resultierende Mengenpotenziale für die Chemieproduktion

Für die Transformation der chemischen Produktionsketten in Richtung Treibhausgasneutralität sind verschiedene Umsetzungspfade zu betrachten, die auf der Nutzung kohlenstoffhaltiger Rohstoffe und Wasserstoff beruhen.

1. Prozesse basierend auf klimaneutralem Wasserstoff[35] und CO_2 als Kohlenstoffquelle; hierüber können direkt Grundchemikalien wie Ammoniak, Methanol und BTX-Aromaten hergestellt werden, über Fischer-Tropsch auch höhere Kohlenwasserstoffe und Olefine (Letztere über Fischer-Tropsch-Naphtha).
2. Prozesse basierend auf Abfallkunststoffen, die durch Pyrolyse oder Vergasung zu einem Naphtha-ähnlichen Grundstoff bzw. Synthesegas umgewandelt werden, auf dem jeweils die Grundstoffchemie aufgebaut werden kann (chemisches Recycling).
3. Prozesse basierend auf biogenen Reststoffen; auf der Basis der Analyse des DBFZ werden lignocellulosehaltige Reststoffe als Grundlage betrachtet, die zu Alkoholen fermentiert, zu Synthesegas vergast oder zu Bionaphtha pyrolysiert werden können.

2.8.1 Stoffliche Nutzung von CO_2

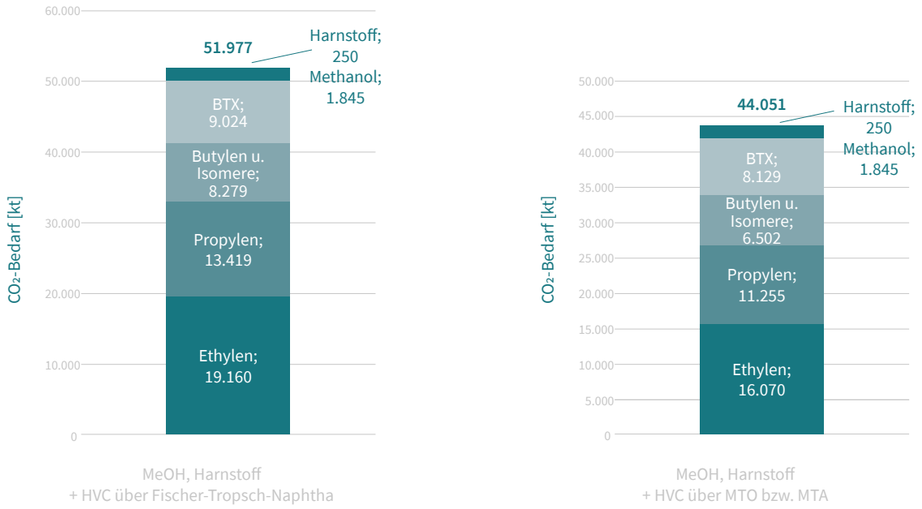
CO_2 kann als Kohlenstoffquelle in Power-to-X-Prozessen bzw. bei Umsetzungen mit klimaneutralem Wasserstoff in großem Umfang verwendet werden. Zielprodukte sind in der Grundstoffchemie Harnstoff, Methanol, die HVC Olefine (Ethylen, Propylen, Butylen etc.) und BTX-Aromaten. Einen Überblick zu den Prozessen, die CO_2 als Rohstoff einsetzen können, gibt Anhang 7.1.

Für die treibhausgasneutrale Herstellung von HVC über klimaneutralen Wasserstoff und CO_2 kommen zwei Prozess-ketten in Betracht, einmal über Fischer-Tropsch-Naphtha, das dann im E-Cracker zu HVC umgesetzt wird, oder über Methanol, das zu Olefinen (MTO) oder Aromaten (MTA) umgesetzt wird. Der CO_2-Bedarf der beiden Varianten für das Jahr 2045 ist, aufgeschlüsselt nach den Zielprodukten, in Abbildung 8 dargestellt. In beiden Fällen ist der Pfad für Harnstoff und Methanol identisch; es wird angenommen, dass die Zielprodukte ausschließlich über die erwähnten Syntheserouten hergestellt werden.

[34] BKV GmbH (2021): Fact-Finding-Studie „Chemistry4Climate“; https://www.vci.de/dib-1/anlage-4-fact-finding-ergebnisvorstellung-bkv-ag-2.pdf (abgerufen am 15.03.2023).

[35] Als Varianten sind neben grünem Wasserstoff auch blauer Wasserstoff (erdgasbasiert mit CCS) oder türkiser Wasserstoff (erdgasbasiert mit Methanpyrolyse und Speicherung des Koppelprodukts Kohlenstoff) möglich.

Abbildung 8: CO_2-Bedarf 2045 für Wasserstoff- und CO_2-basierte Syntheserouten zur vollständigen Bedarfsdeckung der Produktion an Harnstoff, Methanol und HVC (Olefine und Aromaten); links Syntheseroute zu HVC über Fischer-Tropsch-Naphtha, rechts über Methanol und MTO bzw. MTA



Der Prozess über Fischer-Tropsch-Naphtha benötigt rund 8 Mio. t mehr CO_2 als der Pfad über Methanol. Je nach Verfügbarkeit von CO_2 (vgl. Kapitel 2.7.1) und dem Standort der Chemieproduktion ergibt sich für die beschriebenen Pfade potenziell die Notwendigkeit, die CO_2-Versorgung über Direct Air Capture zu ergänzen.

2.8.2 Nutzung von Biomasse und Abfallkunststoffen

Auf Basis der Potenzialanalyse für Biomasse des Deutschen Biomasseforschungszentrums wurde das mobilisierbare technische Biomassepotenzial als verfügbares Rohstoffpotenzial betrachtet. Die Prognose des DBFZ bis 2030 ergab eine Verfügbarkeit von lignin-, hemizellulose- und zellulosehaltigen Reststoffen aus Getreidestroh, Waldrestholz und Grüngut zwischen 6,4 (min.) und 26 (max.) Mio. Tonnen Trockenmasse (s. Tabelle 10). Bei Kohlenhydraten und fett-/ölhaltigen Biomassen weist das DBFZ keine zusätzlichen Potenziale aus. Für weitere verfügbare Biomassen wie Mist und Gülle wurde eine stoffliche Nutzung ausgeschlossen, hier wird von der energetischen Nutzung insbesondere in Biogasanlagen ausgegangen.

Die Prognose des DBFZ endet im Jahr 2030, es wird daher angenommen, dass die verfügbaren Biomassemengen bis 2045 konstant bleiben. Die Prognosen sind mit großen Unsicherheiten behaftet. Einerseits gibt es eine starke saisonale Schwankung und Schwankung zwischen verschiedenen Jahren, andererseits besteht eine starke Nutzungskonkurrenz mit anderen Sektoren um biogene Reststoffe, da die Nachfrage nach Biomasse tendenziell in allen Sektoren steigend ist. Aufgrund von EU-Vorgaben zu Biodiversität (zunehmender Flächenschutz) sowie zu Landnutzung, Landnutzungsänderungen und Forstwirtschaft (LULUCF) könnte es in Zukunft zu einer Reduzierung der Nutzungsmöglichkeiten von forstlicher Biomasse kommen.[36, 37, 38]

Ein Lösungsansatz für eine klimaneutrale Ausrichtung sowie eine entsprechende Verteilung von Angebot und Nachfrage nach Biomasse ist die Evaluation der aktuellen Flächennutzung. Betrachtet man Industriepflanzen, belegen diese im Jahr 2020 in Deutschland ca. 2 % der landwirtschaftlichen Flächen. Um den Bedarf der chemischen Industrie an Biomasse zu decken, müsste dieser Anteil erweitert werden. Versucht man den Klimaneutralitätspfad der Roadmap zu verfolgen, wird für die dort berechneten zusätzlichen 8,9 Mio. tTM eine zusätzliche Fläche von 4 bis 5 % der aktuellen landwirtschaftlichen Nutzfläche benötigt (vereinfachte Annahme: ausschließlicher Anbau von Kurzumtriebsplantagen [KUP] bzw. Agroforst mit einem Ertrag von 10–15 tTM/ha).

Dies kann durch verschiedene Maßnahmen erreicht werden, etwa durch die Reduzierung anderer Anbauflächen, beispielsweise für Futtermittel, aber auch durch neue Anbaukonzepte wie Agroforst. Zudem besteht die Möglichkeit, dass zunehmend Importe den steigenden Bedarf nach Biomasse decken könnten. Darüber hinaus wäre der Chemiesektor bei Produkten mit hoher Wertschöpfung u.U. in der Lage, höhere Rohstoffpreise zu tragen und damit Marktverschiebungen zu initiieren. Diese Effekte sind insgesamt schwer abschätzbar.

Für die Nutzung von Abfallkunststoffen sind gegenläufige Effekte zu berücksichtigen. In der Fact-Finding-Studie geht BKV davon aus, dass sich das mechanische Recycling bis 2045 auf nahezu 50 % der Kunststoffabfallmenge erhöhen wird. Dementsprechend beträgt das Potenzial für das chemische Recycling dann ca. 2,28 Mio. t/a.

Um den Beitrag, den Kunststoffabfälle zur Kohlenstoffversorgung leisten könnten, zu berechnen, wurden von BKV folgende Annahmen getroffen:

- Polyolefine haben einen C-Gehalt von ca. 80 % wt.
- Kunststoffe (ausgenommen Polyolefine) haben im Mittel einen C-Gehalt von ca. 53 % wt.
- Polyolefine machen ca. 60 % der in den Abfallströmen enthaltenen Kunststoffe aus andere Kunststoffe ca. 40 %.

In Abhängigkeit von der Art des Abfallstroms, in dem die Kunststoffe enthalten sind, verteilt sich der Kohlenstoff bei der Pyrolyse auf die Gas-, Öl- und Feststoffphase. Mindestens 50 % des Kohlenstoffs befinden sich in der Öl-Phase.[39] Eine Nutzung des Pyrolysegases erhöht die Nutzbarkeit des Kohlenstoffpotenzials beträchtlich (vermutlich > 80 %).

Insgesamt könnten bei vollständiger Nutzung des Potenzials für das chemische Recycling rund 1,5778 Mio. t Kohlenstoff für die weitere stoffliche Nutzung bereitgestellt werden. Auch hier ist eine Nutzungskonkurrenz mit anderen Sektoren gegeben, die Kunststoffabfälle als Sekundärroh- oder -brennstoff einsetzen.

Tabelle 13 zeigt, auf Basis der Annahmen und Berechnungen in den Anhängen 7.6 und 7.7, welche Mengen an Grundchemikalien aus einer Tonne Biomasse bzw. Kunststoffabfällen hergestellt werden können und wie sich dadurch der Bedarf an Wasserstoff bzw. Strom aus erneuerbaren Energien aus dem alternativen Syntheseweg über Wasserstoff und Fischer-Tropsch-Naphtha reduziert.

Tabelle 13: Einsatz alternativer Rohstoffe und resultierender reduzierter Bedarf an Wasserstoff bzw. Strom

1 t Holz bzw. Stroh ergibt	1 t Holz bzw. Stroh spart	
0,78 t Methanol	0,07 bis 0,147 t Wasserstoff[40]	6,3 bis 7 MWh Strom
0,24 t Olefine		
0,235 t BTX-Aromaten	durch Ersetzen der alternativen Route über Wasserstoff aus erneuerbaren Energiequellen	
1 t Kunststoffabfall ergibt	**1 t Kunststoffabfall spart**	
0,41 t HVC (Olefine, Aromaten)	0,41 bis 0,58 t Wasserstoff	10,1 bis 14,3 MWh Strom
	durch Ersetzen der alternativen Route über Wasserstoff aus erneuerbaren Energiequellen	

[36] Matthias Dieter et al. (2020): Abschätzung möglicher Verlagerungseffekte durch Umsetzung der EU-KOM-Vorschläge zur EU-Biodiversitätsstrategie auf Forstwirtschaft und Wälder in Drittstaaten. Thünen Working Paper 159a, 2020; https://literatur.thuenen.de/digbib_extern/dn062851.pdf (abgerufen am 15.03.2023).

[37] Wissenschaftlicher Beirat Waldpolitik beim BMEL (Hrsg.) (2021): Geplante Änderungen des Klimaschutzgesetzes riskieren Reduktion der potenziellen Klimaschutzbeiträge von Wald und Holz. Stellungnahme; https://www.bmel.de/SharedDocs/Downloads/DE/_Ministerium/Beiraete/waldpolitik/klimaschutzgesetz.pdf?__blob=publicationFile&v=5 (abgerufen am 15.03.2023).

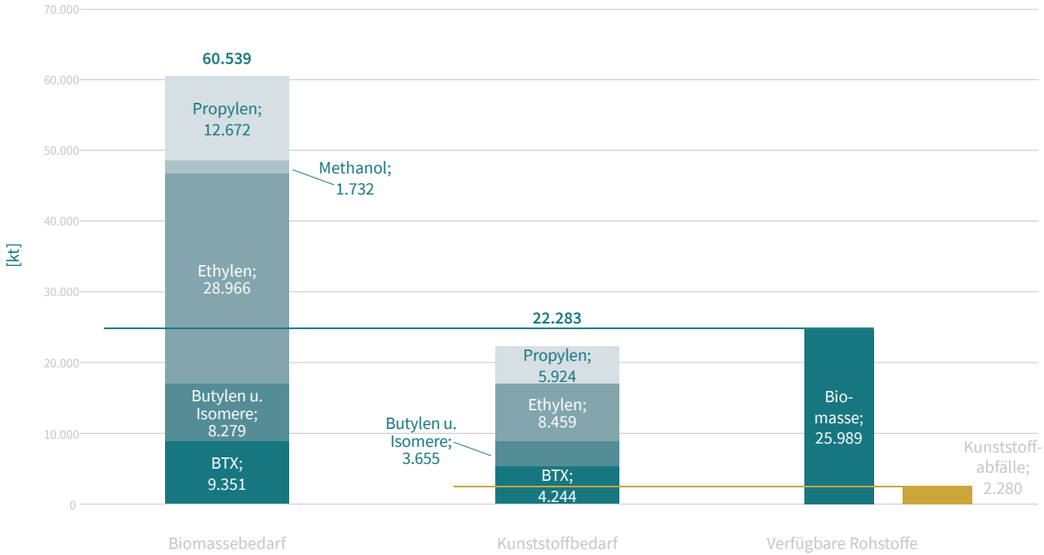
[38] Deutsche Energie-Agentur (Hrsg.) (2021): „Natürliche Senken – Kurzgutachten im Rahmen der dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität", erstellt vom Ökoinstitut e. V.; https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Kurzgutachten_Natuerliche_Senken_OEkoinstitut.pdf (abgerufen am 15.03.2023).

[39] Michael Zeller, Niklas Netsch, Frank Richter, Hans Leibold, Dieter Stapf (2021): Chemical recycling of mixed plastic wastes by pyrolysis – Pilot Scale Investigations. Chemie Ingenieur Technik, 93, 1763–1770; https://doi.org/10.1002/cite.202100102

[40] Unterscheidet sich nach Rohstoff und Zielprodukt, Letzteres durch verschiedene Umsetzungseffizienzen.

In Abbildung 9 ist dargestellt, welche Mengen an Biomasse bzw. Kunststoffabfällen notwendig wären, um im Jahr 2045 den Bedarf an Olefinen und Aromaten in Deutschland vollständig zu decken. Diese Mengen werden verglichen mit den verfügbaren Rohstoffmengen in Deutschland. Es ist ersichtlich, dass die verfügbaren Rohstoffmengen bei weitem nicht den Bedarf decken. Für Biomasse besteht eine Lücke von rund 34,5 Mio. Tonnen, für Kunststoffabfälle von 20 Mio. Tonnen.

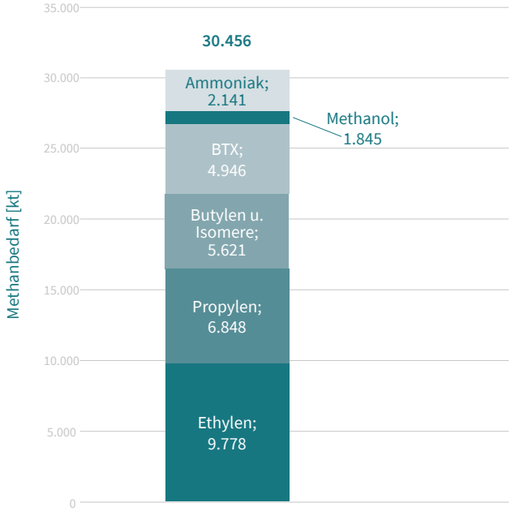
Abbildung 9: Bedarf an Biomasse (links) bzw. Kunststoffabfällen (Mitte) zur Deckung des Bedarfs an Basischemikalien (Olefinen und Aromaten) in 2045; rechts dargestellt ist die Verfügbarkeit der benötigten Rohstoffe, auch als Linie durchgezogen zum Vergleich mit den Bedarfen



2.8.3 Treibhausgasneutrale Nutzung von Erdgas über Methanpyrolyse

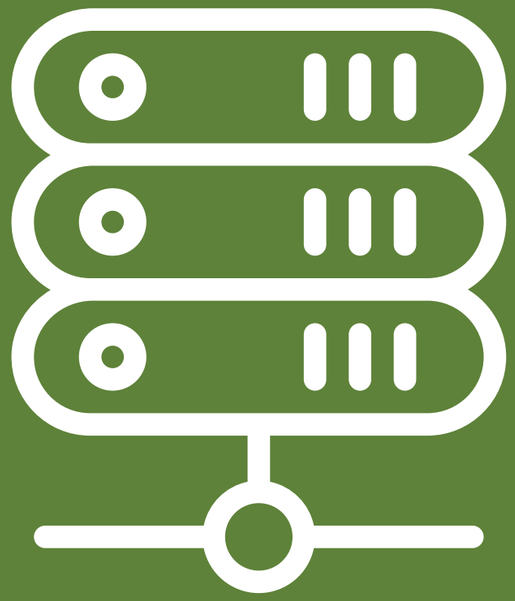
Eine alternative Möglichkeit zur Bereitstellung von Wasserstoff stellt die Methanpyrolyse dar. Hier wird weiterhin fossiles Erdgas eingesetzt, das aber im Gegensatz zur heute etablierten Dampfreformierung bei hohen Temperaturen in Wasserstoff und Kohlenstoff gespalten wird. Dies führt nicht zu einer Emission von CO_2, sofern die Wärmebereitstellung aus regenerativen Energiequellen erfolgt und der als Nebenprodukt anfallende Kohlenstoff nicht energetisch verwertet wird oder für die Herstellung eines Produkts verwendet wird, das am Lebensende verbrannt wird. Im Vergleich zur Dampfreformierung entsteht bei der Methanpyrolyse aus der gleichen Menge Methan nur die Hälfte des Wasserstoffs, so dass dieser Prozess sehr viel Erdgas verbraucht. Abbildung 10 zeigt den Methanbedarf für die Methanpyrolyse für 2045, unter der Annahme, dass die gesamte Produktion der Grundchemikalien auf der Basis von Wasserstoff über Methanpyrolyse erfolgt. Der Erdgasbedarf der chemisch-pharmazeutischen Industrie liegt heute bei 122,8 TWh.[41] Wenn man die in Abbildung 10 gezeigten Grundchemikalien über Methanpyrolyse herstellt, liegt der Bedarf bei 30,4 Mio. Tonnen oder 426 TWh. Angesichts der derzeitigen Erdgasversorgungssituation ist dieser Pfad nicht vorstellbar.

Abbildung 10: Methanbedarf für die Produktion von Grundchemikalien im Jahr 2045 mit Wasserstoff aus der Methanpyrolyse



[41] VCI (2022): Chemiewirtschaft in Zahlen; https://www.vci.de/vci/downloads-vci/publikation/chiz-historisch/chemiewirtschaft-in-zahlen-2022.pdf (abgerufen am 15.03.2023).

3 SZENARIEN



3.1 Einleitung und Vorstellung der beispielhaften Szenarien

Die zuvor beschriebenen Technologien können in unterschiedlicher Weise zu einer treibhausgasneutralen Chemieindustrie beitragen. Es werden daher im Folgenden drei beispielhafte Szenarien aufgezeigt, in denen diese Technologien mit unterschiedlichem Hochlauf und Anteilen kombiniert werden.

3.2 Szenario 1: Maximale Direktnutzung von Strom

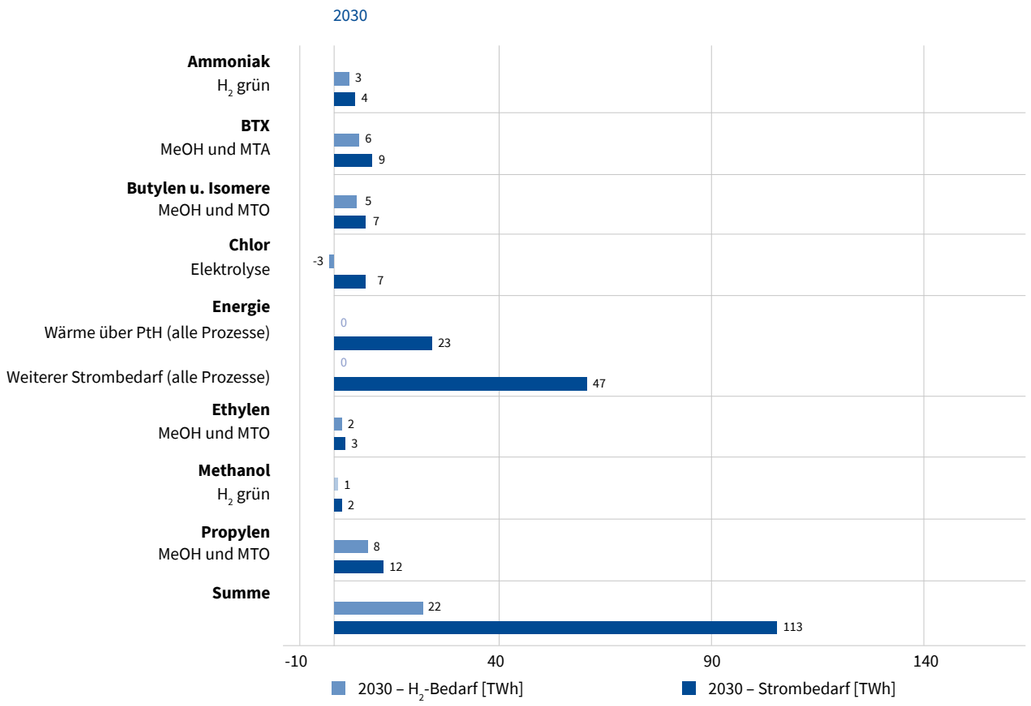
In diesem Szenario liegt der Fokus auf einer maximalen direkten Nutzung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen für alle Prozesse und für die gesamte Bereitstellung von Prozesswärme. Die Nutzung von Biomasse oder Kunststoffabfällen als Rohstoffe und darauf basierende Routen werden über das bereits heute übliche Maß (stoffliche Biomassenutzung in einigen Anwendungen der Spezialchemie) in diesem Szenario nicht verfolgt. Tabelle 14 zeigt das resultierende Technologieportfolio und die angenommenen Anteile der jeweiligen Technologien für die Jahre 2030, 2040 und 2045. Dieser Technologiehochlauf folgt grundsätzlich der bereits in der Roadmap getroffenen Annahme, dass eine Implementierung aufgrund der notwendigen Technologieentwicklungen bis zur Marktreife und dem Investitionsvorlauf im Wesentlichen erst ab Mitte 2030 bis 2040 maßgeblich zunimmt.

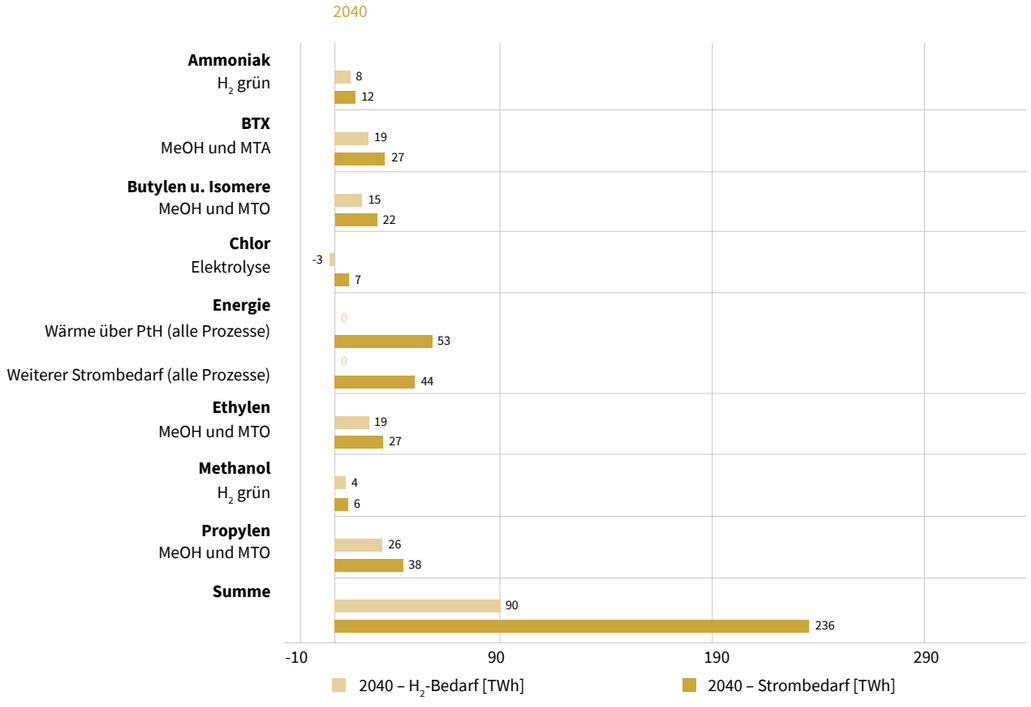
Tabelle 14: Technologieportfolio und angenommener Hochlauf für Szenario 1

Produkt	Prozesskette	Annahme Technologiehochlauf		
		2030	2040	2045
Ammoniak	Wasserstoff aus Elektrolyse, Stickstoff aus Luftzerlegung; Haber-Bosch-Synthese	15 %	50 %	100 %
Harnstoff	Ammoniak und CO_2 aus geeigneter Quelle, klassische Harnstoffsynthese	15 %	50 %	100 %
Methanol	Wasserstoff aus Wasserelektrolyse, CO_2 aus geeigneter Quelle, Methanolsynthese aus H_2/CO_2-Gemisch	15 %	50 %	100 %
Ethylen, Propylen, Butylen u. Isomere, Aromaten (BTX)	Wasserstoff aus Wasserelektrolyse, CO_2 aus geeigneter Quelle, Methanolsynthese aus H_2/CO_2-Gemisch, MTO-Prozess zur Herstellung von Olefinen, MTA-Prozess zur Herstellung von Aromaten	15 %	50 %	100 %
Chlor	Chloralkali-Elektrolyse von NaCl	Netzstrom		
Grundstoff- und Spezialchemie	Strombasierte Wärmeversorgung (100 % PtH) + Utilities	20 %	50 %	100 %

Abbildung 11 zeigt den zeitlichen Verlauf des Wasserstoff- und Strombedarfs nach Szenario 1. Der Strombedarf für die Wasserelektrolyse zur Bereitstellung der erforderlichen Wasserstoffmengen ist inkludiert, somit zeigt der Summenwert in der Abbildung den Gesamtbedarf an Strom. Er steigt bis 2045 auf 464 TWh an. Im Unterschied zu dem in Kapitel 2.4 ausgewiesenen Strombedarf für Wasserstoff ist hier außerdem der weitere Bedarf für Wärmebereitstellung und Utilities inkludiert. Ein Stromverbrauch für die Abtrennung von CO_2 aus geeigneten Quellen ist nicht eingerechnet, das gilt auch für Direct-Air-Capture-Anlagen, die potenziell an Chemiestandorten für den Zweck der stofflichen Nutzung errichtet werden.

Abbildung 11: Wasserstoff- und Strombedarf nach Szenario 1





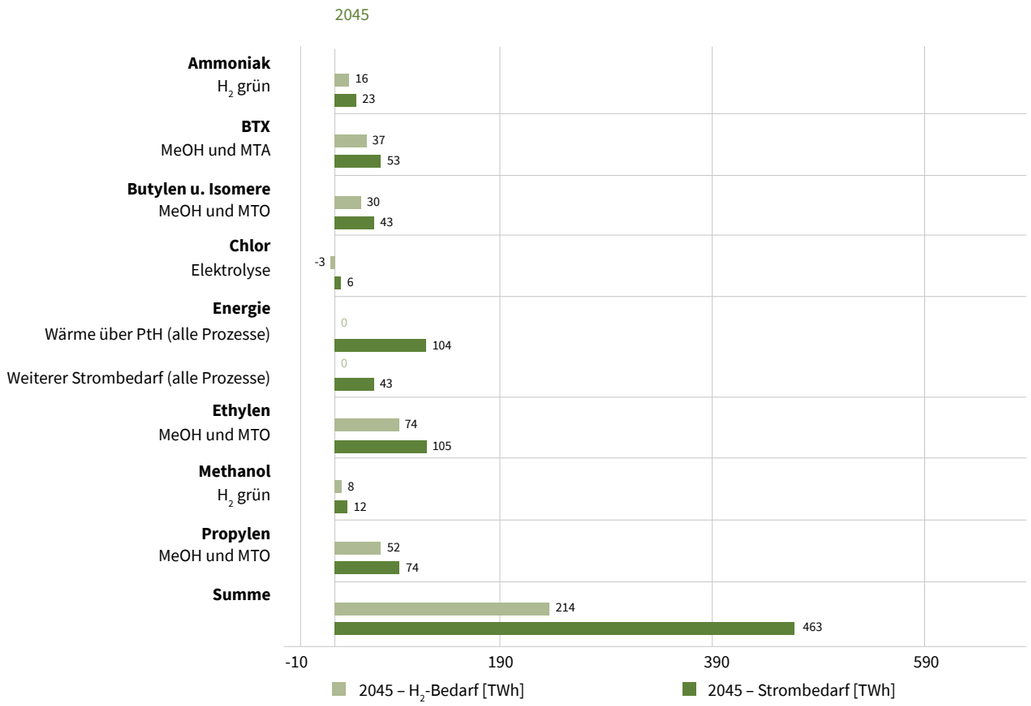
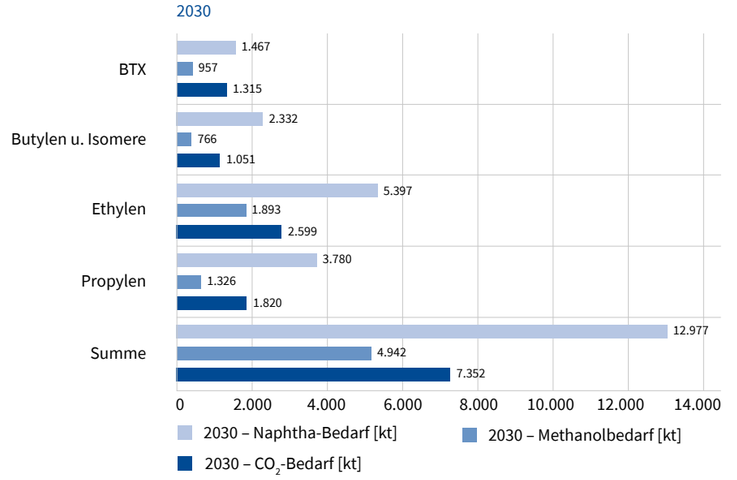
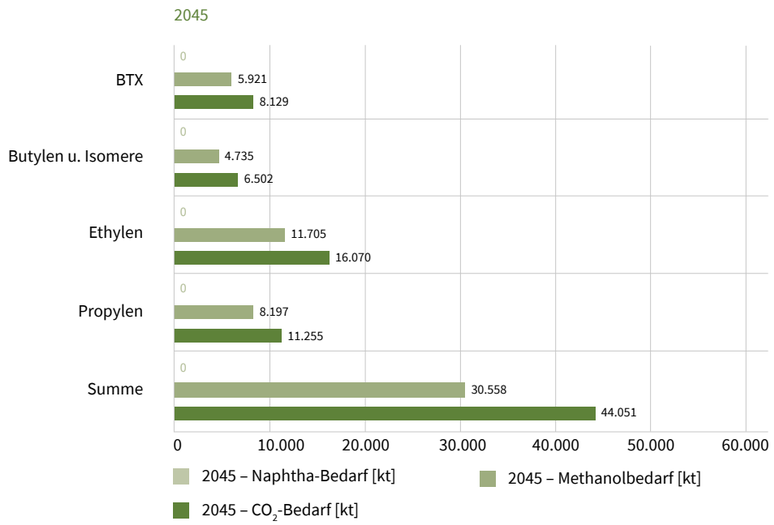


Abbildung 12 stellt den Bedarf an Rohstoffen bzw. Vorprodukten für Olefine und Aromaten nach Szenario 1 dar. Entsprechend dem Technologieportfolio steigt der Bedarf an Methanol für die Herstellung von Olefinen und Aromaten über Methanol-to-X-Technologien stark an und damit korrelierend der CO_2-Bedarf für die Herstellung von Methanol. Im Gegenzug sinkt der fossile Naphtha-Bedarf aus dem Cracker, 2045 liegt dieser dann bei 0.

Abbildung 12: Rohstoffbedarf für Olefine und Aromaten nach Szenario 1





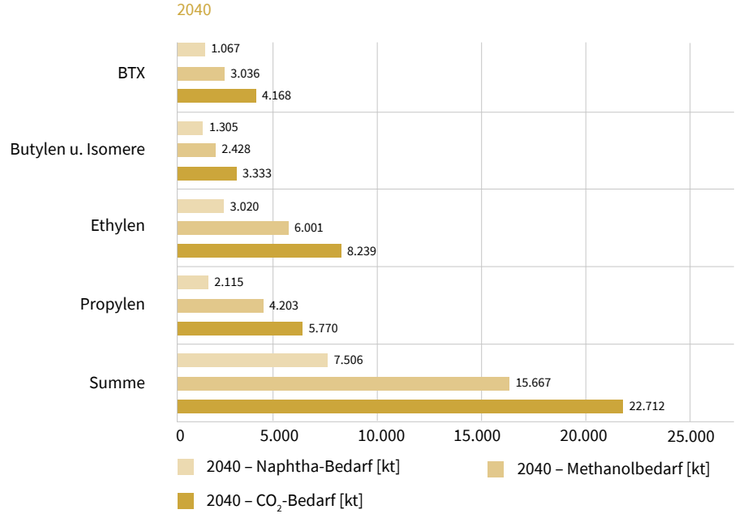
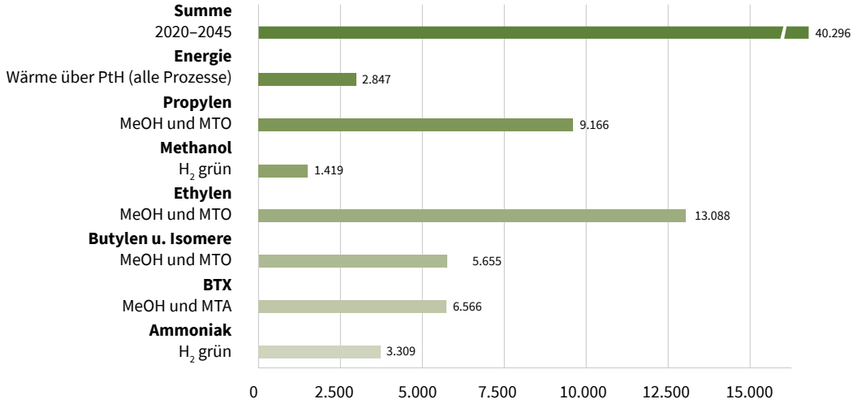


Abbildung 13 stellt den nominalen Investitionsbedarf bis 2045 in Anlagen dar. Für Szenario 1 summiert sich dieser auf 40,3 Mrd. €, wobei der größte Anteil auf MTO- bzw. MTA-Anlagen inkl. der vorgelagerten Wasserstoffproduktion entfällt. Nicht eingerechnet sind Investitionen in eine notwendige Transportinfrastruktur für Strom, Wasserstoff und CO_2, diese wird um ein Vielfaches höher liegen.

Abbildung 13: Nominaler Investitionsbedarf bis 2045 in Mio. € für Szenario 1



3.3 Szenario 2: Fokus auf Wasserstoff und PtX

Szenario 2 fokussiert auf den Einsatz von Wasserstoff und PtX-Brenn- und -Rohstoffen. Für Olefine und Aromaten wird die Route über synthetisches Naphtha statt über Methanol gewählt. Eine Stromdirektnutzung erfolgt nur für die Chlorproduktion und Niedertemperaturwärme bis 500 °C, darüber wird Wasserstoff als Brennstoff eingesetzt. Die Nutzung von Biomasse oder Kunststoffabfällen als Rohstoffe und darauf basierende Routen werden über das bereits heute übliche Maß (stoffliche Biomassenutzung in einigen Anwendungen der Spezialchemie) in diesem Szenario nicht verfolgt. Tabelle 15 zeigt das resultierende Technologieportfolio und die angenommenen Anteile der jeweiligen Technologien für die Jahre 2030, 2040 und 2045. Die Implementierungsrate für neue Technologien wird analog zu Szenario 1 abgebildet.

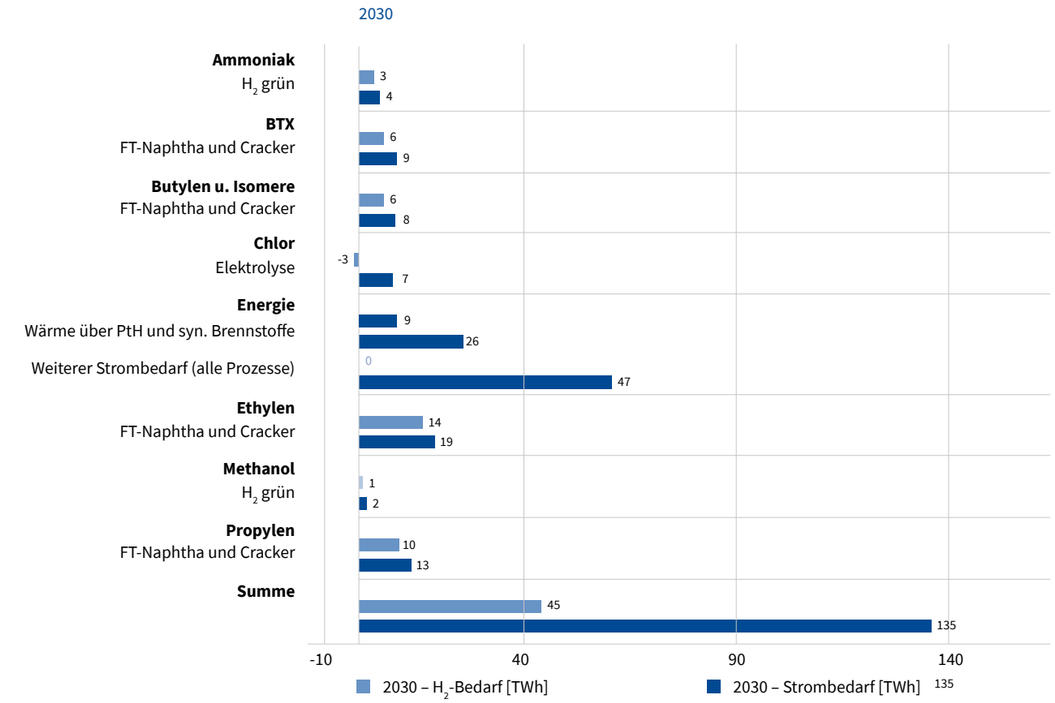
Tabelle 15: Technologieportfolio und angenommener Hochlauf für Szenario 2

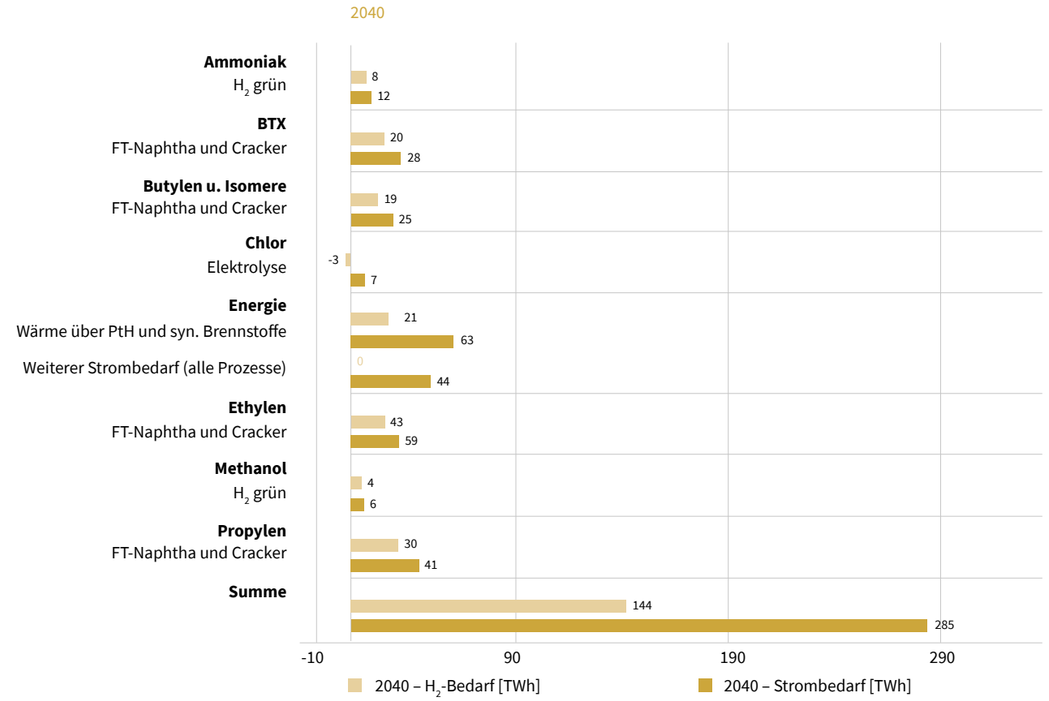
Produkt	Prozesskette	Annahme Technologiehochlauf		
		2030	2040	2045
Ammoniak	Wasserstoff aus Elektrolyse, Stickstoff aus Luftzerlegung; Haber-Bosch-Synthese	15 %	50 %	100 %
Harnstoff	Ammoniak und CO_2 aus geeigneter Quelle, klassische Harnstoffsynthese	15 %	50 %	100 %
Methanol	Wasserstoff aus Wasserelektrolyse, CO_2 aus geeigneter Quelle, Methanolsynthese aus H_2/CO_2-Gemisch	15 %	50 %	100 %
Ethylen, Propylen, Butylen u. Isomere, Aromaten (BTX)	Wasserstoff aus Wasserelektrolyse, CO_2 aus geeigneter Quelle, Fischer-Tropsch-Synthese zu syn. Naphtha, das anschließend im E-Cracker verarbeitet wird	15 %	50 %	100 %
Chlor	Chloralkali-Elektrolyse von NaCl		Netzstrom	
Grundstoff- und Spezialchemie	Strombasierte Wärmeversorgung bis 500 °C und für Utilities; Wasserstoff als Brennstoff für Wärme > 500 °C	20 %	50 %	100 %

Abbildung 14 zeigt den zeitlichen Verlauf des Wasserstoff- und Strombedarfs nach Szenario 2. Der Strombedarf für die Wasserelektrolyse zur Bereitstellung der erforderlichen Wasserstoffmengen ist wiederum inkludiert. Er steigt bis 2045 auf 508 TWh an. Durch den höheren Energieaufwand für die Wasserstofferzeugung zur Deckung der Hochtemperaturwärme und für die Fischer-Tropsch-Naphtha-Route ist der Strombedarf um 44 TWh höher als in Szenario 1. Die Differenz liegt darin begründet, dass bei einem elektrisch geheizten Steamcracker Wasserstoff und Methan aus dem Spaltgas nicht als Brenngas zurückgeführt werden, was dem energetischen Anteil des Naphtha-Einsatzes im konventionellen Steamcracker entspricht und im Wesentlichen für die Treibhausgase des konventionellen Verfahrens verantwortlich ist. Im Falle einer stofflichen Nutzung dieser Komponenten nähern sich der Strombedarf der Methanol- und der Fischer-Tropsch-Naphtha-Route weitestgehend an.

Auch in diesem Szenario sind CO_2-Abtrennung und ein potenzieller Bedarf an Direct Air Capture nicht eingerechnet.

Abbildung 14: Wasserstoff- und Strombedarf nach Szenario 2





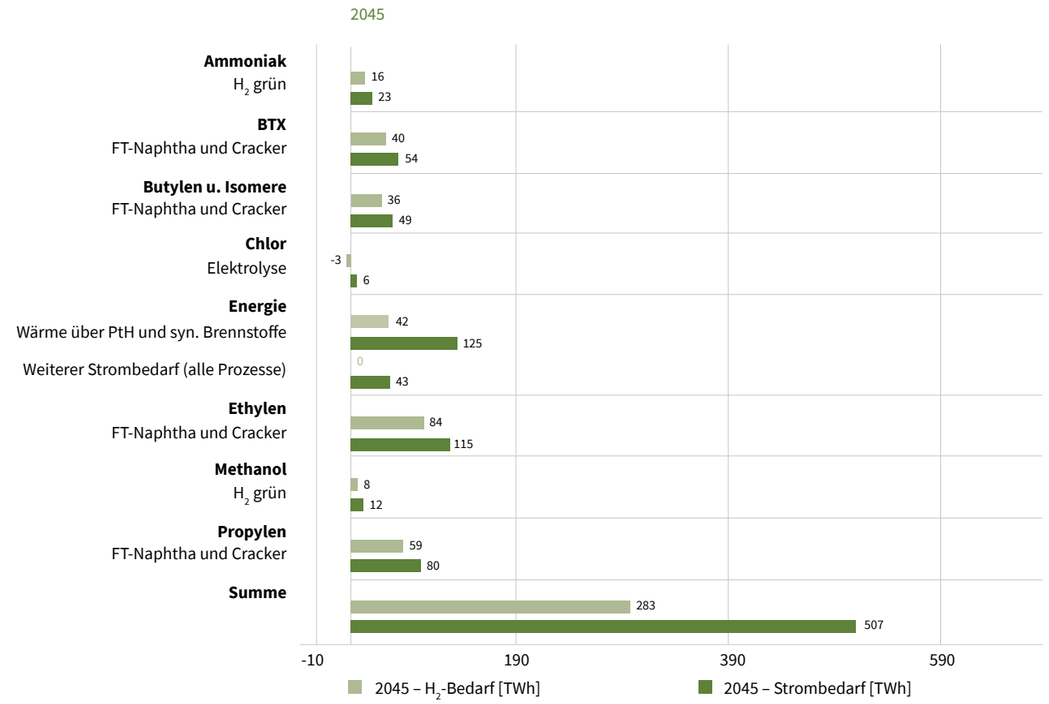
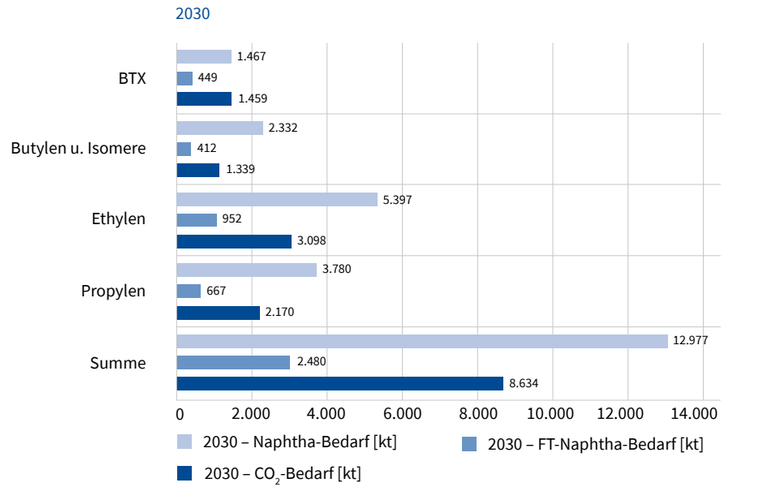
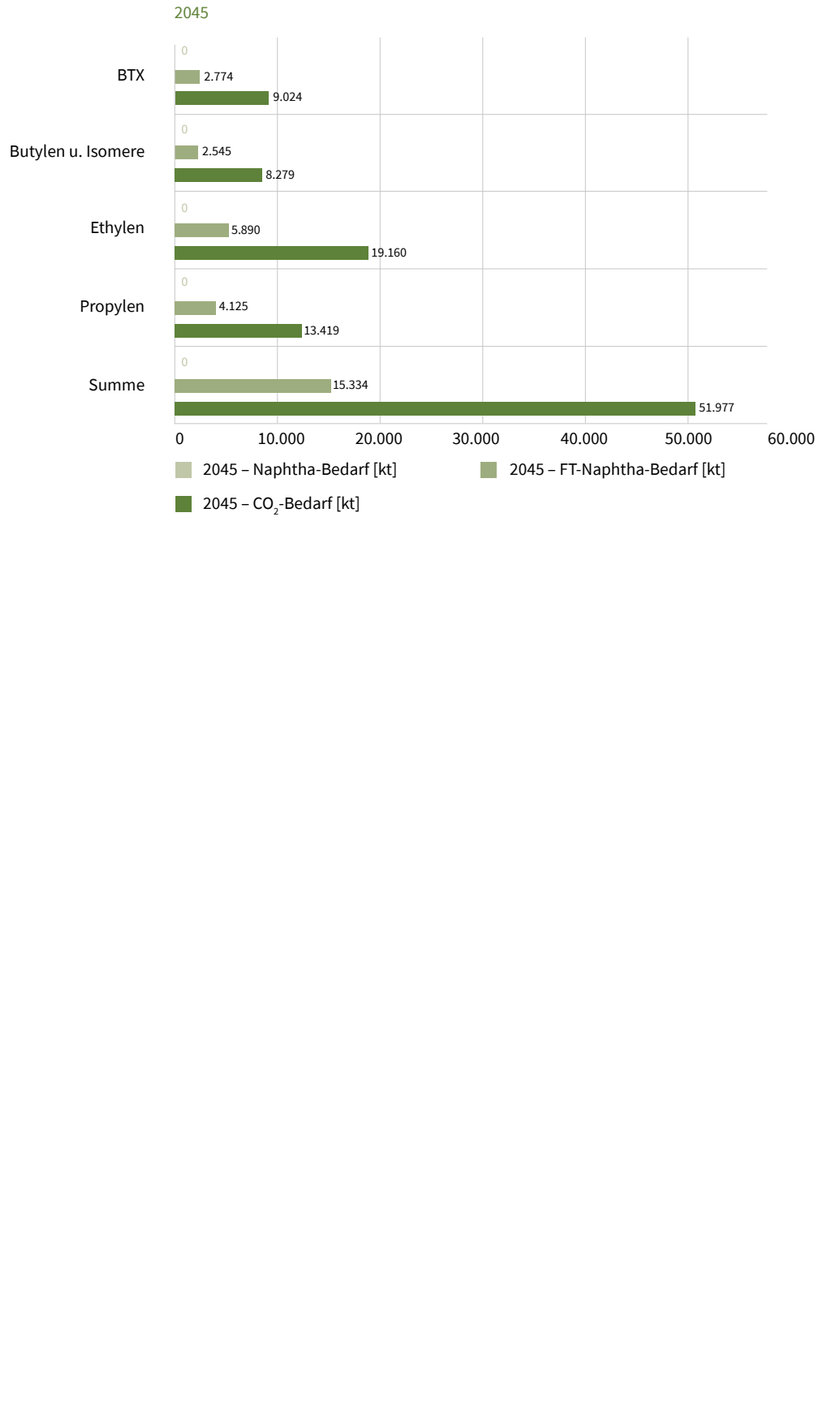


Abbildung 15 stellt den Bedarf an Rohstoffen bzw. Vorprodukten für Olefine und Aromaten in Szenario 2 dar. Der Bedarf an fossilem Naphtha nimmt in gleicher Weise ab wie in Szenario 1, da der Anteil alternativer Technologien dem gleichen Technologiehochlauf folgt. Im Unterschied zu Szenario 1 wird dieser durch Fischer-Tropsch-Naphtha ersetzt, nicht durch Methanol. Der CO_2-Bedarf liegt höher als bei Szenario 1 (vgl. Kapitel 3.2).

Abbildung 15: Rohstoffbedarf für Olefine und Aromaten nach Szenario 2





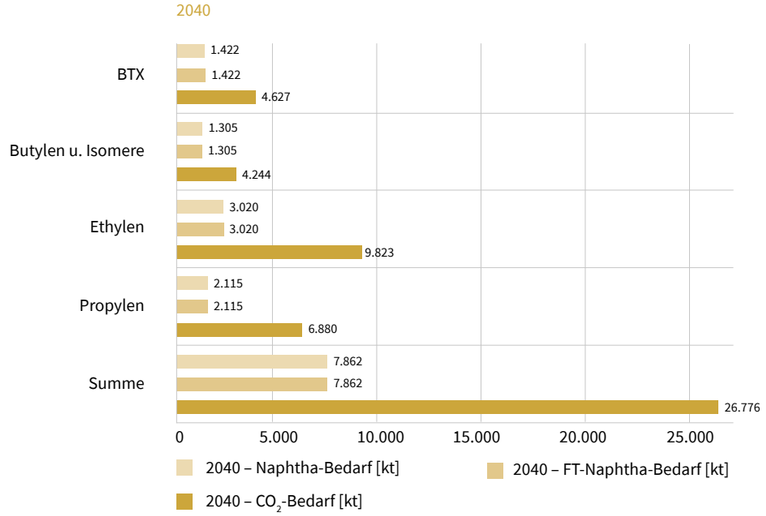
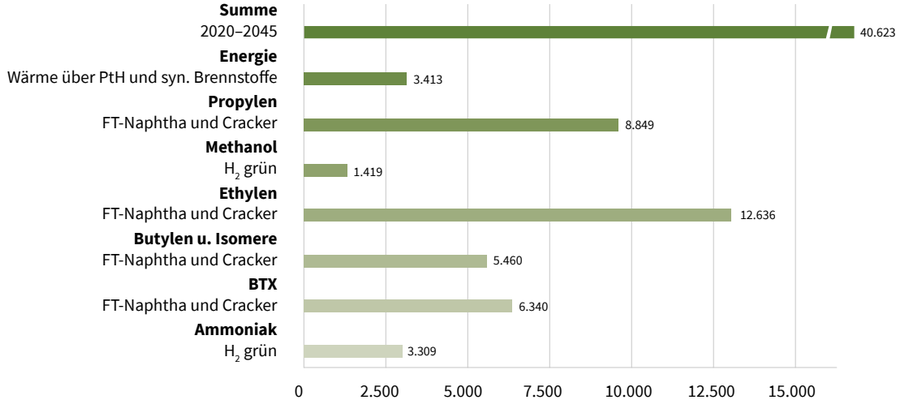


Abbildung 16 stellt den nominalen Investitionsbedarf bis 2045 in Anlagen dar. Für Szenario 2 summiert sich dieser auf 40,6 Mrd. €, wobei der größte Anteil den Fischer-Tropsch-Anlagen inkl. der vorgelagerten Wasserstoffproduktion und dem Retrofit von Crackern zur elektrischen Beheizung zukommt. Der Investitionsbedarf in diese Produktionsanlagen ist vergleichbar mit der Route über Methanol in Szenario 1.

Nicht eingerechnet sind wiederum Investitionen in eine notwendige Transportinfrastruktur für Strom, Wasserstoff und CO_2, diese werden um ein Vielfaches höher liegen.

Abbildung 16: Nominaler Investitionsbedarf bis 2045 für Szenario 2



3.4 Szenario 3: Fokus auf Sekundärrohstoffe

Szenario 3 geht von einer maximalen Nutzung alternativer Rohstoffe aus, mit Fokus auf Kunststoffabfällen und Biomasse bis hin zum maximal verfügbaren Potenzial (vgl. Kapitel 2.7.3 und 2.7.4). Der Technologiehochlauf für die Nutzung von Biomasse wird, insbesondere für Waldrestholz im Zuge des Waldumbaus, beschleunigt angenommen. Der Einsatz von Kunststoffabfällen folgt mit zeitlichem Versatz. Die Deckung des Kohlenstoffbedarfs wird aufgrund der limitierten Verfügbarkeit der alternativen Rohstoffe ergänzt um CO_2. Für die Olefine und Aromaten wird, wie in Szenario 2, die Fischer-Tropsch-Naphtha-Route verfolgt, da diese komplementär zur Bio-Naphtha-Route ist und beide Zwischenprodukte im E-Cracker umgesetzt werden können. Ein Einsatz von Biomasse oder Kunststoffen als Brennstoff zur Wärmebereitstellung wird in Szenario 3 nicht in Erwägung gezogen. Der Anteil der wasserstoffbasierten Routen ist in Szenario 3 geringer und der Technologiehochlauf verläuft langsamer als in Szenario 1 und 2.

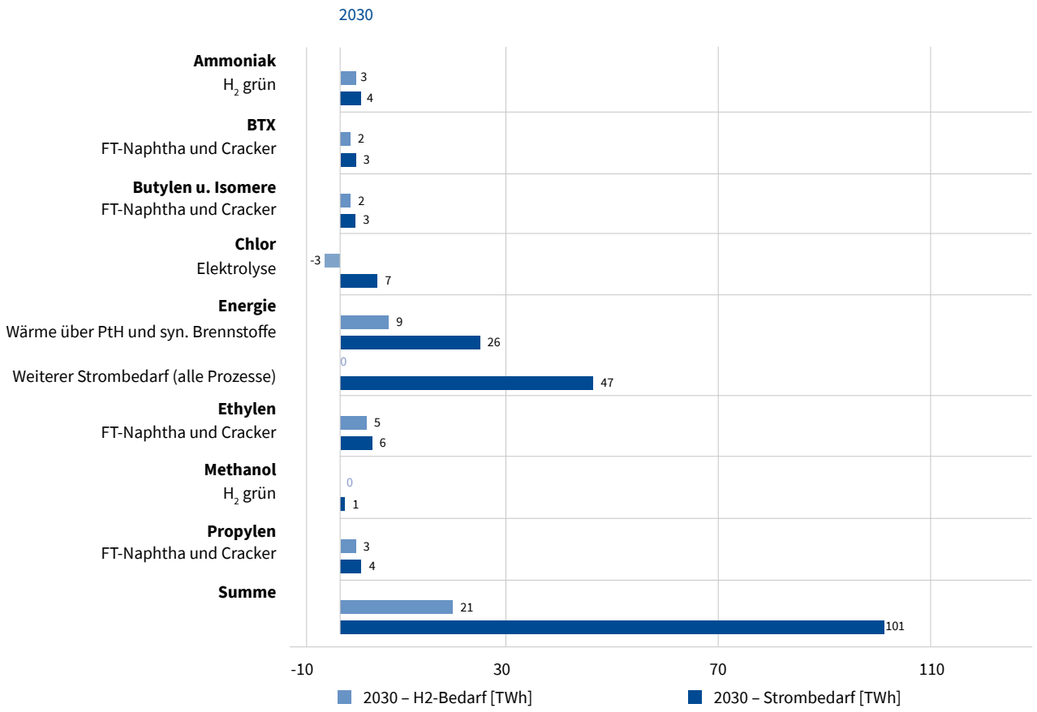
Tabelle 16 zeigt das resultierende Technologieportfolio und die angenommenen Anteile der jeweiligen Technologien für die Jahre 2030, 2040 und 2045.

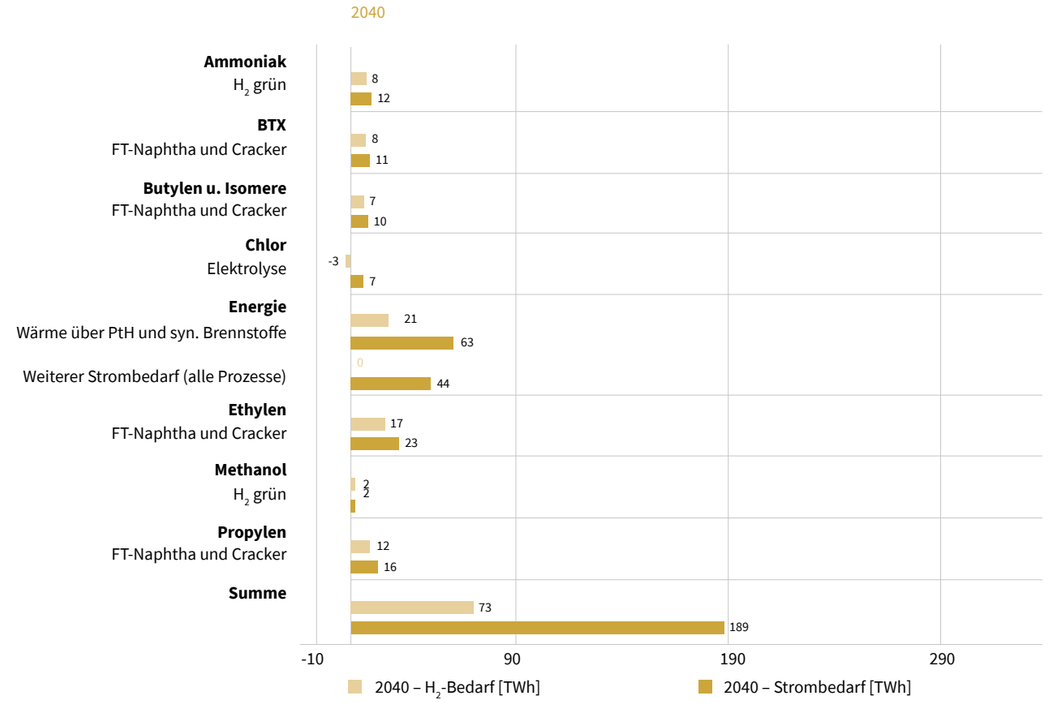
Tabelle 16: Technologieportfolio und angenommener Hochlauf für Szenario 3

Produkt	Prozesskette	Annahme Technologiehochlauf		
		2030	2040	2045
Ammoniak	Wasserstoff aus Elektrolyse, Stickstoff aus Luftzerlegung; Haber-Bosch-Synthese	15 %	50 %	100 %
Harnstoff	Ammoniak und CO_2 aus geeigneter Quelle, klassische Harnstoffsynthese	15 %	50 %	100 %
Methanol	Biomassevergasung zu Synthesegas und Methanolsynthese	15 %	35 %	40 %
Ethylen	Wasserstoff aus Wasserelektrolyse, CO_2 aus geeigneter Quelle, Methanolsynthese aus H_2/CO_2-Gemisch	15 %	50 %	100 %
	Pyrolyse von Biomasse zu Bio-Naphtha, das anschließend im E-Cracker verarbeitet wird	15 %	30 %	40 %
	Fermentation von Biomasse zu Ethanol, Dehydratisierung zu Ethylen	0 %	10 %	10 %
Ethylen, Propylen, Butylen u. Isomere, Aromaten (BTX)	Pyrolyse von Kunststoffabfällen zu Pyrolyseöl und -gas; anschließend Verarbeitung im E-Cracker	0 %	5 %	10 %
	Wasserstoff aus Wasserelektrolyse, CO_2 aus geeigneter Quelle, Fischer-Tropsch-Synthese zu syn. Naphtha, das anschließend im E-Cracker verarbeitet wird	5 %	20 %	40 %
Propylen, Butylen u. Isomere	Pyrolyse von Biomasse zu Bio-Naphtha, das anschließend im E-Cracker verarbeitet wird	15 %	35 %	50 %
Aromaten (BTX)	Katalytische Flashpyrolyse von Biomasse	15 %	35 %	50 %
Chlor	Chloralkali-Elektrolyse von NaCl	Netzstrom		
Grundstoff- und Spezialchemie	Strombasierte Wärmeversorgung bis 500 °C und für Utilities; Wasserstoff als Brennstoff für Wärme > 500 °C	20 %	50 %	100 %

Abbildung 17 zeigt den zeitlichen Verlauf des Wasserstoff- und Strombedarfs in Szenario 3. Dieser beträgt im Jahr 2045 rund 325 TWh Strom und 148 TWh Wasserstoff und liegt damit deutlich unter dem Bedarf in den Szenarien 1 und 2. Der größte Anteil entfällt auf die Wärmebereitstellung für alle chemischen Prozesse.

Abbildung 17: Wasserstoff- und Strombedarf nach Szenario 3





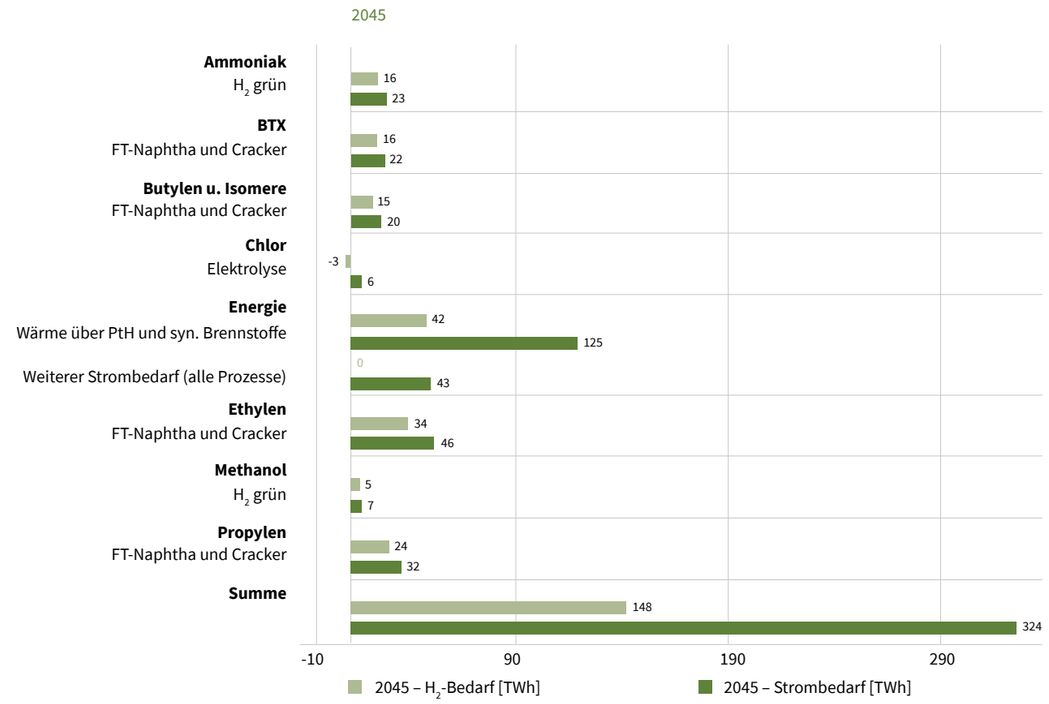
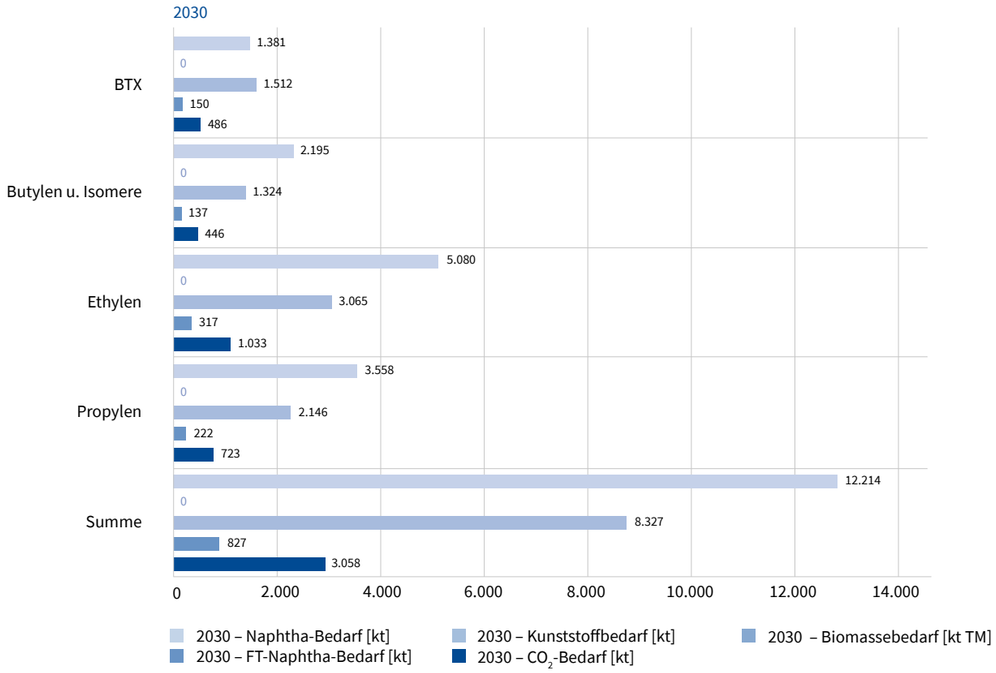
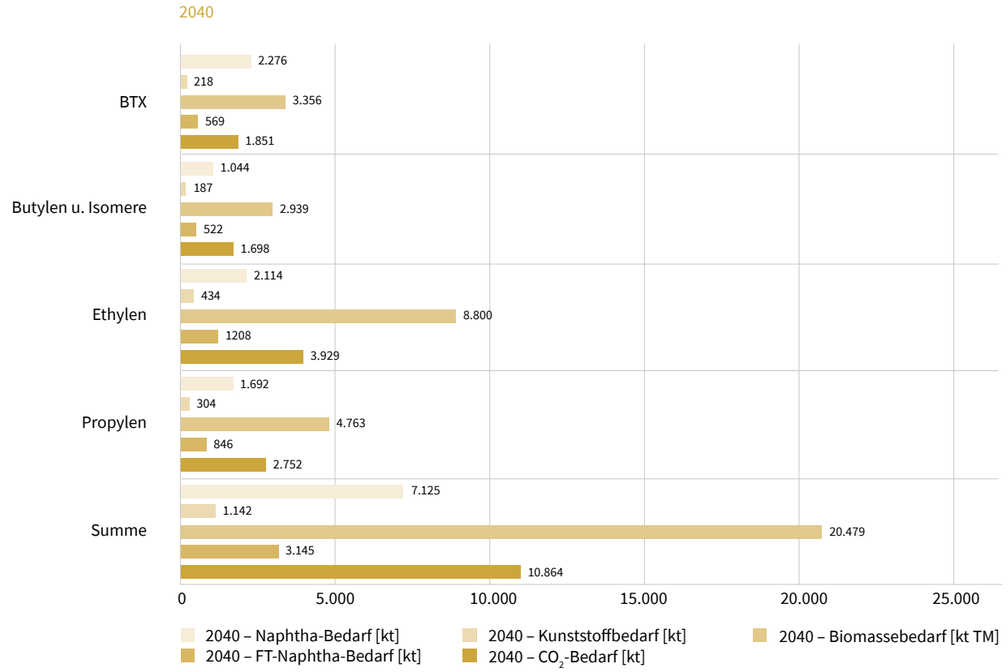


Abbildung 18 stellt den Bedarf an Rohstoffen bzw. Vorprodukten für Olefine und Aromaten in Szenario 3 dar. Zusätzlich zu den beiden anderen Szenarien ist der Bedarf an Biomasse und Kunststoffabfällen ausgewiesen. Der Technologieanteil der Routen über Biomasse und Kunststoffabfälle ist jeweils so gewählt, dass bis 2045 das in Kapitel 2.8.2 ausgewiesene maximal verfügbare Potenzial dieser Rohstoffe ausgenutzt wird. Nicht dargestellt ist Bio-Naphtha, das aus Biomasse als Zwischenprodukt entsteht. Im Jahr 2045 liegt die resultierende Menge an Bio-Naphtha bei 5.691 kt. Der Bedarf an Fischer-Tropsch-Naphtha ist aufgrund der Sekundärrohstoffnutzung deutlich geringer als in Szenario 2, gleiches gilt für den CO_2-Bedarf.

Abbildung 18: Rohstoffbedarf für Olefine und Aromaten nach Szenario 3





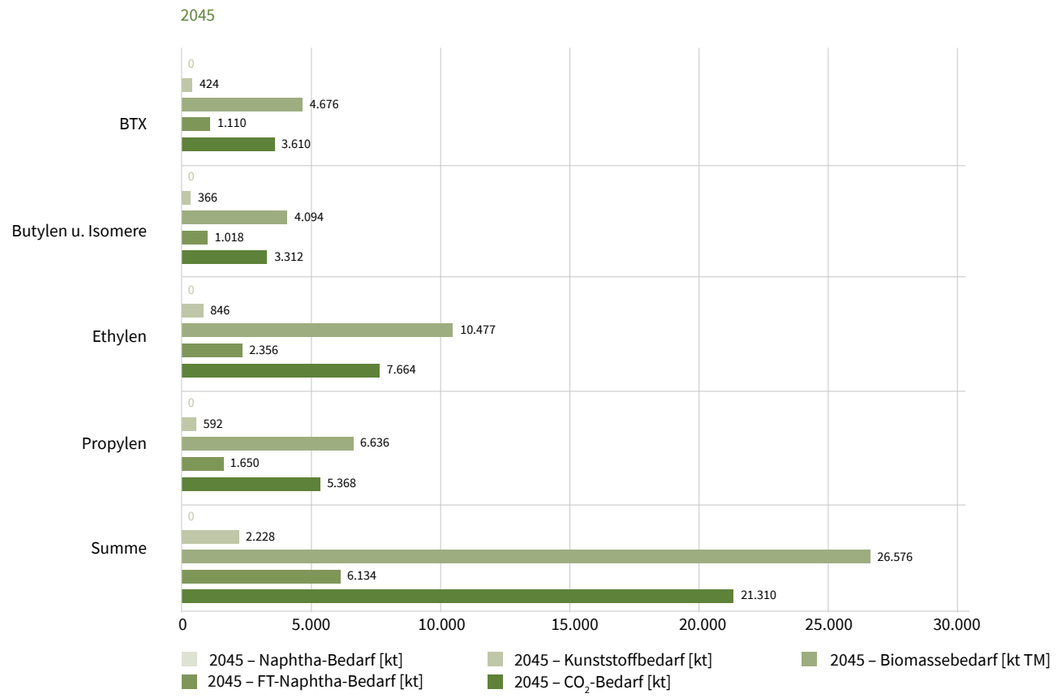
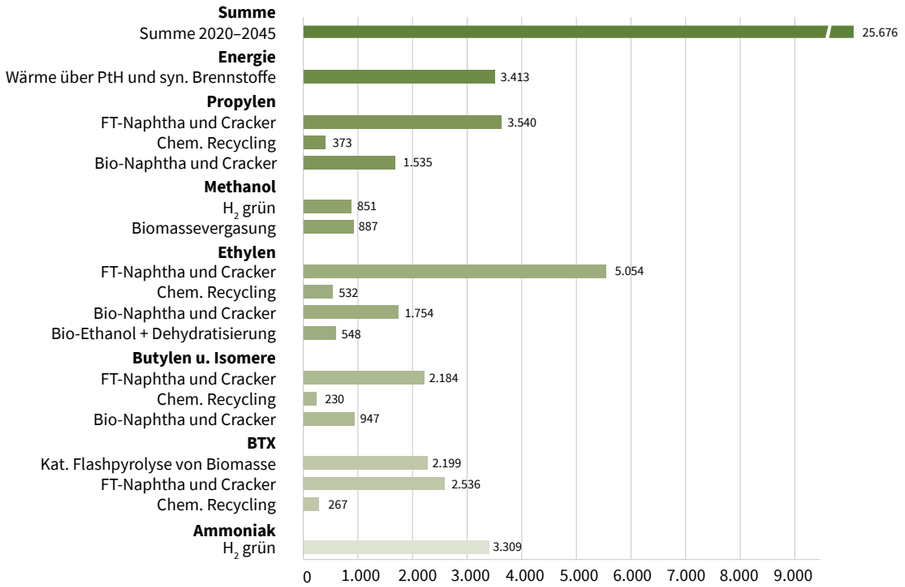


Abbildung 19 stellt den nominalen Investitionsbedarf bis 2045 in Anlagen dar. Für Szenario 3 summiert sich dieser auf 25,6 Mrd. €, rund 15 Mrd. € weniger als in Szenario 2. Der große Unterschied ist letztlich den hohen Kosten für die Bereitstellung von Wasserstoff über Elektrolyse zuzuschreiben, der Anteil wasserstoffbasierter Technologien ist in Szenario 3 deutlich kleiner.

Nicht eingerechnet sind wiederum Investitionen in eine notwendige Transportinfrastruktur für Strom, Wasserstoff und CO_2, in Szenario 3 aber auch für den Transport von Biomasse und die Sammlung, Konfektionierung und den Transport von Kunststoffabfällen.

Abbildung 19: Nominaler Investitionsbedarf bis 2045 in Mio. € für Szenario 3



3.5 Vergleich der betrachteten Szenarien

Tabelle 17 stellt die wesentlichen Parameter für die drei betrachteten Szenarien zur Klimaneutralität gegenüber. Der Strombedarf in den strom- und wasserstoffbasierten Szenarien 1 und 2 von über 450 TWh ist angesichts der geschätzten Verfügbarkeit von Strom aus erneuerbaren Energiequellen in Deutschland von 750 bis 1.000 TWh (vgl. Kapitel 2.6) kritisch zu bewerten. Ein Import von Strom, Wasserstoff oder Wasserstoffträgern wie Ammoniak oder Methanol in erheblichem Umfang erscheint in diesen Szenarien aus heutiger Sicht unvermeidlich. Der CO_2-Bedarf aus großen stationären Punktquellen ist bis 2045 prinzipiell ausreichend, wobei die tatsächliche Verfügbarkeit dieser Quellen Unsicherheiten unterliegt.[42] Insbesondere unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten sind entlegenere Quellen nur schwer erschließbar. Biomasse und Kunststoffe sind in begrenztem Umfang verfügbar und unterliegen einer starken Nutzungskonkurrenz mit anderen Sektoren, ob als Sekundärrohstoff, Brennstoff oder Biokraftstoff. Diese Konkurrenz wird sich vsl. weiter verschärfen. Das für Szenario 3 angenommene Ausschöpfen der verfügbaren Potenziale für die Chemie beruht auf der Annahme, dass dieser Sektor aufgrund hoher Wertschöpfung in der Lage ist, zugunsten klimaneutraler Chemieprodukte auch höhere Rohstoffkosten zu verkraften. Inwieweit mögliche Importe von nachhaltiger Biomasse und Kunststoffabfällen Lücken schließen können, erscheint aus heutiger Sicht zumindest fraglich.

Die Nutzung von Methan für eine Methanpyrolyse wurde in Kapitel 2.8.3 erörtert, ist aufgrund der Versorgungslage und der gegenüber der Dampfreformierung geringen Wasserstoffausbeute in den Szenarien jedoch quantitativ nicht berücksichtigt worden. Auch CCS in der Chemieindustrie ist in den Szenarien nicht betrachtet worden. Die Nutzung von blauem Wasserstoff würde den Erhalt bestehender Anlageninfrastruktur erlauben, ist aber mit der weiteren Nutzung fossiler Rohstoffe verbunden und erfordert eine

Tabelle 17: Vergleich der Szenarien; alle angegebenen Werte beziehen sich auf 2045

Parameter [Einheit]	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3	Anmerkung
Strombedarf [TWh]	464	508	325	Inkl. Strombedarf für Wasserstoff
Wasserstoffbedarf [TWh]	214	283	148	H_2-Bedarf für Fischer-Tropsch-Naphtha und Brennstoff in Szenario 2 besonders hoch
CO_2-Bedarf [kt]	44.051	51.977	21.310	Fischer-Tropsch-Naphtha-Route (Szenario 2) hat den höchsten CO_2-Bedarf
Biomassebedarf [kt Trockenmasse]	2.700 für Spezialchemie		26.576 für Grundstoff-, 2.700 für Spezialchemie	Nutzung zusätzlicher Biomasse und Einsatz in Grundstoffchemie nur in Szenario 3; dann max. verfügbares Potenzial ausgeschöpft
Kunststoffabfallbedarf [kt]	3.160 für mech. Recycling		3.160 für mech. Recycling, 2.228 für chem. Recycling	Chemisches Recycling und Einsatz in Grundstoffchemie nur in Szenario 3; dann max. verfügbares Potenzial ausgeschöpft
Fischer-Tropsch-Naphtha-Bedarf [kt]	-	15.334	6.134	H_2-Bedarf für Fischer-Tropsch-Naptha und Brennstoff in Szenario 2 besonders hoch
Bio-Naphtha-Bedarf [kt]	-	-	5.691	Nur in Szenario 3
Methanolbedarf [kt]	30.558	-	-	Nur in Szenario 1 für MTO/MTA zu Olefinen und Aromaten
Nomin. Investitionen [Mio. €]	40.296	40.623	25.676	In Szenario 1 und 2 wegen Investitionen in Elektrolyseure am höchsten

[42] Zur Frage der prinzipiell verfügbaren Menge von CO_2 aus Punktquellen sind u.a. auch Klimaneutralitätspfade anderer Branchen von großer Bedeutung, im Zuge des Stakeholderprozesses zu den Ergebnissen des Fact-Findings erfolgte Hinweise wurden eingearbeitet (Abfallwirtschaft).

zusätzliche Infrastruktur zum Transport und der Speicherung von CO_2.

Die angenommenen Investitionen sind nicht inflationsbereinigt. Sie sind in den wasserstoffbasierten Szenarien besonders hoch. Es wurden Investitionskosten von 4.000 €/t H_2 angenommen, was ca. 736 €/kW Elektrolyseurleistung und einem mittleren Wert entspricht. Hohe Investitionskosten beruhen in allen Szenarien auf der notwendigen Installation neuer Anlagen: Fischer-Tropsch-Anlagen, zusätzliche Methanolanlagen und MTO/MTA-Anlagen, Pyrolyse- und Vergasungsanlagen für Biomasse und Kunststoffe etc. Für Cracker wird eine Umrüstbarkeit auf E-Cracker angenommen. Die notwendige Transportinfrastruktur für die alternativen Rohstoffe (CO_2, Biomasse, Abfalllogistik), aber auch für Strom- und Wasserstoffnetze ist nicht inkludiert, sie werden die angenommenen Investitionen noch um ein Vielfaches übersteigen, verteilen sich allerdings aufgrund ihrer Versorgung mehrerer Sektoren (und insb. im Strombereich auch der privaten Nutzung) auf eine wesentlich breitere Basis.

Im Vergleich der drei Szenarien zur Klimaneutralität bis 2045 sind die erheblichen Unterschiede bei den jeweils benötigten Mengen sehr deutlich. Das gilt auch und besonders für die jeweils benötigten Mengen von Strom, Wasserstoff und CO_2 sowie die Investitionskosten. Je mehr Biomasse und Kunststoffabfälle als Rohstoffe für die Chemieindustrie verfügbar sind, desto geringer sind die Bedarfe an Strom, Wasserstoff und CO_2 samt den dazugehörigen Infrastrukturen sowie – ohne Berücksichtigung der Infrastrukturkosten – auch die Investitionsbedarfe. Letztere bleiben in allen Szenarien hoch und beinhalten auch noch keine Betriebskostenvergleiche, was im Verbund mit der starken Bepreisung von CO_2 in der EU gerade im Vergleich zu Wettbewerbsregionen außerhalb der EU auch Förderinstrumente sinnhaft erscheinen lässt.

Die starken Wechselwirkungen zwischen den Szenarien bezüglich damit einhergehender Bedarfe verdeutlichen auch, welche Bedeutung die Wechselwirkungen zwischen den verschiedenen Rechtsakten haben, die aktuell und im Zuge der Umsetzung des „Fit for 55“-Pakets vorliegen – zumeist in noch nicht final verabschiedeter Form (zum Beispiel Rechtsakte zur Erneuerbare-Energien-Richtlinie – RED, Erweiterungen des EU-Emissionshandelssystems – EU-ETS und Einführung des CO_2-Grenzausgleichssystems [Carbon Border Adjustment Mechanism – CBAM], Sustainable Carbon Cycles) oder sie fehlen noch wie zum Beispiel Festlegungen zum Umgang mit CCU im EU-Emissionshandel.[43] Daraus ergeben sich auch Ansatzpunkte für die weitere Ausgestaltung nationaler Strategien wie z. B. zum Carbon Management.[44]

Die Unterschiede zwischen den Szenarien schlagen sich auch bei den abgeschätzten regionalisierten Bedarfen nieder, was in den nachfolgenden Abbildungen verdeutlicht wird.

Abbildung 20 (Seite 69) stellt den regionalen Strom- und Wasserstoffbedarf für das Jahr 2045 gegenüber. Unterschiede treten nur für solche Regionen auf, in denen eine anteilige Grundchemikalienproduktion existiert, die sich entsprechend in den Szenarien niederschlägt.

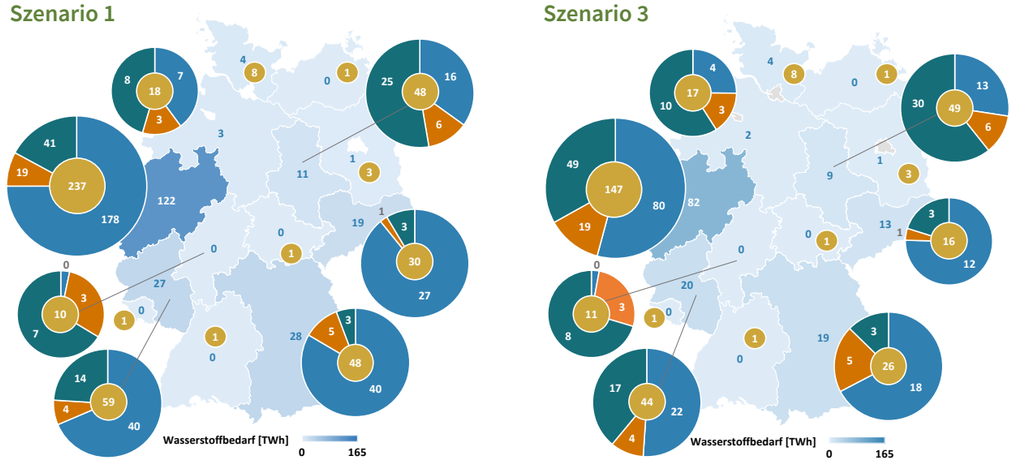
Diese Ergebnisse geben u.a. Anhaltspunkte dafür, dass nicht alle Bedarfe zwangsläufig mit bundesweiten Infrastrukturen abgedeckt werden müssen, sondern auch regionalisierte branchenübergreifende Konzepte denkbar sind (vgl. insb. Kapitel 4.2.2 und 4.3.3).

Sowohl bei der Bewertung der jeweils einzelnen Szenarien als auch im Vergleich ist stets zu beachten, dass die Szenarien idealtypische Betrachtungen für die gesamte Branche darstellen. Welcher Technologie- und damit einhergehend Klimaneutralitätspfad im jeweiligen Einzelfall und Mix eingeschlagen wird, ist eine auf Ebene einzelner Unternehmen zu treffende Entscheidung. Trotzdem zeigen die Szenarien das Spektrum und auch die deutliche Fortentwicklung der Arbeiten an der Transformation der Chemieindustrie im Zuge von Chemistry4Climate auf.

[43] Für die Erstellung dieser Abschlussdokumentation und der Diskussionen in den Arbeitsgruppen konnten nur bis zum Jahreswechsel 2022/23 vorliegende Rechtsakte bzw. deren Entwürfe berücksichtigt werden.

[44] Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2023): CCU/CCS: Baustein für eine klimaneutrale und wettbewerbsfähige Industrie; https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Industrie/weitere-entwicklung-ccs-technologien.html (abgerufen am 15.03.2023).

Abbildung 20: Regionaler Strom- und Wasserstoffbedarf im Jahr 2045 nach den Szenarien 1–3



Die Darstellung der Energie- und Wasserstoffbedarfe nach Bundesländern beruht im Wesentlichen auf den Standorten der produzierenden Unternehmen für die hier näher betrachteten Hauptprozesse sowie einer Analyse der Daten aus Destatis bzgl. Aufschlüsselung des Energiebedarfs auf Landkreisebene. Diese sind jedoch nicht nach Industriesektor aufgeschlüsselt und wurden nicht in die Darstellung einbezogen, wenn sie nicht eindeutig zugeordnet werden konnten. Einige Daten sind darüber hinaus als geheim deklariert und nicht zugänglich. Daher ist diese Darstellung ggf. in einzelnen Bundesländern (zum Beispiel Baden-Württemberg, Hessen und Brandenburg) nicht vollständig und eher als untere Abschätzung zu verstehen.

3.6 Verbleibende Lücken

Eine Fortentwicklung und Präzisierung der Roadmap Chemie 2050 aus dem Jahr 2019 ist im Zuge des Chemistry4Climate-Prozesses gelungen, weitere Arbeiten können auf den hier dargestellten und im Zuge der Stakeholderdialoge intensiv diskutierten Ergebnissen aufbauen. Dennoch ist auf Lücken hinzuweisen, die im Zuge der hier dargestellten Arbeiten nicht geschlossen werden konnten, zumal es nicht Ziel war, die Roadmap aus dem Jahr 2019 komplett zu überarbeiten.

Die Betrachtungen im Rahmen des Fact-Findings und die Stakeholderdialoge haben keine Gestehungskosten von Produkten, Rohstoffen und Energien für die verschiedenen Technologien beinhaltet. Hier wäre ein erweitertes und gegenüber der Roadmap Chemie 2050 aus dem Jahr 2019 aktualisiertes Annahmenset notwendig. Dieses sollte auch die jüngsten geopolitischen Ereignisse sowie die starken Veränderungen in der europäischen und deutschen Klimapolitik berücksichtigen. So müssen insbesondere Annahmen zu Rohstoffkosten und -verfügbarkeiten, Kosten für (erneuerbare) Energien und CO_2-Kosten (sowohl als Rohstoff wie auch als Emission), ggf. auch Annahmen zur Verfügbarkeit spezifischer Förderinstrumente angepasst werden.

Hier wurde eine erste Erweiterung der Betrachtung der Spezialchemie bezüglich Wärme- und Strombedarf vorgenommen. Eine Aufschlüsselung der komplexen Prozessketten der Spezialchemie ist weiterhin als große Herausforderung zu betrachten, eine weitere quantitative Annäherung an die Spezialchemie bezüglich Rohstoffbedarf und Recyclingoptionen wäre jedoch angesichts der oben dargestellten deutlichen Unterschiede zwischen den Szenarien wünschenswert. Vorstellbar wäre eine Clusterung von chemischen Transformationen, die mit typischen Energie- und Rohstoffbedarfen verknüpft werden können.

Die Ergebnisse zeigen, wie wichtig es für die Chemieindustrie ist, CCU/S für die Industrie nutzbar zu machen, was dann auch im dazugehörigen entstehenden Regulierungsrahmen berücksichtigt werden sollte.

In den im Kapitel 4 wiedergegebenen Ergebnissen der Diskussionen der Arbeitsgruppen wird zudem erkennbar, dass für die Nutzung einzelner Technologiepfade, analog zu dem „Do No Significant Harm“-Kriterium in europäischen Regularien wie der Taxonomie, auch begleitende Betrachtungen zu Nebenwirkungen oder Auswirkungen auf andere Sektoren wie in diesem Prozess sinnvoll sind und bleiben.

4 SCHLUSSFOLGERUNGEN UND EMPFEHLUNGEN

Schlussfolgerungen und Empfehlungen

Die Klimaschutzplattform Chemistry4Climate hat in einem zwei Jahre (Mai 2021–April 2023) andauernden Prozess nach Wegen und Lösungen gesucht, wie die chemisch-pharmazeutische Industrie in Deutschland treibhausgasneutral werden kann. An dem Prozess haben sich rund 80 Stakeholder aus Industrie, Politik, Wissenschaft und Zivilgesellschaft beteiligt. Ein wesentlicher Teil des Stakeholderprozesses waren drei Facharbeitsgruppen (AGs), die sich mit den Themen „Energieversorgung und Infrastruktur der Zukunft“ (AG 1), „Kreislaufwirtschaft und Rohstoffversorgung der Zukunft“ (AG 2) und „Regulatorische Rahmenbedingungen“ (AG 3) auseinandergesetzt haben. Begleitet wurde diese Arbeit von einem wissenschaftlichen Beirat (Advisory Board), einem Verbändedialog (Sounding Board) und einem politischen Beirat. Grundsatzentscheidungen einschließlich des Beschlusses zu diesen Schlussfolgerungen erfolgten durch das Steering Committee. Die Governance des Projekts ist in Abbildung 1 schematisch dargestellt.

Das zentrale Ergebnisformat der Arbeitsgruppen sind die in diesem Kapitel beschriebenen 33 Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen zu den sechs wesentlichen, sich aus dem Fact-Finding ergebenden Themengebieten: Kunststoff-Kreislaufwirtschaft, Biomasse, CO_2-Quellen, Strom aus erneuerbaren Energien, Wasserstoff sowie Finanzierung der Transformation.

In ihnen finden sich differenzierte Einschätzungen von Expert:innen zu den wesentlichen Zukunftsfragen der Branche in Form konstruktiver Beiträge. Aufbauend auf den wissenschaftlichen Darstellungen und Modellierungen des Fact-Findings spiegeln sie das sowohl in grundlegender Fachkenntnis als auch in der operativen Praxis verwurzelte Wissen wider.

Die im Rahmen von Chemistry4Climate erarbeiteten Schlussfolgerungen und Empfehlungen, insbesondere hinsichtlich der als sinnvoll bzw. notwendig erachteten gesetzlichen und untergesetzlichen Änderungen, sind aus einem intensiven Diskussionsprozess mit Vertreter:innen von Industrie, Wissenschaft, Politik und Zivilgesellschaft hervorgegangenen; sie spiegeln aber nicht notwendigerweise die Sichtweisen aller Teilnehmenden wider. Ebenfalls ist darauf hinzuweisen, dass die auf der Plattform engagierten Vertreter:innen aus Ministerien und Behörden im Zuge des Prozesses dankenswerterweise ihre persönlich-fachlichen Auffassungen und nicht zwingend die offizielle Hauslinie eingebracht haben.

Der Dialogprozess von Chemistry4Climate erfolgte über zwei Jahre, in denen sich sowohl die Rahmenbedingungen von Energieversorgung und Transformation grundlegend geändert haben („Zeitenwende“) als auch regulatorisch zahlreiche wesentliche Änderungen erfolgt sind (bspw. Teile des „Fit for 55“-Pakets einschl. einer grundlegenden Reform von ETS/MSR/CBAM, „Osterpaket“, inkl. EEG2023, Energiepreisbremsen und EnSiG-Novellen, u.v.m.). Die regulatorischen Vorschläge der Plattform setzen im Wesentlichen auf dem Rechtsstand vom 01.01.2023 auf. Andere regulatorische Rahmenbedingungen, die zum Zeitpunkt der Erstellung zwar in der Diskussion, aber noch nicht abgeschlossen waren (z.B. Novelle Energieeffizienzrichtlinie, Novelle Energiesteuerrichtlinie, Energieeffizienzgesetz, nationale Wasserstoffstrategie, nationale Biomassestrategie, Förderrichtlinie Klimaschutzverträge etc.), wurden dementsprechend (Stand: 01.01.2023) berücksichtigt.

4.1 Kunststoff-Kreislaufwirtschaft

4.1.1 Ökobilanz in Verbindung mit technischer Machbarkeit und Wirtschaftlichkeit als entscheidendes Kriterium für Umgang mit Stoffströmen in der EU

Laut Ergebnissen der Fact-Finding-Studie kann ein Teil der in der chemischen Industrie benötigten organischen Rohstoffe über die Rückgewinnung aus Kunststoffabfällen bereitgestellt werden (vgl. Kapitel 2.9.4 und 2.10.2). Zur Umsetzung der Ziele des Green Deal, der Klimaschutzziele der EU und Deutschlands sowie der Etablierung einer Kreislaufwirtschaft im Bereich der Kunststoffprodukte und -abfälle ist es erforderlich, die Ökobilanz (Life Cycle Assessment, LCA) in Kombination mit technischen Möglichkeiten und wirtschaftlicher Zumutbarkeit zum entscheidenden Kriterium für den Umgang mit Kunststoffströmen und das Stoffstrommanagement in der EU zu machen.[45] Dies sollte durch Einhaltung der Abfallhierarchie gemäß der EU-Abfallrahmenrichtlinie bzw. des deutschen Kreislaufwirtschaftsgesetzes (KrWG) gewährleistet werden: So gilt es, Produkte so lange zu verwenden, wie dies sinnvoll möglich ist. Wenn die Produkte zu Abfällen geworden sind, sollten diese zunächst stofflich und – falls eine stoffliche Verwertung nicht möglich ist – energetisch verwertet werden. Somit erhalten Langlebigkeit, Reparierbarkeit und Wiederverwendbarkeit von Produkten, der Ausbau von Mehrwegsystemen, ein möglichst EU-weites Pfandsystem u.Ä. im Sinne der Abfallvermeidung Priorität, gefolgt von möglichst hochwertigem Recycling von Abfällen. Die Freisetzung von Kunststoffen in die Umwelt sollte vermieden werden: Industrieunternehmen wird beispielsweise die Teilnahme an Nachhaltigkeitsprogrammen wie Zero Pellet Loss und Operation Clean Sweep[46] empfohlen, um einen Beitrag zu Abfall- und Expositionsvermeidung zu leisten. Für alle Abfälle mit einem relevanten organischen Anteil (und damit Kunststoffen) bedarf es eines europaweit geltenden Deponierungsverbots.

Bei allen Maßnahmen zur verbesserten Vorbereitung von Kunststoffabfällen für Wiederverwendung und Recycling dürfen die Anforderungen an die gleichzeitig angestrebte Vermeidung der Anreicherung von „Störstoffen“ im Wirtschaftskreislauf (sog. „Schadstoffen“) nicht dazu führen, dass die stoffliche Verwertung von Abfällen regulatorisch unmöglich gemacht wird. Insofern müssen die offenkundigen Zielkonflikte, die sich aus den beiden Ansätzen – einerseits der Kreislaufführung von Abfallmaterialien und andererseits Schadstofffreiheit[47] – ergeben, transparent und ehrlich ermittelt und einer abwägenden Lösung zugeführt werden. Kreislaufwirtschaft betrifft regelmäßig auch die Bewirtschaftung von älteren Abfallmaterialien, die nach den zum früheren Herstellungszeitpunkt geltenden Produktanforderungen hergestellt und in Verkehr gebracht worden sind und deswegen ggf. den neueren Produktanforderungen, die zum Zeitpunkt des Recyclings gelten, nicht entsprechen; nicht immer sind Recyclingtechnologien verfügbar, die eine Schadstoffabreicherung zu wirtschaftlich zumutbaren Bedingungen ermöglichen. Zumindest soweit bestimmte Schadstoffbelastungen in einer sekundären Anwendung („Second Life“) aufgrund der verwendungsspezifischen Umstände unschädlich sind und ein in sich geschlossener Stoffkreislauf geschaffen werden kann, sollte der Kreislaufführung und den damit verbundenen Vorteilen für Ressourcenschonung und Klimaschutz der Vorzug gegeben werden. Dies sollte insbesondere gegenüber strengeren Anforderungen an eine noch weiter gehende Schadstoffminimierung, durch die ggf. Abfälle in die energetische Verwertung oder in die Beseitigung abgedrängt werden, zur Anwendung kommen. Es ist allerdings immer auch auf ein „Level Playing Field“ von Primär- und Sekundärmaterial zu achten.

In Summe muss ein Übergang in eine kaskadische Sichtweise stattfinden. In einer Kaskadennutzung haben alle Verfahren ihre Berechtigung, sofern sie bezogen auf den zu behandelnden Stoffstrom eine gute Ökobilanz aufweisen und Schad- und Störstoffeinträge in die Ökosysteme minimiert werden. Hinzu kommt eine Abwägung hinsichtlich der technischen Machbarkeit und wirtschaftlichen Tragfähigkeit. Insgesamt soll hierbei der Anteil der energetischen Verwertung im Sinne der Kreislaufwirtschaft und Treibhausgasreduktion im Grundsatz weiter reduziert bzw. die gesamte Klimabelastung verringert werden. Soweit die Verbrennung von Abfall aber ökobilanziell die beste Verwertung für die zu betrachtenden Abfallfraktionen darstellt, wird diese auch weiterhin ihre Berechtigung behalten. Kohlenstoffkreisläufe können über Carbon Capture and Utilization (CCU) ermöglicht werden, indem an Anlagen der energetischen Verwertung (Thermische Abfallbehandlungsanlagen – TAB) CCU-Anlagen zur Nutzung des im ausgestoßenen CO_2 enthaltenen Kohlenstoffs nachgeschaltet werden können. Dafür bedarf es der Entwicklung von CCU-Technologien, die im industriellen Maßstab wirtschaftlich zumutbar eingesetzt werden können, sowie des Aufbaus einer CO_2-Infrastruktur zur Weiterverwendung des zurückgewonnenen Kohlenstoffs (vgl. hierzu Kapitel 4.3). Zum Zwecke der Klimaneutralität kann auch CCS eine Option darstellen.

4.1.2 Realisierung einer Kunststoff-Kreislaufwirtschaft entlang der gesamten Wertschöpfungskette

Eine Kreislaufwirtschaft für Kunststoffe muss in der Industrie ganzheitlich entlang der gesamten Wertschöpfungskette und des Produktlebenszyklus betrachtet und die Produktion vom Verbrauch fossiler Rohstoffe entkoppelt werden. Dies umfasst sowohl vorgelagerte Lösungen wie ein kreislauffreundliches Produktdesign, die Reduktion von Materialien und Vermeidung des Anteils von Schadstoffen, die Weiterverwendung oder stoffliche Verwertung störender Stoffe und die Substitution von „kritischen“ Einsatzstoffen als auch nachgelagerte Lösungen wie Recycling und energetische Verwertung. Die Realisierung eines vollständigen Kunststoffkreislaufs beschränkt sich hierbei nicht auf die chemische Industrie, sondern muss vielmehr branchenübergreifend erfolgen.

Gemäß einem Produkt- und Materialdesign, welches neben der Performance des Produkts und dessen Vermarktbarkeit stets auch die Kreislaufwirtschaft im Blick hat (Design for Circularity oder Design for Sustainability), müssen sowohl die qualitative Verwendung recycelter Rohstoffe als auch eine Wiederverwendung/Recycling grundlegend im Produktdesign implementiert werden. Produkte müssen so hergestellt werden, dass sie am Ende ihres Lebenszyklus – soweit technisch und wirtschaftlich darstellbar – getrennt in ihre Bestandteile und unterschiedlichen Materialien in den Kreislauf übergeben werden können. Ein Design for Circularity bzw. Sustainability sollte in Zusammenarbeit mit der Recyclingwirtschaft und Kundenbranchen entworfen werden. Zukünftiges Produktdesign soll eine bessere Trenn- und Sortierbarkeit in Einzelmaterialien sowie deren Schad-/Störstoffentfrachtung ermöglichen, um das mechanische Recycling zu optimieren. Es müssen insbesondere Additive entwickelt werden, die die Recyclingprozesse nicht beeinträchtigen.

Die Weiterentwicklung und Implementierung einer einheitlichen Kennzeichnung von Materialien und ihrer Detektion sollte geprüft werden. Dies kann die Einsortierung von mit Reinstoffen kompatiblen Mischmaterialien in die entsprechenden Abfallfraktionen ermöglichen. Die zu Abfallvermeidung und Kostensenkung bereits in einzelnen Industriebetrieben angewendeten Strukturen und Prozesse zur Kreislaufführung von Nebenprodukten sollten zu einem Best-Practice-Leitfaden zusammengefasst werden und können als Blaupause für andere Unternehmen dienen. Innovationen in Technologien zur Realisierung einer echten Kunststoff-Kreislaufführung müssen durch öffentliche Förderung begünstigt und beschleunigt werden.

Der Aufbau einer kosteneffizienten, qualitätserhaltenden Kreislaufwirtschaft entlang des Lebenszyklus kunststoffbasierter Produkte muss durch politische Rahmenbedingungen unterstützt werden. Notwendig ist eine die Transformation fördernde Weiterentwicklung einschlägiger Gesetze, Richtlinien, Genehmigungsverfahren und Bewertungskriterien. Darüber hinaus sollte ein neues Instrument zur Lenkung von Abfallströmen eingeführt werden, welches einen Export von gemischten Kunststoffabfallfraktionen über die Grüne Liste und damit potenziell die unsachgemäße Entsorgung von Restmüll verhindert. Eine mögliche Gleichstellung mit gefährlichen Abfällen würde den Transport zu stark einschränken, so dass ein Mittelweg sinnvoll ist. Eine europaweit einheitliche Rechtsetzung zum Abfallbegriff und zum Abfallende kann dazu beitragen, die bürokratischen Herausforderungen beim (grenzüberschreitenden) Handel mit Sekundärrohstoffen und den Transport zu Recyclinganlagen innerhalb des EU-Binnenmarkts zu vereinfachen und somit die Entwicklung einer europäischen Kreislaufwirtschaft zu begünstigen (vgl. Kap. 4.1.5). Laut aktuellem Koalitionsvertrag müssen in die Kreislaufwirtschaftsstrategie ökonomische Lenkungsinstrumente eingebettet werden, die Stoffströme mit der besten Ökobilanz bevorzugen, den Einsatz von Rezyklaten, Sekundärrohstoffen aller Art und alternativen Rohstoffbasen mit niedrigem CO_2-Fußabdruck anreizen und zur Vermeidung ökologisch nachteiliger Materialsubstitutionen führen. Darüber hinaus bedarf es der flächendeckenden und justiziablen (= einklagbaren) Pflicht öffentlicher Auftraggeber auf Bundes-, Landes- und kommunaler Ebene, im Rahmen von öffentlichen Beschaffungsvorgängen kreislaufwirtschaftsfreundliche Produkte zu bevorzugen, die unter Verwendung von kreislaufgeführten Stoffen und Materialien hergestellt wurden. Zu diesem Zweck könnten Vorschriften wie bspw. § 45 KrWG entsprechend überarbeitet werden.

Ein branchenübergreifender offener und kritischer Austausch und der Dialog mit Akteuren entlang der gesamten Wertschöpfungskette mit Kundenbranchen und -unternehmen ist eine wichtige Grundlage für eine erfolgreiche Umsetzung der anstehenden Transformationsprozesse[48]. So kann ein gemeinsames Verständnis für die künftige Kreislaufwirtschaft in Deutschland und Europa entwickelt und die Wertschöpfungsketten entsprechend angepasst werden.

[45] Einen guten Ansatz zum Verständnis des Gesamtzusammenhangs bietet § 6 Abs. 2 KrWG (Kreislaufwirtschaftsgesetz vom 24. Februar 2012 (BGBl. I S. 212), das zuletzt durch Artikel 20 des Gesetzes vom 10. August 2021 (BGBl. I S. 3436) geändert worden ist.

[46] Vgl. PlasticsEurope (2023): Pellet loss prevention; https://plasticseurope.org/sustainability/circularity/waste-management-prevention/pellet-loss-prevention/ (abgerufen am 15.03.2023).

[47] Vgl. bspw. den EU-Aktionsplan „Schadstofffreiheit von Luft, Wasser und Boden“ vom 12.05.2021, COM (2021) 400 final.

[48] Vgl. dazu VDI (11/2022): Circular Economy für Kunststoffe neu denken – Wie die Transformation zur zirkulären Wertschöpfung gelingen kann (Ergebnisse und Empfehlungen White Paper des VDI-Round Table); www.vdi.de/fileadmin/pages/mein_vdi/redakteure/publikationen/VDI-White-Paper-Circular-Economy-fuer-Kunststoffe-neu-denken.pdf (abgerufen am 15.03.2023).

4.1.3 Ermöglichen von Technologieoffenheit und Komplementarität für Verwertungsverfahren

Die Weiterentwicklung von Verarbeitungstechnologien und Stoffströmen soll unter den Prämissen der Technologieoffenheit und Komplementarität zueinander erfolgen. Grundsätzlich müssen alle infrage kommenden Verwertungstechnologien von Kunststoffabfällen in Betracht gezogen, weiter erforscht und entwickelt werden. Dazu zählen u.a. mechanische und physikalische Recyclingverfahren, chemische Recyclingverfahren (wie z.B. Gasifizierung, solvolytische Verfahren, Pyrolyse), CCU sowie die energetische Verwertung.

Mechanische und chemische Recyclingverfahren sollen in einem komplementären Ansatz für eine optimierte Abfallverwertung eingesetzt werden. Bei sortenreinen Abfallströmen aus gut zu reinigenden Kunststoffen mit sehr geringen Schad- und Störstoffbelastungen ist aus ökobilanzieller und wirtschaftlicher Sicht in der Regel das mechanische Recycling zu bevorzugen. Chemisches Recycling soll eine notwendige und sinnvolle Ergänzung für das mechanische Recycling darstellen; der Einsatzbereich für chemisches Recycling beginnt im Grundsatz an den qualitativen, ökobilanziellen und wirtschaftlichen Grenzen des mechanischen Recyclings.

Chemisches Recycling (inklusive CCU) ermöglicht unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten die Rückgewinnung und Kreislaufführung von Kohlenstoff aus gemischten, schwer trenn- und sortierbaren Abfallströmen, die nicht oder nur schwer für ein mechanisches Recycling geeignet sind. Dies umfasst bspw. Abfallfraktionen aus dem Automotive-Bereich, Elektro- und Elektronik-Altgeräte, Bauabfälle, Gewerbe- sowie Verpackungsabfälle und andere Abfallströme, die aus hygienischen Gründen nicht mechanisch hochwertig recycelt werden können. Solche Abfallströme gilt es künftig besser zu nutzen. Chemisches Recycling kann somit zur Reduzierung des Verbrauchs fossiler Rohstoffe und der Abhängigkeit von Rohstoffimporten sowie zur Senkung von CO_2-Emissionen bei der Herstellung von Kunststoffprodukten beitragen. Es muss als Instrument zur Reduzierung klimaschädlicher Emissionen anerkannt und als klimaschutzwirksame Technologie fest in der Recyclingwirtschaft etabliert werden, wenn die entsprechende Vorteilhaftigkeit nachgewiesen ist. Durch chemisches Recycling können hohe Qualitätsforderungen an Rezyklate erfüllt und in Kombination mit mechanischem Recycling maximale Recyclingquoten erreicht werden. Chemisches Recycling ermöglicht ferner die Schad- und Störstoffentfrachtung und die Herstellung von Material mit Neuwarenqualität. Die Problematik einer abnehmenden Polymerqualität mit zunehmendem mechanischem Recycling wird damit überwunden. Dem gegenüber stehen je nach Verfahren und verarbeitetem Abfall jedoch Verluste in der Kohlenstoffkonversion. Die Verfahren des chemischen Recyclings müssen dahin gehend materialoffen weiterentwickelt und in den industriellen Maßstab skaliert werden.

Bei der rechtlichen Einordnung des chemischen Recyclings kommt es regelmäßig zu Missverständnissen. Hauptursache hierfür ist, dass rechtliche Definitionen und technologische Begrifflichkeiten häufig vermischt werden. So schreibt insbesondere die im Zentrum der Diskussion stehende abfallrechtliche Definition des Recyclings weder auf europäischer noch auf nationaler Ebene eine verpflichtende Technologie für das Recycling vor. Vielmehr kommt es im Wesentlichen auf den zu behandelnden Abfallstrom, das Ergebnis des Verwertungsverfahrens, die Ökobilanz, Wirtschaftlichkeit und die Massenbilanz an. Wenn also die Prozesse aus der Gruppe der chemischen Verfahren inklusive der Verwendung der aus den Prozessen resultierenden Produkte den Anforderungen der Recyclingdefinition genügen, handelt es sich aus abfallrechtlicher Sicht um ein Recycling. Wenn jedoch gezielt ein Brennstoff erzeugt wird, wäre eine Anrechnung auf die relevanten Recyclingquoten per Definition nicht möglich. Für den Nachweis der Rückführung in den Stoffkreislauf sind somit Massen- und Energiebilanzansätze notwendig, die die effiziente stoffliche Nutzung belegen.

Chemistry4Climate unterstützt das Einrichten von Reallaboren für chemisches Recycling. Reallabore sind Treiber für Wertschöpfung und die Generierung neuer Märkte. Die Produktentwicklung im Reallabor geht Hand in Hand mit temporären Regelanpassungen, um Transformationspotenziale durch rechtliche Flexibilität und regulatives Lernen zu heben und gleichzeitig die Gesetzgebung zu optimieren. Somit stellen Reallabore ein zentrales innovationspolitisches Instrument dar. Denn bahnbrechende Innovationen schreiben die Spielregeln etablierter Märkte um oder schaffen gänzlich neue Märkte. Die Volkswirtschaften, denen es am schnellsten und proaktiv gelingt, sich auch regulatorisch an diese Dynamik anzupassen, haben die besten Chancen, um Schlüsseltechnologien herum entstehende Märkte und Anwendungsfelder frühzeitig zu besetzen und so nach den eigenen Vorstellungen zu gestalten. Deutschland sollte aus diesem Grund mit dem geplanten Reallabor-Gesetz vorangehen und ein Reallabor für chemisches Recycling fördern und ermöglichen.

Insgesamt entscheidet nach Möglichkeit die Betrachtung der Ökobilanz in Verbindung mit technischer und wirtschaftlicher Machbarkeit für jeden Stoffstrom über das jeweilig am besten geeignete und zu wählende Verwertungsverfahren. Dabei sollten grundsätzlich die Abfallhierarchie-Kriterien des § 6 Abs. 2 KrWG, (d.h. die zu erwartenden Emissionen, das Maß der Schonung der natürlichen Ressourcen, die einzusetzende oder zu gewinnende Energie (Energiebilanz) sowie die Anreicherung von Schadstoffen in Erzeugnissen, in Abfällen zur Verwertung oder in daraus gewonnenen Erzeugnissen, die technischen Möglichkeiten, die wirtschaftliche Zumutbarkeit und die sozialen Folgen der Maßnahme unter Zugrundlegung des gesamten Lebenszyklus eines Abfalls, zur Anwendung kommen.[49]

Der Regulierungsrahmen soll technologieoffen gestaltet und die Definition von Recycling aus Art. 3 Nr. 17 der Abfallrahmenrichtlinie[50] beibehalten werden. Als Ergänzung sollte die Einführung einer Substitutionsquote/Kreislaufwirtschaftsquote geprüft werden. Die Priorisierung von Stoffströmen im Sinne der Transformation kann durch ökonomische, technologieoffene Lenkungsinstrumente mit ausreichend langem Zeithorizont erreicht werden, so dass sich eine hierarchische Abstufung der Verarbeitungsverfahren in der Praxis auch nach wirtschaftlichen Gesichtspunkten selbsttätig regelt.

Für Industrieunternehmen und Unternehmen der Verwertungsindustrie kann das Aufstellen eines Entscheidungsbaumes zu Kriterien wie Sortenreinheit der Sammlung, Transportkosten, Herkunft, Wirkungsgrad des Recyclingprozesses, zu erwartender Rezyklatqualität und Substitutionsquote/Kreislaufwirtschaftsquote etc. hilfreich bei der Wahl des Stoffstromes sein.

4.1.4 Gewährleistung der erforderlichen Qualität von Rezyklaten für den weiteren Einsatz als (Sekundär-)Rohstoffe in der Industrie

Die Akzeptanz von recycelten Kunststoffen als sekundäre Rohstoffe in der Wertschöpfungskette muss in der Industrie verbessert werden.[51] Dafür müssen Hürden wie eine mindere Qualität und höhere Preise im Vergleich zu Primärrohstoffen abgebaut werden.

Grundlage für ein hochwertiges Recycling ist die Getrenntsammlung an der Anfallstelle. Dies betrifft insbesondere Abfallfraktionen bei privaten Haushalten, aber auch in Gewerbe, Industrie und öffentlichen Einrichtungen. Hier besteht noch ein großes Optimierungspotenzial seitens der öffentlich-rechtlichen Entsorgungsträger sowie der privaten Entsorgungswirtschaft. Eine bessere Getrenntsammlung und Vorsortierung ermöglicht höhere Materialreinheit in den Abfallfraktionen und trägt zur Erhöhung der Rezyklatqualität bzw. der Qualitätserhaltung der Rezyklate bei. Dies wird ermöglicht durch verbesserte Sortierungstechnologien mit In-situ-Analytik und Sensorik. Für die Gewährleistung einer sortenreinen Sammlung und das Lenken von Stoffströmen kann auch der Einsatz digitaler Methoden zum Tracking von Materialien sinnvoll sein (digitaler Produktpass, Watermarking). Erzielt werden soll eine weitere, wirtschaftlich machbare Aufspaltung der Abfallfraktionen, um zielgerichteter Rezyklate in abgestufter Qualität zu erhalten. Die Anwendung eines Design for Circularity bei der Produkterstellung trägt im Grundsatz stark zum Erhalt qualitativ hochwertiger Rezyklate bei (vgl. Kapitel 4.1.2). Beim Einsatz von Recyclingprodukten (bspw. Kunstfasern) in der Produktion von Gütern sollte ebenfalls eine ganzheitliche Betrachtung beim Design der neuen Produkte zugrunde gelegt und ihre Kreislauffähigkeit sichergestellt werden. Auch Sekundärrohstoffe und recycelte Materialien müssen in Stoffströme eingespeist werden, die eine weitere Kreislaufführung ermöglichen, so dass auch im Second Life möglichst viele hintereinandergeschaltete neue Produktzyklen aus Recyclingmaterialien entstehen. Eine zügige Ausschleusung und anschließende Vernichtung von Sekundärrohstoffen gemäß einem linearen Wirtschaftsmodell soll vermieden werden.

Regulatorische Maßnahmen wie die EU-weite Einführung verbindlicher, technologieoffener Recyclingquoten oder technisch und wirtschaftlich realisierbarer Mindestrecyclinganteile in Produkten sowie die Anwendung ökonomischer Lenkungsinstrumente zum Einsatz von Rezyklat fördern die echte Kreislaufführung von Kunststoffen[52] und müssen in einem intelligenten Mix kombiniert werden. Es sollte darauf hingewirkt werden, dass Produkte mit (gesetzlich vorgeschriebenen) Rezyklatanteilen wettbewerbsfähig sind.

Da reine Rezyklatquoten für die Herstellung und das Inverkehrbringen von neuen Produkten zwingend den Rückgriff auf Abfallmaterialien erfordern (vgl. die Rezyklatdefinition in § 3 Abs. 7b KrWG), können solche Vorgaben zur Beeinträchtigung von Maßnahmen zur Abfallvermeidung führen, weil die Hersteller dann auf Sekundärrohstoffe

[49] Wie bspw. im Leitfaden zur Anwendung der Abfallhierarchie nach § 6 Kreislaufwirtschaftsgesetz (KrWG) – Hierarchiestufen Recycling und sonstige Verwertung und in der Vollzugshilfe „Gefährliche Abfälle“ aus industriellen Prozessen, deren energetische Verwertung gegenüber den stofflichen Verwertungsverfahren nach § 8 Abs. 1 Satz 2 i.V.m. § 6 Abs. 2 KrWG als gleichrangig gilt, jeweils vom Bundesumweltministerium am 25.09.2017 veröffentlicht, konkretisiert wurde.
– www.bmuv.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Abfallwirtschaft/krwg_leitfaden_abfallhierarchie_bf.pdf
– www.bmuv.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Abfallwirtschaft/vollzugshilfe_gefaehrliche_abfaelle_bf.pdf (jeweils abgerufen am 15.03.2023).

[50] „Recycling“: jedes Verwertungsverfahren, durch das Abfallmaterialien zu Erzeugnissen, Materialien oder Stoffen entweder für den ursprünglichen Zweck oder für andere Zwecke aufbereitet werden. Es schließt die Aufbereitung organischer Materialien ein, aber nicht die energetische Verwertung und die Aufbereitung zu Materialien, die für die Verwendung als Brennstoff oder zur Verfüllung bestimmt sind.

[51] Vgl. dazu VDI (06/2020): VDI-Statusreport „Kunststoffe und deren Verwertung – einige Aspekte“;
www.vdi.de/ueber-uns/presse/publikationen/details/vdi-statusreport-kunststoffe-und-deren-verwertung-einige-aspekte (abgerufen am 15.03.2023).

[52] Vgl. dazu VCI/PlasticsEurope (2022): VCI/PED-Positionspapier zur Umsetzung einer Plastikabgabe;
https://plasticseurope.org/de/wp-content/uploads/sites/3/2022/05/Positionspapier-VCI-u.-Plastics-Europe-Deutschland-zu-Plastikabgabe-April-2022.pdf
(abgerufen am 15.03.2023).

angewiesen sind, die aus Abfällen (also nicht aus Reststoffen oder gebrauchten Materialien ohne Abfalleigenschaft) gewonnen worden sind. Daher sollte die Einführung einer „Kreislaufwirtschaftsquote“ oder „Substitutionsquote“[53] als eine messbare Bewertung für den Ersatz von Primärrohstoffen durch Sekundärrohstoffe aller Art (Reststoffe und Gebrauchtmaterialien ohne Abfalleigenschaft, Nebenprodukte, Rezyklate und andere abfallende Materialien etc.) geprüft werden (vgl. Kap. 4.1.3).

4.1.5 Europa als Recycling-Binnenmarkt

In Europa soll ein möglichst großer Binnenmarkt für Sekundärrohstoffe geschaffen werden. Innerhalb dieses europäisch harmonisierten Abfallmarkts gilt die Abfallrahmenrichtlinie. Die Richtlinie muss in den einzelnen EU-Mitgliedstaaten vollständig in der nationalen Gesetzgebung umgesetzt und dann auch vollzogen werden. Eine grenzüberschreitende Verbringung von Abfällen insbesondere innerhalb des Binnenmarkts muss regulatorisch erleichtert werden, um den binnenmarktinternen Ex- und Import von Sekundärrohstoffströmen zwischen Mitgliedstaaten zu Verarbeitungsanlagen in anderen EU-Staaten zu ermöglichen. Zentrale Anlagen, die zur Kreislaufführung von Abfällen benötigt werden, haben oft eine hohe Durchsatzleistung und sind häufig an den Orten lokalisiert, an denen die Abfälle anfallen. Beim Aufbau einer Kreislaufwirtschaft in Europa müssen alle Verarbeitungskapazitäten innerhalb des Binnenmarkts sinnvoll einbezogen werden. So besteht keine Notwendigkeit zum Aufbau eigener vollständiger Entsorgungs- und Recyclingsysteme in jedem EU-Mitgliedstaat. Dabei müssen die Umweltbelastungen aus dem Transport minimiert werden. Es gilt, den ökologischen Fußabdruck entlang des gesamten Kreislaufs zu minimieren. Für die Verarbeitung von Kunststoffabfällen, die innerhalb der EU anfallen, muss eine ausreichende Recycling- und Abfallverarbeitungsinfrastruktur aufgebaut werden.

Der Import von Kunststoffmischabfällen in die EU muss regulatorisch erleichtert werden. So können bestimmte Abfallfraktionen aus Nicht-EU-Ländern, die nicht über funktionierende Abfallmanagementsysteme verfügen, in Europa recycelt und gleichzeitig die Rohstoffversorgung in Deutschland und Europa sichergestellt werden. Für den Transport von Abfällen/Sekundärrohstoffen über Landesgrenzen hinweg müssen bürokratische Hemmschwellen möglichst abgebaut werden. Bei der Ausarbeitung von Importstrategien müssen auch Qualitätskriterien insbesondere hinsichtlich der Sortenreinheit der Abfallströme einfließen. Exporte von Kunststoffabfällen ins Nicht-EU-Ausland dürfen nur in Ausnahmefällen erfolgen und müssen strenger überwacht werden.

Die Harmonisierung von Kriterien für den grenzüberschreitenden Handel von Abfällen zum Zwecke des Recyclings und eine gut entwickelte digitale Infrastruktur unterstützen die Vermeidung illegaler Praktiken bei der Abfallentsorgung. Hinsichtlich der Erreichung nationaler Klimaziele müssen die THG-Emissionen, die mit den Stoffströmen innerhalb des Binnenmarkts (und auch in Nicht-EU-Länder) zusammenhängen, transparent in Salden von Import- und Exportanteilen dargestellt werden. So kann eine bilanzielle Zuordnung der Emissionen und auch von Emissionsminderungen zu den einzelnen Ländern erfolgen, ohne gegen das Quellprinzip der internationalen Klimaberichterstattung zu verstoßen.

4.1.6 Transparente Prognose der Entwicklung der Kunststoffabfallmengen und klimarelevanten CO_2-Emissionen unter klaren Annahmen

Das Potenzial für die Kohlenstoff-/Rohstoffrückgewinnung aus Kunststoffabfällen wird aus den zu erwartenden Mengen abgeschätzt (vgl. Kapitel 2.9.4). Dafür sollen verschiedene Szenarien unter klaren Annahmen und unter dem Einfluss definierter relevanter Faktoren entwickelt werden, die die Mengenentwicklung von Kunststoffabfällen bis 2045 transparent darstellen. Denkbar ist die Definition von Szenarien zu Entwicklungen unter Minimal- und Maximalannahmen. Der dazwischen entstehende „Graubereich“ spiegelt dabei die Mengenunsicherheiten wider.

Die Szenarien sollen neben der Gesamtmenge auch anteilig diejenigen Kunststoffmengen prognostizieren, die in Deutschland und Europa in den Kreislauf gegeben, welche Mengen der energetischen Verwertung zugeführt, welche Mengen in Nicht-EU-Länder exportiert und welche Mengen importiert werden. Die Kunststoffanteile in importierten Produkten müssen explizit in die Kalkulation einfließen.

In die Projektionen sollen alle Bedarfe an Kunststoffanwendungen aus verschiedenen (zu transformierenden) Sektoren sowie zu erwartende Mengen aus dem Rücklauf langlebiger Kunststoffabfälle, z. B. aus dem Baubereich, einfließen. Ebenso sollen die Wirkungen regulatorischer Vorgaben für die Verwendung/Begrenzung von Kunststoffen mitberücksichtigt werden. Auch End-of-Waste-Thematiken müssen betrachtet werden.[54]

[53] Kreislaufwirtschaftsquote oder Substitutionsquote als Maß für alle Aspekte, die über das Recycling hinaus der Kreislaufführung von Rohstoffen dienen. Vgl. auch Ressourcenkommission am Umweltbundesamt (KRU) (Hrsg.) (2019): Substitutionsquote. Ein realistischer Erfolgsmaßstab für die Kreislaufwirtschaft; https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/421/publikationen/190722_uba_kommp_substitutionsquote_bf.pdf (abgerufen am 15.03.2023).

[54] Bei einer weiteren Fortentwicklung der Roadmap sollten die Ergebnisse der Systemiq-Studie Beachtung finden: Vgl. SYSTEMIQ (2022): ReShaping Plastics: Pathways to a Circular, Climate Neutral Plastics System in Europe; https://plasticseurope.org/wp-content/uploads/2022/04/SYSTEMIQ-ReShapingPlastics-April2022.pdf (abgerufen am 15.03.2023).

Weiterhin müssen die durch Kunststoffe verursachten CO_2-Emissionen möglichst entlang des Lebenszyklus, d.h. durch Produktion, Nutzung, Wiederverwertung und Entsorgung von Kunststoff, modelliert werden. Darin fließen die Abschätzungen möglicher Recyclingdurchläufe ein. Auch sollen bei der Modellierung die Kohlenstoffquellen (biogen, mineralisch, fossil) für die entstehenden Emissionen differenziert berücksichtigt und eine Bewertung von abgeschiedenem CO_2 aus CCU-Maßnahmen vorgenommen werden. Aufbauend auf der Modellierung zukünftiger Emissionen soll das bestehende europäische und nationale Monitoring- und CO_2-Bepreisungssystem (ETS/BEHG) im Sinne der Ergebnisse des ETS-Trilogs vom Dezember 2022 weiterentwickelt werden. Verwerfungen auf dem Abfallentsorgungsmarkt und einseitige finanzielle Belastungen von Unternehmen der Kunststoffindustrie und Abfallwirtschaft durch CO_2-Bepreisung sollten im europäischen Kontext vermieden werden, so dass die internationale Wettbewerbsfähigkeit deutscher Unternehmen erhalten bleiben kann.

4.1.7 Mentalitätsumschwung zur Wahrnehmung von Abfällen als wertvolle Sekundärrohstoffe

Durch den Ausstieg aus der Nutzung fossil basierter Rohstoffe muss bei Bürger:innen und Unternehmen das Bewusstsein geschaffen werden, dass es sich bei Kunststoffabfällen größtenteils um Wertstoffe handelt, die in weiteren Produkten eingesetzt werden können. Auch Nebenprodukte industrieller Prozesse müssen rechtlich als Beitrag zur Kreislaufwirtschaft anerkannt werden. Insofern sollten Recyclingquoten zu Kreislaufwirtschafts-/Substitutionsquoten weiterentwickelt werden.

Auch für die öffentliche Wahrnehmung muss Aufklärungsarbeit geleistet werden. Das häufig negative Image in der Öffentlichkeit muss sich dahin gehend ändern, dass der Wert von Kunststoffen, ihre vorteilhaften Eigenschaften in hochwertigen Anwendungen sowie ihr Beitrag zum Erreichen der Klimaschutzziele besser wahrgenommen werden. Die Aufklärungsarbeit soll Konsument:innen transparent Einblick in den tatsächlichen ökologischen Fußabdruck und die Recyclingfähigkeit verschiedener Materialien, Produkte und Verpackungen geben. Die Einführung einer (digitalen) Kennzeichnung, die Aufschluss darüber und über die (soziale, ökologische und ökonomische) Nachhaltigkeit sowie die Recycling-/Kreislauffähigkeit von Produkten und Verpackungen gibt, muss Teil der Aufklärungsarbeit sein. Somit können Konsumenten insb. in einem Übergangszeitraum besser in die Lage versetzt werden, ihre Kaufentscheidungen zu treffen.

4.2 Biomasse

4.2.1 Klimaschutzwirksamkeit als wesentliches Kriterium für den Einsatz nachhaltiger Biomasse

Die nachhaltige[55] Erzeugung und Nutzung von Biomasse kann als Baustein für die notwendige Transformation unseres Wirtschaftssystems dienen und langfristig zum Erreichen der Klimaschutz- und Biodiversitätsziele sowie der Energiewende beitragen. Hierfür werden sowohl biogene Rest- und Abfallstoffe als auch Anbaubiomasse (Holz und andere nachwachsende Rohstoffe [NaWaRo]) in Betracht gezogen.[56] Für die chemische Industrie stellt ihr Beitrag zum Erreichen der nationalen und europäischen Klimaziele die grundlegende Motivation zur Nutzbarmachung von Biomasse als erneuerbare Rohstoffquelle (vorrangig) und Energiequelle (zweitrangig) dar. Nur wenn diese nachhaltig erzeugt wurde bzw. die international einschlägigen Vorgaben umgesetzt sind, kann Biomasse langfristig eine sinnvolle Alternative für fossile Quellen und andere Rohstoff- oder Energiequellen darstellen. Faktoren wie eine nachhaltige Waldbewirtschaftung und der Zeithorizont der Kohlenstoffbindung sind entscheidend für deren Nachhaltigkeit und die Klimaschutzwirksamkeit.[57] Die Erzeugung und Nutzung von Biomasse sollten eng an Nachhaltigkeitskriterien geknüpft werden und sind so zu gestalten, dass ein Beitrag zum Klima- und Biodiversitätsschutz sowie zur mittel- und langfristigen nachhaltigen Ressourcennutzung gewährleistet ist.

Biogene Kohlenstoffe sind als kritisch-begrenzte und wertvolle zukünftige Ressource einzustufen. Der Einsatz von Biomasse soll daher prioritär dort erfolgen, wo sie den größten Beitrag zum Ersatz fossiler Rohstoffe leisten kann und die größte Klimaschutzwirkung in Form eines Beitrags zur Reduktion von Emissionen entfalten kann. Die Nutzung

[55] Adressiert werden alle drei Säulen der Nachhaltigkeit: In diesem Kapitel speziell steht die ökologische Nachhaltigkeit im Vordergrund, soziale und ökonomische Nachhaltigkeitskriterien müssen aber ebenfalls erfüllt werden.

[56] Der Einsatz aquatischer Biomasse wird hier nicht betrachtet.

[57] S. hierzu: Serra, Rut et al. (12/2019): From conventional to renewable natural gas: can we expect GHG savings in the near term? in: Biomass and Bioenergy, Vol. 131; https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2019.105396 (abgerufen am 15.03.2023) und IPCC Task Force on National Greenhouse Gas Inventories (TFI) (2023): FAQ; www.ipcc-nggip.iges.or.jp/faq/faq.html (abgerufen am 15.03.2023).

soll auf Anwendungen beschränkt werden, für die sie die ökoeffizienteste Lösung darstellt, so dass gewährleistet ist, dass vorhandene Potenziale unter Abwägung des Biodiversitätsschutzes und der Interessen an der Nahrungsmittelerzeugung genutzt werden.

Biomasse soll in einer klimaneutralen Chemieindustrie in Ergänzung zu den anderen Transformationspfaden in den Prozessen und Anwendungen eingesetzt werden, für die sie die beste Lösung im Sinne der Ökobilanz darstellt. Da deren Nutzbarmachung auf einer kürzeren Zeitskala möglich ist als beispielsweise der Ausbau eines funktionierenden (heimischen) Markts für grünen Wasserstoff, soll Biomasse prioritär für Prozesse und Anwendungen eingesetzt werden, für die eine schnelle Transformation erforderlich und möglich ist. Der verstärkte Einsatz von Biomasse als Brückentechnologie auf dem Transformationspfad zur klimaneutralen Chemieindustrie soll daher explizit als Möglichkeit in Betracht gezogen werden und Nachhaltigkeitskriterien sollen Anwendung finden. Dabei sind Lock-in-Effekte zu berücksichtigen und aus Effizienzgründen möglichst zu vermeiden.

Auf dem Weg der Transformation zu einer klimaneutralen Chemieindustrie schließen Transformationspfade sich nicht gegenseitig aus, sondern sollen sich möglichst ergänzen. Bspw. im Falle von Wasserstoff und Biomasse werden beide Ressourcen für die Transformation benötigt, und ein Ausbau der Kapazitäten für beide Ressourcen ist zwingend erforderlich. Bei der Wahl des jeweiligen Transformationspfads spielt der Zeithorizont eine entscheidende Rolle (vgl. hierzu Kapitel 3.5).

Im Zieljahr 2045 wird sich der Einsatz von Biomasse auf Anwendungen beschränken, für die es keine fossilfreien alternativen Rohstoff- und Energiequellen gibt.

4.2.2 Einführung von Nutzungskriterien und einer Nutzungshierarchie für Biomasse

Zahlreiche (energieintensive) Industrien sowie die meisten Sektoren benennen für ihre Transformation zur Klimaneutralität einen künftig steigenden Bedarf an Biomasse. Aufgrund der dadurch entstehenden Nutzungskonkurrenzen zwischen den Sektoren ist die Einführung einer Hierarchiesystematik erforderlich. Als nachhaltige Strategie für die Nutzung wird eine effiziente, auf Kaskaden- und Mehrfachnutzung biogener Kohlenstoffe basierende Nutzungshierarchie angestrebt, die anhand einer Nachhaltigkeitsanalyse und -bewertung eine Reihenfolge für den Zugriff auf Biomassepotenziale festlegt. Eine Nutzungshierarchie ist dabei als Leitplankensystem für politische Grundsätze und Strategien anzusehen und unterliegt folgenden Grundsätzen:

1) Die Priorisierung von Anwendungsbereichen erfolgt entsprechend einer Kaskadennutzung nach Kriterien der Nutzungs- und Ökoeffizienz[58] sowie nach den zu erwartenden klimarelevanten Emissionen.
2) Oberste Priorität für die Nutzung von Biomasse erhält die Nahrungsmittelerzeugung. Dieser schließt sich die nachhaltige stoffliche Nutzung mit möglichst langlebiger Bindung des enthaltenen Kohlenstoffs an. Die energetische Nutzung und damit insbesondere die Nutzung als Brennstoff (Biofuels) ist ans Ende der Nutzungskaskade einzuordnen.
3) Die Nutzung von Abfall- wird gegenüber der Nutzung von Anbaubiomasse priorisiert.[59]
4) Anwendungsbereiche, für die eine direkte Elektrifizierung nicht oder nur schwer möglich ist, werden für die Nutzung von Biomasse priorisiert.

Durch die Einhaltung der Grundsätze der Nutzungshierarchie soll ein nachhaltiger Einsatz von Biomasse mit höchstmöglicher Klima- und Biodiversitätsschutzwirkung erzielt werden. Der Fokus liegt dabei auf der Bereitstellung nachhaltiger Biomasse und der verstärkten stofflichen Nutzung sowohl biogener Abfall- und Reststoffe als auch von Waldholz und anderer hochwertiger Anbaubiomasse. Die Nutzungshierarchie soll die Ausschöpfung der Potenziale einer Kreislaufwirtschaft für biogenen Kohlenstoff ermöglichen. In der energetischen Nutzung sollte der Fokus auf den potenziellen Beitrag zur Flexibilisierung in der Verstromung gelegt werden. Der Flexibilisierungsgrad sollte zwischen gasförmiger und fester Biomasse unterschiedlich bewertet werden. Ein gewisser Teil der Bioenergie muss aus ökobilanziellen Gründen und im regionalen Kontext in der energetischen Nutzung verbleiben. Auch bei energetischer Nutzung sollten schwieriger zu substituierende Anwendungen höher priorisiert werden. Das bedeutet, dass eine Nutzung hier nach Möglichkeit in Prozessen mit erhöhten Temperaturen (> 150 °C) oder in Hochtemperaturprozessen (> 350 °C)[60] anstatt für Niedertemperaturwärme erfolgen soll. Insgesamt ist die Effizienz des Einsatzes von Biomasse wo möglich zu erhöhen.

Ziel ist außerdem die Herstellung von Planungs- und Investitionssicherheit für Unternehmen, insbesondere während des Transformationsprozesses. Denn die Investitionskosten in neue, klimaneutrale Anlagen können sehr hoch sein und Anlagen werden über einen langen Zeitraum abgeschrieben. Eine Nutzungshierarchie kann insofern zu einem Mehr an Investitionssicherheit in einem perspektivisch umkämpften und volatilen Markt beitragen.

Nutzungskriterien im Kontext der Nutzungshierarchie müssen auf Basis bestehender nationaler Strategien und Verträge (z. B. Entwurf der nationalen Biomassestrategie, der nationalen Bioökonomiestrategie des Koalitionsvertrags) definiert werden; internationale Abkommen und Verträge müssen entsprechend ihrer Relevanz und ihres Gültigkeitsrahmens berücksichtigt werden.[61] Für den Bereich der Bewirtschaftung und Verwertung biogener Abfälle sollte daher die insoweit bereits geltende Abfallhierarchie nach § 6 KrWG, die einen Vorrang des stofflichen Recyclings vor der energetischen Verwertung vorsieht, mit dem Ziel der verstärkten stofflichen Nutzung biogener Abfälle unter Berücksichtigung der guten land- und forstwirtschaftlichen Praxis[62] durch weitere Regelungen konkretisiert von den Abfallbehörden intensiver vollzogen werden.

Die Chemieindustrie benötigt möglichst homogene Stoffströme und hohe Abgabemengen. Produkte, Anwendungen und Produktionsbereiche, die einer hohen Kaskadenstufe mit hohem Verwertungspotenzial zuzuordnen sind, müssen mithilfe geeigneter Methoden identifiziert und priorisiert werden. Für die einzelnen Prozesse und Anwendungen in der Chemieindustrie sind ferner Möglichkeiten für intelligente Koppel- und Kaskadennutzungen zu prüfen und zu bewerten.

Die Prinzipien, denen die Nutzungshierarchie folgt, sollen eine Grundlage für die Beseitigung bestehender Fehlanreize, für die Schaffung von Anreizsystemen und regulatorischen Maßnahmen bilden. Dies können bspw. sein:

- Durch die fortschreitende Elektrifizierung im Bereich der Kraftfahrzeuge wird die bestehende Beimischungspflicht von Biokraftstoffen langfristig obsolet werden. Chemistry4Climate regt daher die Erstellung einer Strategie an, wie die Mengen sachgerecht in andere Sektoren entsprechend der Nutzungshierarchie umgeleitet werden können.
- Bei der Weiterentwicklung des europäischen und nationalen Emissionshandels (ETS/BEHG) ist mit Blick auf den Einsatz biogener Brennstoffe auf die Anwendung der Nachhaltigkeitskriterien der Renewable Energy Directive (RED) zu achten. Bei der Fortentwicklung der Benchmarks im EU-ETS ist darauf zu achten, dass die Nutzung von nachhaltiger Biomasse in der Industrie, insbesondere deren Einsatz für stoffliche Zwecke und die energetische Nutzung insbesondere in Hochtemperaturprozessen, nicht behindert wird.
- Der Anbau von Futtermitteln für Nutztiere nimmt aktuell ca. 60 Prozent der landwirtschaftlich genutzten Fläche in Anspruch. Durch die Substituierung des Anbaus von Futtermitteln durch Nahrungsmittel kann der Flächendruck sinken, so dass hier die Möglichkeit des zusätzlichen nachhaltigen Anbaus von Industriepflanzen entsteht. Dies könnte bspw. durch eine klimapolitische Neujustierung auf Angebotsseite im Rahmen der Gemeinsamen Agrarpolitik der EU (GAP) oder verbrauchsseitig durch Anpassung des (reduzierten) Umsatzsteuersatzes auf entsprechende Lebensmittel angereizt werden.
- weitere Verschärfung der Grenzwerte für Kleinfeuerungsanlagen in privaten Haushalten (Kaminöfen) in der 1. BImSchV unter Beachtung sozialer Aspekte.
- Die Förderung der energetischen Nutzung von Biomasse (im Erneuerbare-Energien-Gesetz [EEG]) sollte auf Flexibilisierungsbedarfe in der Strom- und Wärmeversorgung ausgerichtet werden.

4.2.3 Maximierung auch der Nutzung von Primärholz und nachwachsenden Rohstoffen in der Chemieindustrie

Neben der verstärkten stofflichen Nutzung von Biomasse mit Abfalleigenschaft soll auch der Einsatz von (nachhaltigem) Primärholz und anderen NaWaRos in der Chemieindustrie verstärkt werden. Dieser sollte vor dem Hintergrund von Nutzungseffizienzen angestrebt und der Einsatz vor allem von Industriepflanzen (ggf. auch Energiepflanzen) erhöht werden. Für lignozellulosehaltige Biomasse[63] kann die Chemieindustrie eine hohe Effizienz für die hochwertige stoffliche Nutzung aufweisen. Die in Primärhölzern und NaWaRos enthaltenen Moleküle bieten neue Verarbeitungsmöglichkeiten, z.B. für Syntheseprozesse, und die wirtschaftliche Gestaltung einzelner Prozesse. Die Mobilisierung für die Chemieindustrie kann durch die Reallokation gegenwärtig genutzter Holzressourcen aus anderen Sektoren (z. B. Energie) in den Industriesektor

[58] Ökoeffizienz bezeichnet in dem Zusammenhang das Verhältnis von Wertschöpfung und den daraus verursachten Emissionen und Umweltbelastungen. S. auch ISO (2020): 3.6.48 Eco-Efficiency; https://www.iso.org/obp/ui/#iso:std:iso:14050:ed-4:v1:en (abgerufen am 15.03.2023). Die Ökoeffizienz sollte die Aspekte Planet, People, Profit berücksichtigen. Vgl. ESG Report: What are the Three P's of Sustainability?; https://www.esgthereport.com/planet-people-profit/ (abgerufen am 15.03.2023).

[59] Vgl. dena (Hrsg.) (2021): dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität; https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/Abschlussbericht_dena-Leitstudie_Aufbruch_ Klimaneutralitaet.pdf (abgerufen am 15.03.2023).

[60] Der Begriff „Hochtemperaturprozess" kann so verstanden werden, dass damit der Temperaturbereich > 350 °C gemeint ist. Vgl. Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen (LANUV) (Hrsg.) (2019): LANUV-Fachbericht 96 „Potenzialstudie Industrielle Abwärme", S. 29, Tabelle 3.

[61] Im internationalen Kontext relevante Abkommen und Regelungen stellen bspw. dar:
- das Post-2020 Global Biodiversity Framework; https://www.unep.org/resources/publication/1st-draft-post-2020-global-biodiversity-framework,
- die Ergebnisse der UN Biodiversity Conference (COP 15); https://www.unep.org/un-biodiversity-conference-cop-15,
- die EU Deforestation Regulation; https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_22_7444, und
- das Übereinkommen der Vereinten Nationen gegen Korruption; https://www.un.org/depts/german/uebereinkommen/ar58004-oebgbl.pdf

(jeweils abgerufen am 15.03.2023).

[62] Die biogene Nutzung von Abfall- und Reststoffen zur Rückführung der entnommenen Nährstoffe in den Boden kann Teil dieser Praxis sein.

[63] Unter lignozellulosehaltiger Biomasse werden Pflanzen verstanden, die meist eine mehrjährige Wuchsform haben und in ihren Zellwänden stabilisierende Stoffe wie Lignin einlagern. Die Bezeichnung „lignocellulosehaltige Pflanzen" entsteht aufgrund dieser verholzten/holzigen Strukturgewebe. Hamburg Open Online University (2023): Zukunftsweisende Kraftstoffe. 1.3. Lignocellulosehaltige Biomasse; https://www.hoou.de/projects/zukunftsweisende-kraftstoffe/pages/1-3-lignocellulosehaltige-biomasse (abgerufen am 15.03.2023).

ermöglicht werden. Die tatsächlich verfügbaren Mengen an Biomasse müssen vor dem Hintergrund unterschiedlicher Nachhaltigkeitsaspekte sowie unterschiedlicher Szenarien des Klimawandels und dessen Auswirkungen auf natürliche Kohlenstoffsenken und Biodiversität modelliert werden (vgl. Kapitel 4.2.6)[64, 65]. Durch eine klimaintelligente Wald- und Agrarwirtschaft kann – unter Beachtung der Nachhaltigkeit – die Menge nutzbarer Biomasse insb. während der Transformationsphase, erhöht werden. Gleichzeitig kann damit ein Beitrag zur Klimaanpassung erfolgen. So kann einerseits durch einen standortgerechten Waldumbau von Nadel- zu Laubbäumen Waldbränden und dadurch entstehenden großen Mengen freiwerdenden CO_2 vorgebeugt werden. Andererseits kann das Nadelholz infolge stofflich in der Industrie genutzt werden. Eine solche Waldpflege durch gezieltes Durchforsten erlaubt die Umsetzung der Ziele einer klimaintelligenten Waldwirtschaft, ist allerdings mit höheren Kosten verbunden.

4.2.4 Schaffung von Anreizmechanismen, Regulationsmaßnahmen und sektorübergreifenden Zertifizierungen für die nachhaltige Nutzung von Biomasse

Eine fundierte Einschätzung des zukünftigen Markts[66] für Biomasse in Deutschland, Europa und global ist erforderlich.Bei der Einführung und Etablierung von Nachhaltigkeitskriterien und sektorübergreifenden Zertifizierungen von Biomasse in Deutschland müssen Entwicklungen in Europa und im internationalen Kontext genau beobachtet werden. Die Gestaltung der Rahmenbedingungen darf die Wettbewerbsfähigkeit deutscher Unternehmen auf dem Weltmarkt nicht grundlegend gefährden. Eine Möglichkeit, dies zu erreichen, stellt die Mitgestaltung des Regulierungsrahmens in der Europäischen Union sowie das Abschließen internationaler Handelsverträge dar. Des Weiteren müssen auf europäischer Ebene eingeführte politische Instrumente für die nationale Ebene bewertet und ggf. in angepasster Weise eingeführt werden.

Die neuen Rahmenbedingungen sollten darüber hinaus zur Entspannung des global zunehmenden Flächendrucks beitragen. Aufgrund der wachsenden Bioökonomien steigt die globale Nachfrage nach Biomasse.[67] Sektorübergreifend sollten Anreize für den Einsatz möglichst flächenreduzierter Biomasse gesetzt werden. Nachhaltigkeitskriterien und -standards müssen für alle Sektoren festgelegt und implementiert werden. Dafür ist eine differenzierte Betrachtung der Biomasse- und Flächenbedarfe für jeden Sektor erforderlich (s. Kapitel 4.2.6). Grundlegende Forderungen sind der Renewable Carbon Initiative[68] zu entnehmen. Die Implementierung von Nachhaltigkeitskriterien – erweitert um den Einsatzzweck[69] – in allen relevanten Sektoren trägt dabei zum Erreichen eines Level Playing Field bei.

Zertifikate, die sich in der Regel auf die damit zusammenhängende Flächennutzung beziehen, müssen sektorübergreifend eingeführt bzw. angeglichen werden. Ziel ist es zu verhindern, dass nicht zertifizierte, nicht nachhaltige Biomasse in Sektoren abfließen kann, in denen Nachhaltigkeitskriterien keine Gültigkeit haben. Eine Weiterverfolgung durch die Kaskade ist erforderlich, um die zertifizierte Nutzung in späteren Schritten gewährleisten zu können.

4.2.5 Gewährleistung der Versorgungssicherheit und Resilienz durch den Einsatz von Biomasse

Der vollständige Ersatz heute verwendeter fossiler Rohstoffe durch heimisch angebaute Biomasse ist nicht möglich. Es gibt jedoch Möglichkeiten, die technisch mobilisierbaren Potenziale in Deutschland zu erhöhen. Bspw. kann die Nutzung von Biomasse zur Rohstoff- und Energieversorgung durch die Erhöhung des Flächenanteils für den Anbau von NaWaRos in Deutschland erhöht werden. Auch Flächenentsiegelung kann zur Bereitstellung von mehr Fläche für Anbaubiomasse wie Industriepflanzen beitragen. Biomasse und biobasierte chemische Rohstoffe werden in Deutschland häufig dezentral erzeugt und verarbeitet. Die Chemieindustrie benötigt hingegen möglichst homogene Stoffströme und hohe Abgabemengen (s.o. bei Kapitel 4.2.2). Insofern sind nach Möglichkeit wirtschaftlich-technische Lösungsansätze einschließlich geeigneter Infrastrukturen als Alternative zu einem fahrzeug- und straßenbasierten Ansatz zur Sammlung von Biomasse und ihre Zuführung in Anlagen der chemischen Industrie zu entwickeln.

Zur Sicherstellung der Versorgung und Wahrung von Unabhängigkeit und Resilienz des heimischen Rohstoff- und Energieversorgungssystems sollte ein wesentlicher Teil der Versorgung in jedem Fall durch heimische Produktion erfolgen. Dennoch ist zusätzlich der Import von nachhaltig erzeugter Biomasse und biobasierten chemischen Rohstoffen aus geeigneten Partnerländern (s.u.) zur Deckung der Nachfrage erforderlich.

Bei der Wahl der Partnerländer sollten Kriterien wie verfügbare Biomassepotenziale, insbesondere die Verfügbarkeit nachhaltig zertifizierter Biomasse und die generelle Nachhaltigkeit der Biomasseproduktion im Land, die Preisstruktur, die geopolitische und soziale Situation, die Rechtsstaatsdimension sowie mögliche Konsequenzen für eine Handelsbeziehung sorgfältig abgewogen werden. Zwingend zu berücksichtigen sind ebenfalls die mit einer Handelsbeziehung zu Importen zu erwartende Änderung auf den globalen Flächendruck und nachhaltige Entwicklungsperspektiven für das Land („Just Transition“, vgl. Kapitel 4.4.3). Auch bereits bestehende internationale Handelsverträge sowie erwachsende mögliche Abhängigkeiten von Importländern sollten berücksichtigt werden. Für eine klimafreundliche Verwendung muss bei Importen zusätzlich die Klimabilanz des Transportes (Scope-3-Emissionen) verstärkt berücksichtigt werden. Hierbei muss differenziert werden zwischen dem Import von Biomasse und von biobasierten chemischen Rohstoffen. Auf Basis der Transportbilanz, Ökobilanz und sozialen Auswirkungen sollte eine Priorisierung der Partnerländer stattfinden.

4.2.6 Schaffung einer Datengrundlage für Planung und nutzungseffizienten Einsatz von Biomasse

Es müssen Konzepte und Modelle für die Entwicklung von Biomasseerzeugung, -transport und -nutzung im nationalen, europäischen und internationalen Kontext entwickelt werden. Diese Modelle stellen die Grundlage für notwendige Entscheidungen hinsichtlich des anzustrebenden heimischen Anbaus und ihrer Nutzung sowie Importmengen und Importländern dar. Es soll eine gezielte Nachhaltigkeitsbewertung unter Berücksichtigung von Aspekten, die in Zusammenhang mit der Erzeugung und Nutzung von Biomasse stehen, untersucht werden, bspw. die Entwicklung von Arbeitsplätzen, der CO_2-Fußabdruck, die Auswirkungen auf natürliche Kohlenstoffsenken und Biodiversität. Auch die durch neue Handelsbeziehungen zu Biomasse möglichen Aus- und Wechselwirkungen zwischen Deutschland und Partnerländern, mit denen bereits (wechselseitige) Handelsbeziehungen bestehen, sollten gezielt analysiert werden.

Zum Erhalt der Daten, die für eine Modellierung notwendig sind, sollte ein sektorübergreifendes Monitoring über die Nutzung und das Angebot von unterschiedlichen Biomassen in den einzelnen Sektoren durchgeführt werden. So lässt sich ein Gesamtbild über den tatsächlichen Bedarf und die Einsatzszenarien erstellen. Für die Chemieindustrie impliziert dies, dass die Mengen und Arten der Nutzung von Biomasse (stofflich/energetisch) in den jeweiligen Prozessen und Anlagen künftig – unter Beachtung des Kartellrechts – periodisch zentral abgefragt werden sollten. Die Angaben dienen der Unterstützung einer Modellierung der realen Bedarfe. Nur durch eine adäquate Datengrundlage lassen sich Nutzungskonkurrenzen frühzeitig erkennen und ggf. auflösen und damit sachgerechte Investitionsentscheidungen treffen. Auch eine wirtschaftliche Abschätzung der Material- und Aufbereitungskosten ist wichtig zur Einstufung der globalen Wettbewerbsfähigkeit der chemischen Industrie, ebenso wie eine Identifizierung der Bereiche und Produkte mit dem zielführendsten Einsatz von Biomasse unter Berücksichtigung des Klimawandels, der Biodiversität und der Nachhaltigkeit. Zusätzlich muss mit genauen Daten über mobilisierbare Biomassepotenziale eine Grundlage geschaffen werden. Für eine Importstrategie ist es notwendig, ein Gesamtbild inklusive des Recyclings und Kohlendioxidkreislaufs zu erstellen, um die ökologischen Systeme und Nahrungsketten in anderen Teilen der EU bzw. der Welt zu berücksichtigen. Hierbei sind auch die Wechselwirkungen beim Import seitens EU-Partnern von Industrieprodukten nach Deutschland mit einzubeziehen, wofür zuerst eine Datengrundlage geschaffen werden müsste. Da die Erstellung einer solch umfassenden, notwendigen Datengrundlage längere Zeit benötigen dürfte, sind davon unabhängig „Ad-hoc-Transformationsmaßnahmen“ gemäß der oben genannten Nutzungshierarchie (s. Kapitel 4.2.2) sinnvoll.

4.2.7 Verstärkte Förderung und Nutzung der Potenziale der Bioökonomie

Die Potenziale der Bioökonomie liegen vor allem in der Entwicklung und Markteinführung neuer Produkte, Prozesse und Verfahrensabläufe, die sich durch eine bessere Ressourceneffizienz und dadurch weniger Umweltbelastungen sowie die Senkung von Material- und Energiekosten auszeichnen. Darüber hinaus liefert die Bioökonomie Produkte, die auf herkömmlichem Weg nicht hergestellt werden können, wie z.B. Biopharmazeutika und biobasierte Carbonfasern für den Leichtbau. Die Bioökonomie liegt damit quer über allen Wirtschaftssektoren und ist von strategischer Bedeutung für eine nachhaltige Wachstumsstrategie. Die Rohstoffbasis für eine Bioökonomie bilden Anbaubiomasse sowie biogene Rest- und Abfallstoffe. Aufgrund begrenzter Anbauflächen sind der Produktion von Biomasse Grenzen gesetzt – sie ist endlich. Daher gilt es, Innovationen von der Erzeugung (bspw. Präzisionslandwirtschaft, Aquaponik-Systeme, Agri-PV) bis hin zu deren Verarbeitung in Produkte technologieoffen zu fördern, bspw. über das Schaffen von Anreizinstrumenten (Leitmärkten, „short time to market“, Risikominimierung etc.). Auch das Anreizen eines erhöhten Anbaus von Agroforst-Systemen ist zu prüfen. Diese sind resistenter gegenüber extremen

[64] Öko-Institut e.V. (2021): Natürliche Senken – Die Potenziale natürlicher Ökosysteme zur Vermeidung von THG-Emissionen und Speicherung von Kohlenstoff. Modellierung des LULUCF-Sektors sowie Analyse natürlicher Senken. Kurzgutachten zur dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität. Herausgegeben von der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena);
https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/211005_DLS_gutachten_OekoInstitut_final.pdf (abgerufen am 15.03.2023).

[65] Öko-Institut e.V. (2018): Waldvision Deutschland – Beschreibung von Methoden, Annahmen und Ergebnissen;
https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Waldvision-Methoden-und-Ergebnisse.pdf (abgerufen am 15.03.2023).

[66] In diesem Rahmen werden Holz, nachwachsende Rohstoffe und biogene Rest- und Abfallstoffe betrachtet und unter Biomasse zusammengefasst.

[67] Unter flächenreduzierter Biomasse werden Pflanzen verstanden, die wenig horizontale Fläche für ihr Wachstum in Anspruch nehmen.

[68] nova-Institut für politische und ökologische Innovation GmbH (2023): The Renewable Carbon Initiative (RCI);
https://renewable-carbon-initiative.com/ (abgerufen am 15.03.2023).

[69] Aachener Stiftung Kathy Beys (2023): Drei-Säulen-Modell;
https://www.nachhaltigkeit.info/artikel/1_3_a_drei_saeulen_modell_1531.htm (abgerufen am 15.03.2023).

Wetterbedingungen und haben daher eine zunehmende Bedeutung bei der Minderung klimawandelbedingter Anpassungsmaßnahmen. Sie können sowohl zur Reduzierung der Wasserverdunstung als auch zum Erhalt der Biodiversität einen Beitrag leisten und überdies lignozellulosehaltige Biomasse für die chemische Industrie zur Verfügung stellen. Darüber hinaus soll das Ausschöpfen von Kohlendioxid-Potenzialen mithilfe von Technologien wie Bioenergy Carbon Capture and Storage/Utilization (BECCS/BECCU) angereizt werden, sofern es in der Gesamtbilanz einen klimaschützenden Effekt hat. Auch mögliche Einsatzbereiche von Bioraffinerien in der Chemieindustrie müssen geprüft und bei positivem Ergebnis angereizt werden.

Generell müssen Forschungs-, Entwicklungs-, Innovations-, Investitions- und Handelshemmnisse in bestehenden und künftigen biobasierten Wertschöpfungsnetzwerken auf nationaler, europäischer und internationaler Ebene beseitigt werden, um zu einer nachhaltigen, effizienten und klimaneutralen Ressourcennutzung beizutragen.

4.3 CO_2-Quellen

4.3.1 Keine Chemie ohne Kohlenstoff; CO_2 als unverzichtbarer Kohlenstofflieferant in einer treibhausgasneutralen chemischen Industrie

Eine der wesentlichsten, technologisch anspruchsvollsten und zugleich kostenintensivsten Möglichkeiten zur Erreichung des Ziels einer treibhausgasneutralen Chemie ist jene, in der Kohlendioxid (CO_2) zum Kohlenstofflieferanten wird. Dabei wird CO_2 selbst mit Wasserstoff (H_2) bspw. zu Methanol (CH_4O) als Ausgangsstoff für weitere Chemikalien/Olefine oder zu Kohlenwasserstoffen umgewandelt, die als Ölersatz dienen (Fischer-Tropsch). Neben CO_2 an sich werden hierfür große Mengen Wasserstoff und Strom – in einer treibhausgasneutralen Chemie ausschließlich aus erneuerbaren Energien (s. hierzu Kapitel 4.5.3) – benötigt.

Während der Transformationsphase dürfte noch ausreichend CO_2 aus Punktquellen zur Verfügung stehen, um den Bedarf der Chemie (bis zu 52 Mio. t CO_2)[70] zu decken. In einer treibhausgasneutralen Wirtschaft und Gesellschaft 2045 stehen hingegen nur noch wenige emittierende, zum Teil treibhausgaswirksame CO_2-Punktquellen zur Verfügung, die seitens der Fact-Finding-Studie auf ca. 44 Mio. t CO_2 (aus 32 Zement- und 52 Kalkwerken sowie 55 Abfallverbrennungsanlagen) geschätzt werden.[71] Der identifizierte Kohlenstoffbedarf würde es also (auch unter Berücksichtigung von rückläufigen Bedarfen durch Produktinnovationen hinsichtlich deren Beschaffenheit, bspw. Einweggabeln aus Holz statt Plastik) erforderlich machen, eine Differenz durch Direct Air Capture (DAC) oder biogene Quellen auszugleichen. Der sehr hohe Bedarf (DAC unmittelbar als auch in der Folge für das Fischer-Tropsch-Verfahren an Strom aus erneuerbaren Energien) müsste in jedem Fall so standortscharf wie möglich in die Infrastrukturplanung Strom (EE-Anlagen und Stromnetze) einfließen.

Alternativ ist die Fortführung des Einsatzes fossiler C-haltiger Rohstoffe für die stoffliche Nutzung möglich, die allerdings Carbon Capture and Storage (CCS) mit ergänzendem bilanziellen Ausgleich erforderlich machen würden, um Treibhausgasneutralität darstellen zu können.[72] Dies würde einerseits massiv den Energie-, Wasserstoff- und Investitionsbedarf reduzieren, bedient andererseits aber nicht die Forderung nach einer weitgehenden Kreislaufführung. Damit verbunden ist die Frage, wie der hohe Mehrbedarf an Energie und Wasserstoff (s. hierzu Kapitel 4.4.1 und Kapitel 4.5) sowie die Kostentragung der notwendigen Investitionen gestaltet werden sollen. Zudem ist zu bedenken, dass eine fossile Rohstoffbasis aufgrund des Pariser Klimaabkommens immer stärker zurückgehen dürfte; darüber hinaus würde dies den Einsatz von CCS zur Verringerung der Prozessemissionen erforderlich machen, was wiederum eine große technische Herausforderung darstellt. Langfristig sollte daher der Einsatz fossiler Quellen reduziert werden (Phase-out) und idealerweise spätestens ab 2045 nicht mehr stattfinden.

4.3.2 CCU als ein Kernelement der Treibhausgas-Neutralitätsstrategie der Chemie – CCS als wichtige Ergänzung

Dort, wo Emissionen nicht vermieden werden können, kann und sollte deren Freisetzung in die Atmosphäre mittels Carbon Capture and Utilization bzw. Storage (CCU/S) verhindert werden. Dabei sollte allerdings kein Anreiz entstehen, technisch-wirtschaftlich realisierbare Potenziale für Emissionsminderung zu unterlassen oder aufzuschieben.

[70] Bei einer angenommen „100-Prozent-Route".

[71] Bei der Zement- und Kalkindustrie sind die Prozessemissionen – im Gegensatz zu den Brennstoffemissionen – mit heute verfügbaren Technologien nicht direkt minderbar und stellen daher auf dem Weg zur Klimaneutralität die größte Herausforderung dar. Aus diesem Grund sollen diese nicht minderbaren Prozessemissionen hier als mögliche Quelle Berücksichtigung finden. Recarbonatisierungseffekte werden hierbei aufgrund ihrer langen Lebenszyklusdauer nicht betrachtet. Je nach Transformationspfad der Kalk- und Zementindustrie würde es sich beim vermehrten Einsatz biogener Quellen dort um biogenes CO_2 handeln (BECCU/S) und sollte dementsprechend berücksichtigt werden.

[72] Dies gilt auch für den Einsatz von CO_2 aus fossilen Punktquellen, insb. Kalk und Zement.

Während einige andere Industriesektoren für ihre Transformation auf CCS angewiesen sind, hat die chemische Industrie die Nutzbarmachung von Kohlenstoff als Rohstoff quasi als Alleinstellungsmerkmal. Die wirtschaftliche Nutzung von CO_2 mittels CCU stellt daher ein Kernelement einer Treibhausgas-Neutralitätsstrategie der Chemie dar. Die Entwicklung von Strategien zur wirtschaftlichen Nutzbarmachung von CO_2 aus den verbleibenden Punktquellen sollte daher frühzeitig begonnen werden. Dies schließt insbesondere den Aufbau der hierfür notwendigen überregionalen und lokalen Infrastruktur ein (z.B. CO_2-Pipelines von der Abfallverbrennungsanlage X zum Chemiewerk Y) und die Aufbereitung einschl. Kostentragung der CO_2-Qualität. Hierfür kommen verschiedene Technologien in Betracht, bei denen in der Regel und nach aktuellem Stand der Technik in etwa 90 Prozent der Emissionen abgeschieden und durch Forschung und Entwicklung weiter erhöht werden können.

Chemistry4Climate begrüßt, dass die Bundesregierung eine Carbon-Management-Strategie erarbeitet und es bereits BMBF-geförderte Forschungsvorhaben zu CCU/CCS gibt. Allerdings sieht es die Plattform als problematisch an, dass es noch keine ausdifferenzierte CO_2-Regulierung mit Blick auf CCU insbesondere im Kontext des europäischen bzw. nationalen Emissionshandels (ETS/BEHG) gibt. Das Ergebnis der Trilogverhandlungen zum europäischen Emissionshandel vom Dezember 2022[73] erachtet Chemistry4Climate dahin gehend als wenig zielführend. Neben der Anerkennung von CCS wäre eine Anerkennung von CCU aus Sicht der Teilnehmenden geboten und sollte bei der für 2028 (2030) avisierten Aufnahme der Siedlungsabfallverbrennung ins ETS berücksichtigt werden. Gleichzeitig muss mit einer auf einer Lebenszyklusanalyse beruhenden Emissionsberichterstattung sichergestellt werden, dass eine korrekte Anrechnung und Bepreisung von Emissionen bei möglicher Wiederfreisetzung erfolgen. Dessen ungeachtet sind schnell frei werdende CO_2-Emissionen in anderen Sektoren so zu regeln, dass dies trennscharf und möglichst unbürokratisch erfolgt. Um Fehlanreize zu vermeiden, sollte – solange nicht emittierte CO_2-Mengen als virtuelle Emission gewertet und bepreist werden – die Verwendung dieser Mengen als angemessen anrechenbarer Beitrag zum Klimaschutz anerkannt werden. Zudem muss eine Gleichbehandlung zu Importen und Exporten von Produkten sichergestellt werden.

Besondere Bedeutung wird einer politischen Entscheidung hinsichtlich der Definition der Dauerhaftigkeit von Speicherung („permanently bound") zugeschrieben, zu der die Plattform folgende Vorschläge unterbreitet:

- ca. 30 Jahre („natürliche Senken"), ggf. mit Unterscheidung von biogenem und nicht biogenem CO_2: in Anknüpfung an die durch natürliche Senken (Bäume, Moore etc.) absorbierten Mengen CO_2. Dies entspricht außerdem der Lebensdauer einiger chemischer Produkte (bspw. Melamin), die eine längere Nutzungsdauer aufweisen. Eine Differenzierung nach CO_2 aus biogenen und nicht biogenen Quellen ermöglicht außerdem unterschiedliche Anforderungen an ein an die Nutzungsdauer anzuschließendes, verpflichtendes CCS.
- ca. 30 Jahre + Verpflichtung zum Verbleib/zur Entsorgung im Europäischen Wirtschaftsraum (EWR) oder in CO_2-technisch angebundenen Staaten wie z.B. den USA: In Ergänzung zu obigem Ansatz böte sich hiermit eine Lösung zur Anreizung von CCU, da Produkte, die durch CCU erstellt und als „permanently bound" anerkannt würden, der Verpflichtung unterliegen, im Anschluss an ihre Lebensdauer weiter im Stoffkreislauf gehalten zu werden (mechanisches Recycling, chemisches Recycling, thermische Entsorgung mit erneuter Abscheidung). Dies könnte bspw. durch einen Verbleib in der EU oder einen digitalen Produktpass etc. erreicht werden, ist aber gleichzeitig mit Blick auf die exportorientierte chemische Industrie mit Zurückhaltung zu sehen.
- ca. 100 Jahre („Klimamodell"): in Anknüpfung an den international angelegten Betrachtungszeitraum.

Dem Ansatz der Generaldirektion Energie (ca. 500 Jahre)[74] folgt Chemistry4Climate nicht.

Eine zügige Realisierung von CCS (im Vergleich zu CCU) wird insbesondere für die Transformationsphase als hilfreich angesehen, da diese Technologien bereits relativ weit gereift sind und – bei entsprechendem rechtlichem Rahmen – zur Anwendung kommen kann. So könnten hiermit – neben sonstigen, zu hebenden Minderungspotenzialen – kurzfristig Erfolge bei der Reduktion von CO_2-Emissionen erzielt werden.

Aufgrund der durch CCU möglichen Kaskadennutzung von Kohlenstoff bzw. der Möglichkeit für andere Industrien, treibhausgasneutral werden zu können, regt Chemistry4Climate die Schaffung eines begünstigenden Rechtsrahmens vor allem für CCU an. Jedes Gramm Kohlenstoff, welches mittels CCU im Kreislauf gehalten werden kann, muss weder (durch fossile Quellen) neu gewonnen noch mittels CCS im Boden verpresst werden.

[73] Rechtstext lag bei Redaktionsschluss noch nicht vor; s. Pressemitteilung vom 19.12.2022 zu Klimaschutz: Einigung über ehrgeizigeren EU-Emissionshandel (ETS); https://www.europarl.europa.eu/news/de/press-room/20221212IPR64527/klimaschutz-einigung-uber-ehrgeizigeren-eu-emissionshandel-ets (abgerufen am 15.03.2023).

[74] European Commission, Directorate-General for Energy, Ramirez Ramirez, A., El Khamlichi, A., Markowz, G., et al., LCA4CCU: guidelines for life cycle assessment of carbon capture and utilisation, Publications Office of the European Union, 2022.

Zur Erhöhung der Investitionssicherheit und Beschleunigung von Projekten für die Errichtung und den Betrieb einer CO_2-Abscheidungsanlage auch für CCU sollte vorsorglich das immissionsschutzrechtliche Genehmigungserfordernis auf CCU ausgeweitet werden (bisher nur CCS) durch Streichung des Zusatzes „zum Zwecke der dauerhaften geologischen Speicherung“ in Nr. 10.4 der Anlage 1 zur 4. BImSchV. Ebenfalls notwendig ist eine Anpassung des BImSchG, der 17. BImSchV sowie der TA Luft, da sich der Abgasvolumenstrom und somit auch die relativen Anteile der Lasten durch die Abscheidung ändern und zu einer rein rechnerischen Überschreitung der Grenzwerte führen können, ohne dass dadurch mehr Schadstoffe in die Umwelt gelangen.

Chemistry4Climate befürwortet grundsätzlich, dass mit dem Vorschlag einer Verordnung über die Zertifizierung von Maßnahmen zur Entfernung von CO_2 durch die Europäische Kommission[75] ein wesentlicher Baustein für CCU entstehen könnte. Denn auf europäischer Ebene ist ein Zertifizierungssystem von CCS- und CCU-Techniken notwendig, welches nicht auf Carbon-Removal-Technologien begrenzt ist, sondern auch offen für die Kreislaufführung von Kohlenstoff und CO_2 aus Abfallströmen sein sollte; der Verordnungsvorschlag der Kommission hierzu sollte dahin gehend in jedem Fall nachgebessert werden. Ergänzend bedarf es einer Förderung von CO_2-Abscheide- und -Reinigungs- bzw. -Aufbereitungsanlagen aufbauend auf und in Ausweitung des Förderprogramms „CO_2-Abscheidung und -Nutzung in der Grundstoffindustrie“ des 7. Energieforschungsprogramms. Ziel muss es sein, Planungssicherheit nicht nur hinsichtlich der technischen Machbarkeit, sondern auch der wirtschaftlichen Durchführbarkeit im industriellen Maßstab zu erlangen.

4.3.3 Planung und Schaffung der notwendigen (leitungsgebundenen) CO_2-Transportinfrastruktur

Für die Dimensionierung einer insb. leitungsgebundenen Transportinfrastruktur ist aus Sicht von Chemistry4Climate die Grundannahme zu der in Deutschland im Jahr 2045 vorhandenen Basischemie entscheidend. Chemistry4Climate empfiehlt, hierfür an den Annahmen der VCI/Prognos-Studie (Rückgang Basischemie um 0,5 Prozent) anzuknüpfen. Eine erste gute Basis hierfür stellt die Fraunhofer-ISI-Studie zu Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems dar.[76]

Mit Blick auf die Umnutzung bestehender leitungsgebundener Erdgasinfrastruktur ist eine Umnutzung auf Wasserstoff jener für den CO_2-Transport vorzuziehen. Damit steigt – konzentriert auf ab- und aufnehmende CO_2-Cluster – der Bedarf für den Leitungsneubau bzw. den nicht leitungsgebundenen Transport. Die zwingende Notwendigkeit, die CO_2-Infrastruktur-Planung in eine Systementwicklungsplanung zu integrieren, sieht Chemistry4Climate hingegen nicht („Wasserstoff und CO_2 zusammen denken, aber nicht zusammen planen“). Für den CO_2-Transport sollte eine Infrastruktur aus „Inselnetzen“ zur Vernetzung von Clustern (CO_2-Punktquellen, insb. Kalk, Zement und Abfallverbrennungsanlagen) insbesondere für küstenferne Standorte bedarfsgerecht geplant werden, um CCU zu ermöglichen. Wichtige Voraussetzung ist, dass die Unternehmen der chemischen Industrie ihren jeweiligen Transformationspfad planen, um einen dann bedarfsgerechten Leitungsausbau (oder Umnutzung) zu ermöglichen. Dafür muss schnellstmöglich die Frage des Betreibers einer CO_2-Infrastruktur beantwortet sowie ein Instrument zum periodischen Abgleich von Angebot und Nachfrage geschaffen werden.

Dies sollte ergänzt werden um den überregionalen leitungsgebundenen Ausbau zu CO_2-Hubs und (auch grenzüberschreitend) Häfen an der Küste zur Verbringung und ggf. dauerhaften Speicherung.[77] Jenseits dessen sollte der nicht leitungsgebundene Transport mit Schiffen, Bahn und LKW angestrebt und der hierfür notwendige regulatorische Rahmen geschaffen werden.

[75] Vorschlag für eine Verordnung (…) zur Schaffung eines Unionsrahmens für die Zertifizierung von CO_2-Entnahmen; COM (2022) 672 final.

[76] S. Fraunhofer ISI/Consentec GmbH (2021): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3 – Treibhausgasneutrale Hauptszenarien, Modul Industrie (im Auftrag des BMWi/BMWK), hier insb. Seite 51/Abbildung 13); www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cce/2021/FT_Modul_TN_Hauptszenarien_Industrie.pdf (abgerufen am 15.03.2023).

[77] Die Realisierung einer Speicherung in Deutschland (Festland) wird als wenig wahrscheinlich angesehen.

4.4 Strom aus erneuerbaren Energien

4.4.1 Rascher Ausbau der erneuerbaren Energien und notwendigen Stromnetze

Die Plattform Chemistry4Climate unterstreicht die Notwendigkeit der flächendeckenden Verfügbarkeit von Strom aus erneuerbaren Energien zu international wettbewerbsfähigen Preisen. Der heimische Ausbau hat absolute Priorität. Die Fact-Finding-Studie hat für 2045 eine Stromproduktion aus erneuerbaren Energien zwischen 750 und 1000 TWh ermittelt.[78, 79] Dies setzt einen ambitionierten Ausbau voraus. Die im Jahr 2022 erzielten Ergebnisse der Ausschreibungsrunden erneuerbarer Energien konnten die bisher gesetzten – und durch das EEG 2023 aus Sicht der Plattform auch richtigerweise massiv erhöhten – Zielwerte nur zu ca. 2/3 erreichen.[80]

Der durch den Koalitionsvertrag avisierte und durch das „Osterpaket 2022“ konkretisierte Bruttostrombedarf (750 TWh) im Jahr 2030 – davon 80 Prozent (600 TWh) aus erneuerbaren Energien – und die sich daraus ableitenden Ausschreibungsmengen sind im Vergleich zu den Vorjahren äußerst ambitioniert. Chemistry4Climate hält einen auch hierüber hinausgehenden, erheblich beschleunigten Ausbau für erstrebenswert. Die Grenzen beim Ausbau liegen (insb. bei Wind an Land) vor allem in der Akzeptanz durch die Bürger:innen, weshalb ein breiter Diskurs und weitere Anreize zur Steigerung der Akzeptanz notwendig sind.

Die im Zuge des EEG 2023 erfolgten gesetzlichen Änderungen (insb. hohe Ausschreibungsmengen und Maßnahmen zur Planungsbeschleunigung) werden grundsätzlich als zielführend angesehen. Um die Umsetzung der Maßnahmen zu gewährleisten, sind eine weitere Beschleunigung der Genehmigungsprozesse über alle föderalen Ebenen hinweg sowie ein kontinuierliches Nachsteuern erforderlich. Die im Jahr 2022 genutzten „Ad-hoc-Kriseninstrumente“ (LNG-Beschleunigungsgesetz[81], Maßnahmen aus der REPowerEU-Mitteilung[82], EU-Notfallverordnung[83]) sollten als Vorbild für weitere Maßnahmen dienen; bspw. durch die Ausweitung des Ansatzes, dass eine Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) dann entbehrlich ist, wenn eine strategische Umweltverträglichkeitsprüfung (SUP) vorliegt. Insbesondere zur Erreichung noch ambitionierterer Ziele des Ausbaus von Wind an Land und Photovoltaik sollten daher zügig weitere Maßnahmen zur Beschleunigung ergriffen werden, falls die gesetzten Ziele 2023 nicht erreicht werden. Um insgesamt erfolgreich zu sein, bedarf es neben der Verbesserung des Planungsrechts aber auch eines Mentalitätswandels bei den ausführenden Stellen. Da momentan noch nicht absehbar ist, ob die Reformen durch das EEG 2023 einschließlich „EnSiG-Ergänzungen“ (Krisen-Sonderausschreibung) zur Zielerreichung ausreichen, sieht Chemistry4Climate zum jetzigen Zeitpunkt davon ab, regulatorische Empfehlungen im Detail auszusprechen. Grund-

[78] Zum Vergleich: Die (Netto-)Stromerzeugung betrug im Jahr 2022 (2021) insgesamt 507,8 TWh (505,0 TWh), davon 233,9 TWh (215,5 TWh) aus erneuerbaren Energien; vgl. Pressemitteilung der Bundesnetzagentur v. 04.01.2023; https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2023/20230104_smard.html (abgerufen am 15.03.2023).

[79] Zum Vergleich: Die „Big Five“ der Klimaneutralitäts-Szenarien kommen bzgl. der Nettostromerzeugung 2045 zu folgenden Ergebnissen:
– BDI (2021): BDI-Klimapfade 2.0. Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft – 1.095 TWh,
– dena (2021): dena-Leitstudie. Aufbruch Klimaneutralität – 843 TWh,
– Agora Energiewende (2021): Klimaneutrales Deutschland 2045 – 992 TWh,
– Ariadne-Kopernikus-Projekte (2021): Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045 – 630–1.480 TWh,
– BMWK (2021): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3 – 650–1.050 TWh;
vgl. EWI Köln (2022): Vergleich der „Big Five“-Klimaneutralitätsszenarien;
https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2022/04/2022-03-16-Szenarienvergleich_final.pdf (abgerufen am 15.03.2023).

[80] Ergebnisse der Ausschreibungsrunden 2022: gesamt: 7.655 MW/11.517 MW (= 66,5 %); Clearingstelle EEG|KWKG (2023): Ausschreibungen; https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/ausschreibungen (abgerufen am 15.03.2023).

	1. Runde	2. Runde	3. Runde	4. Runde
Wind an Land	1.332 MW/1.328 MW	931 MW/1.319 MW	772 MW/1.319 MW	189 MW/604 MW
Wind auf See/Innovationsausschreibung	980 MW/980 MW		403 MW/397 MW	
Photovoltaik (Freifläche)	1.084 MW/1.108 MW	696/1.126 MW	609 MW/890 MW	
Photovoltaik	203 MW/766 MW	201/766 MW	105 MW/202 MW	
Biomasse/Biomethan	68 MW/275 MW	78/285 MW	4 MW/152 MW	

[81] LNG-Beschleunigungsgesetz vom 24. Mai 2022 (BGBl. I S. 802), das durch Artikel 6 des Gesetzes vom 8. Oktober 2022 (BGBl. I S. 1726) geändert worden ist.

[82] Mitteilung der Kommission (…): REPowerEU: gemeinsames europäisches Vorgehen für erschwinglichere, sichere und nachhaltige Energie; COM (2022) 108 final, Ziffern 2.2.2 und 2.2.3.

[83] Verordnung (EU) 2022/2577 des Rates vom 22. Dezember 2022 zur Festlegung eines Rahmens für einen beschleunigten Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien; OJ L 335, 29.12.2022, S. 36–44.

sätzlich sollten die vorhandenen Potenziale auch zum verbrauchsnahen Ausbau erneuerbarer Erzeugungskapazitäten bestmöglich genutzt werden. Dennoch wird für viele Unternehmen der energieintensiven Industrie, insbesondere küstenferne Standorte, eine verbrauchsnahe Versorgung selbst dann nur schwer möglich sein. Chemistry4Climate gibt daher zu bedenken, dass zusätzliche Anforderungen an räumliche Nähe von Erzeugung und Verbrauch die Integration erneuerbarer Energien (und darauf basierender Basisprodukte wie z. B. Wasserstoff) in den Markt sowie den wettbewerbsfähigen Einsatz EE-basierter Produktionsverfahren im industriellen Maßstab erschweren.

Eine wesentliche Kenngröße zur Ermittlung des Strombedarfs gründet sich – neben dem gewählten Technologiepfad– auf Annahmen zu Wachstumsraten. Die VCI/Prognos-Studie[84] geht von einem leichten Rückgang der Basischemie (– 0,5% p.a.) und einem moderaten Wachstum der Spezialchemie (+ 1,1 % p.a.) aus.[85] Chemistry4Climate hält es für erforderlich, keine Abstriche bei diesen Annahmen vorzunehmen, damit die für die Transformation notwendige Infrastruktur passend geplant bzw. realisiert werden kann. Die existierende Infrastruktur ist vielerorts für die neuen, mit der Energiewende einhergehenden Anforderungen aufgrund veränderter Erzeugung und Abnahme (viel Windkraft im Norden, Lastzentren im Süden, große Photovoltaik-Einspeiser in ausbaubedürftigen Verteilnetzen, leistungsstarke Ladestationen in dichten Ballungsräumen) sowie Verbrauchsverhalten (Ladestationen für Elektrofahrzeuge, dynamischere Lastgänge zur Integration erneuerbarer Energien) noch nicht ausgelegt. Durch die aktuell langen Planungs- und Genehmigungszeiten sowie den Zeitaufwand bis zur Realisierung ist der bisherige Ausbauzustand der Strominfrastruktur unzufriedenstellend. Hier darf nicht weiter wertvolle Zeit verloren werden. Strominfrastruktur sollte daher grundsätzlich so geplant werden, dass wahrscheinliche Mehrbedarfe adaptiert werden können, da eine ggf. notwendige Nachrüstung mit langen Planverfahren für die Transformation nicht dienlich und zudem volkswirtschaftlich teurer ist.

4.4.2 Weiterentwicklung des Netzentwicklungsplanungsprozesses mit Fokus auf engerer Verzahnung und Berücksichtigung regionaler Bedarfe

Chemistry4Climate regt an, für den Klimaneutralitätspfad der VCI-Roadmap 2050 (bzw. der nachfolgenden Roadmap) regionalisierte Szenarien der Bundesnetzagentur (BNetzA) im Zuge des ordentlichen Beteiligungsverfahrens zum Netzentwicklungsplan (NEP)/Strom (Szenariorahmen) zu übermitteln, wobei sichergestellt sein muss, dass die von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) erhobenen und seitens Chemistry4Climate bereitgestellten Daten keine mehrfache Nennung enthalten. Die chemische Industrie steht dabei vor der besonderen Herausforderung, dass sie auch aus zahlreichen mittelständischen, energieintensiven Unternehmen besteht und in den Unternehmen nicht immer die personellen Kapazitäten gegeben sind, um notwendige Strombedarfe früh- und damit rechtzeitig so zu kommunizieren, dass sie in den Netzentwicklungsplan Einzug finden. Chemistry4Climate regt daher an, dass der VCI – unter Beachtung des Kartellrechts – periodische Abfragen bei seinen Mitgliedsunternehmen dahin gehend durchführt, um Bedarfe und Cluster noch besser identifizieren und die Informationen besser transportieren können (vgl. Kapitel 4.5.4). Für das Erreichen der Klimaneutralität stellt die Infrastruktur aus erneuerbaren Energien/Stromnetzen, Wasserstoff-Pipelines, CO_2-Transport und Energiespeichern einen wichtigen Baustein dar. Die Netzentwicklungsplanungsprozesse Strom, Erdgas, Wasserstoff (und CO_2) müssen künftig noch enger miteinander verzahnt werden. Chemistry4Climate begrüßt daher die Arbeiten innerhalb der Bundesregierung zur Erarbeitung und Erstellung einer Systementwicklungsstrategie in dieser Legislaturperiode. Für eine adäquate Infrastrukturplanung ist allerdings die Darstellung regionaler Bedarfe zwingend notwendig. Eine besondere Herausforderung der chemischen Industrie sind die im Wesentlichen drei verschiedenen Wege einer möglichen Transformation (Recycling, Biomasse, H_2 + CO_2) und die damit einhergehenden unterschiedlichen Bedarfe der einzelnen Unternehmen bzw. Cluster. Auch in der Chemie lassen sich bestimmte Cluster zwar leicht identifizieren (bspw. Bayern, Rheinland-Pfalz, Nordrhein-Westfalen, Sachsen/Sachsen-Anhalt), konkrete Entscheidungen zu den zu wählenden Transformationspfaden unterliegen allerdings unternehmerischen Entscheidungen. Regionale Bedarfe lassen sich aufgrund dessen in einer Studie schwierig konkret vorhersagen. Diese Unsicherheit gilt es bei einer Infrastrukturplanung zu berücksichtigen und durch weitere Datensätze möglichst zu minimieren (z. B. Erhebungen zu zukünftigen regionalen Wasserstoffbedarfen im Rahmen des Gasnetzgebietstransformationsplans).

Die Nutzung heimischer Rohstoffe (Biomasse) und das Führen von Kohlenstoffen im Kreislauf (Recycling) vermögen im Vergleich zu rein strombasierten Verfahren den Energiebedarf der chemischen Industrie erheblich zu senken. Daher sollten der Netzentwicklungsplan (NEP) sowie die künftige Infrastrukturplanung allgemein neben externen Pfaden, die mit einer starken Importabhängigkeit einhergehen können, mindestens ein Szenario, welches einen rein internen Pfad (Realisierung der Klimaziele unter Einbindung heimischer Energieträger) beschreibt, enthalten.

4.4.3 Einbeziehung von Importen zur Deckung des Gesamtstrombedarfs 2045

Diversifizierung und Stärkung der eigenen Resilienz sind das Leitbild einer gelingenden Transformation. Der Gesamtstrombedarf Deutschlands sowie der Strombedarf der Chemie 2045 (bis zu 494 TWh p.a. in Szenario 2) werden nur durch eine Summe aus deutlich verstärkter inländischer Erzeugung und Importen sinnvoll gedeckt werden können. Schon allein aufgrund der Volatilität von Strom aus erneuerbaren Energien ist eine Handelsstrategie (neben Speichern, Demand-Side-Management und anderen Flexibilitätsmaßnahmen) sinnvoll.

Chemistry4Climate plädiert dafür, die Stromversorgung mit Technologien aus europäischer Fertigung (insb. Solarmodulen) zu stärken. Zum einen würde die (Wieder-)Etablierung europäischer Fertigungskapazitäten einen wertvollen Beitrag zu Resilienz und Energiesouveränität leisten und so geopolitische Risiken für die Technologieverfügbarkeit begrenzen, zum anderen könnten europäische Produktionskapazitäten Startpunkt für einen Strukturwandel von heute noch fossil geprägten hin zu klimaneutral geprägten Industriearbeitsplätzen sein (Stichwort: „Just Transition“[86]).

Eine Vollendung des europäischen Strombinnenmarktes und ein dementsprechender Einsatz der Bundesregierung auf europäischer Ebene sind erforderlich, um das volle Potenzial von erneuerbaren Energien in Europa zu nutzen und eine sichere Energieversorgung mit fluktuierenden Energieträgern zu gewährleisten. Die Mitgliedstaaten der Europäischen Union sollten ein gemeinsames Verständnis entwickeln, dass eine weitreichende Eigenversorgung des europäischen Kontinents möglich sein wird. Eine verstärkte Vernetzung mit dem europäischen Ausland über Grenzkuppelstellen/Interkonnektoren ist essenziell, darf aber nicht den Netzausbau auf nationaler Ebene vernachlässigen oder zu einem Flaschenhals beim Ausbau der erneuerbaren Energien werden. Dabei sollte die künftige Interkonnektorenleistung nicht überschätzt werden.

Die Bundesregierung sollte Maßnahmen zur zügigen Umsetzung der identifizierten Bedarfe ergreifen. Die bisherige Menge geförderter erneuerbarer Energien, die innerhalb der EU nach Deutschland importiert werden darf, sollte in Hinblick auf regulatorische Vorgaben im ausreichenden Maße ermöglicht werden,[87] ohne die ambitionierten Ausbauziele in Deutschland aufzugeben. Ebenso muss der Import von erneuerbaren Energien in Form von gasförmigen leitungsgebundenen Energieträgern (grüner Wasserstoff) besser ermöglicht werden. Nicht zuletzt sollten neben der Vollendung des europäischen Strombinnenmarktes – auch mit Blick auf den Bedarf an grünem Wasserstoff – Potenziale in nordafrikanischen Ländern einschließlich Transportinfrastruktur in Erwägung gezogen werden. Hierbei sind eine beschleunigte Energiewende in den Erzeugerländern und deren inländische Bedarfsdeckung mit erneuerbaren Energien zu stärken. Sowohl für den europäischen als auch für den internationalen Kontext sind nachhaltige Entwicklungsperspektiven („Just Transition“) zwingend zu berücksichtigen.

Gleichzeitig darf der Import nicht nur von Strom, sondern auch strombasierter Rohstoffe, etwa von Naphtha-Substituten, Methanol oder Ammoniak, nicht außer Acht gelassen werden. Allerdings sollte es im nationalen Interesse sein, einen wesentlichen Teil der Basischemie in Deutschland zu halten. Es bedarf deshalb dringend einer Industriestrategie zur Sicherung der inländischen Grundstoffproduktion.

4.4.4 Berücksichtigung von Wärmebedarfen (PtH) der chemischen Industrie auch auf regionaler Ebene

Neben dem Gebäudesektor weisen auch industrielle Prozesse einen hohen Wärmebedarf auf. Die aktuelle Datenlage lässt allerdings noch keine Schlussfolgerungen hinsichtlich der regionalen Verteilung der Wärmebedarfe in der Chemie zu (vgl. Kapitel 2.5). Chemistry4Climate regt daher an, bei einer Weiterentwicklung der VCI-Roadmap 2050 diese Lücke zu schließen, um möglichst zielgenau Bedarfe zu ermitteln und durch zielgerichtete Innovations- und Ausbauprogramme zu fördern. Zentraler Erfolgsfaktor ist dabei, auch den Bedarf des Mittelstandes zu erfassen, zu kommunizieren und den Dialog mit den Akteuren zu stärken. Dies scheint möglich

- über das entsprechende Wärmeangebot (Wärmeerzeuger, KWK-Anlagen, Heizwerke etc.),
- durch die Daten aus dem EU-Emissionshandel und/oder
- über die im Rahmen der „EnSiG-Vorbereitungen“ erfassten Daten großer Erdgasverbraucher (dem der Datenschutz entgegensteht).

Damit auch im Wärmebereich Transformationsoptionen für Unternehmen unterschiedlicher Größe und für unterschiedliche Standorte entstehen können, sollte Infrastruk-

[84] VCI/Prognos-Studie (2019).

[85] Die Annahmen wurden seitens der Teilnehmenden kritisch vor dem Hintergrund der veränderten geopolitischen Rahmenbedingungen seit dem 24. Februar 2022 („Zeitenwende“) diskutiert; im Ergebnis soll an den Annahmen festgehalten werden.

[86] Mit „Just Transition“ (dt.: „gerechter Übergang“ bzw. „gerechter Wandel“) ist der Strukturwandel hin zu einer klimaneutralen, sozialen und inklusiven Gesellschafts- und Wirtschaftsordnung gemeint; vgl. BMZ (2022): Just Transition: Den Übergang zu einer klimagerechten Wirtschafts- und Lebensweise gestalten; https://www.bmz.de/de/themen/klimawandel-und-entwicklung/just-transition (abgerufen am 15.03.2023).

[87] § 5 Abs. 3 (Ausbau im In- und Ausland) des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 6 des Gesetzes vom 4. Januar 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 6) geändert worden ist.

tur grundsätzlich flächendeckend und redundant entwickelt werden. Die Stromnetzplanung ist damit hinsichtlich der Flächenverteilung des Wärmebedarfs (PtH) auf regionaler Ebene von zentraler Bedeutung.

Bei der Planung lokaler Strominfrastruktur ist die Frage nach Wärmebedarfen kompliziert: Neben industriellen sind auch kommunale Stakeholder eingebunden; zudem ist das Erdgasnetz betroffen. Eine gute Ausgangsbasis stellt das Projekt „Wärmenetze: Entwicklung der Wärmenetze und deren Wärmeerzeuger in Deutschland“ dar, welches in drei Szenarien die Entwicklung der Wärmenetze bis 2050 betrachtet.

Im Bereich Wärme regt Chemistry4Climate aufgrund der noch unklaren Datenlage an, zunächst diese zu verbessern, um darauf aufbauend die bestmöglichen Entscheidungen ableiten zu können. Außerdem sollte die effiziente Nutzung unvermeidbarer Abwärme (insb. in Fernwärmenetzen) durch die Ausgestaltung entsprechender Förderprogramme stärker angereizt werden.

4.4.5 Nutzung und Incentivierung von Flexibilisierungsoptionen zur Gewährleistung der bedarfsgerechten Verfügbarkeit von Strom aus Erneuerbaren

Strom aus erneuerbaren Energien muss zur industriellen Nutzung für einen Großteil der Prozesse rund um die Uhr verfügbar sein. Die Herausforderung besteht insoweit darin, eine volatile Einspeisung mit konstanten Abnahmebedarfen bestmöglich zusammenzubringen. Die Sektorenkopplung kann dazu beitragen, Synergien effizient zu nutzen und so Schwankungen auszugleichen. Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz sind in der chemischen Industrie bereits stark umgesetzt und können Räume für Flexibilitäten schaffen, indem sie Verbräuche reduzieren. Dennoch wird Flexibilität im zukünftigen Stromsystem eine gewichtige Rolle spielen, steht aber unter Umständen in der praktischen Umsetzung in Zielkonflikt zur Energieeffizienz.

Bzgl. verschiedener Flexibilisierungsoptionen sollte Technologieoffenheit herrschen. Die Elektrolyse vermag etwa einerseits marktstabilisierend auf die erneuerbaren Energien zu wirken, andererseits kann sie den Wasserstoffbedarf der Chemieindustrie decken. In der Chemie sollten Flexibilisierungspotenziale soweit technisch und wirtschaftlich möglich genutzt und bei der Anlagenentwicklung berücksichtigt werden. Diese sind bisher als gering einzuschätzen; perspektivisch könnte der elektrische Steamcracker eine wichtige Rolle einnehmen.[89] Hierzu bedarf es nach Auffassung von Chemistry4Climate weiterer Forschung. Es gilt allerdings zu vermeiden, dass „in der Hoffnung auf zusätzliche Lastmanagementpotenziale“ Zeitverzug bei der Neuplanung und Umsetzung etwaiger zusätzlicher Stromnetze entsteht.

Zur Unterstützung sollte das Preissystem der Netzentgelte so gestaltet werden, dass sie die Nutzung der vorhandenen, technisch möglichen und (ggf. durch Rahmenveränderungen) wirtschaftlich zu generierenden Flexibilitätspotenziale nicht behindern sowie den Aufbau und Betrieb von erneuerbar elektrifizierten (und flexiblen) Produktionsverfahren stützen und steuern. Wechselwirkungen zwischen zunehmenden Flexibilitäts- und Effizienzanforderungen müssen dabei berücksichtigt werden. Mit den EnSiG-Novellen 2022 wurden Möglichkeiten zur Lastflexibilität industrieller Großverbraucher verbessert, indem Hürden zur Teilnahme an den Regelenergiemärkten gesenkt wurden und eine Flexibilisierung des Stromverbrauchs durch Änderungen bei individuellen Netzentgelten ermöglicht wurde.

4.4.6 Speichertechnologien als essenzieller Bestandteil des zukünftigen Energiesystems

Durch die fortschreitende Energiewende und den damit verbundenen Ausbau fluktuierender erneuerbarer Energien werden Energiespeicher mittel- und langfristig unverzichtbar sein. Der Aufbau von Energiespeichersystemen ist daher dringend zu forcieren. Netzgekoppelte Speicher bergen ein großes Potenzial im Flexibilisierungsportfolio des Stromnetzes. Diese können zwar Potenziale zur Reduzierung des Strom- und Netzausbaubedarfs heben, jedoch ist dies stark abhängig von ihrer Dimensionierung und Verortung. Industrieansiedlungen sind aufgrund der vorhandenen intensiven Energieversorgungsanbindungen sehr gut geeignet, Flexibilitäten und Speicher bereitzustellen und somit das Netz zu unterstützen. Chemieparks könnten in diesem Zusammenhang und unter gewissen Voraussetzungen als Flexibilitätshubs des Übertragungs- und Verteilnetzes dienen.

Das Technologiespektrum bei Speichern stellt sich als sehr heterogen dar und reicht von größeren (H_2-Speichern, Wasserkraft-, Druckluft- und Methanspeichern) bis zu kleineren Anwendungen (Lithium-Ionen-, Redox-Flow-Speicher). Da zum jetzigen Zeitpunkt nicht sichergestellt ist, dass der Wasserstoffhochlauf bis 2045 im notwendigen Maß gelingt, werden Speicher mit unterschiedlichen Eigenschaften benötigt, etwa leistungsstarke Lithium-Ionen-Batteriespeicher für die Stabilisierungsaufgaben (Primärregelleistung (PRL), Lastspitzen, Back-up), Hochtemperaturwärmespeicher und Redox-Flow-Speicher für die Pufferung von Energie zum Ausgleich bzw. zur Bereitstellung der erforderlichen Flexibilitäten in den Tageszyklen. Als Speicher für größere Energiemengen bzw. längere Zeiträume (sowohl Einspeicherung als auch spätere Überbrückung) kommen vor allem chemische Energiespeicher (H_2/CH_4) und damit eine enge Kopplung der Strom-, Erdgas- und Wasserstoffinfrastruktur in Frage.

Chemistry4Climate regt daher die technologieoffene Förderung der Forschung und des Markthochlaufs von (großen Industrie-)Speichern mit dem Ziel der Kostendegression an. Um Planungssicherheit zu gewährleisten, sollte eine quantitative Darstellung des Speicherbedarfs und der benötigten Anlagen erfolgen.

4.5 Wasserstoff

4.5.1 Wasserstoff als wertvolle Zukunftsressource für die chemische Industrie (und andere)

Wasserstoff kommt in einer klimaneutralen Wirtschaft und Gesellschaft der Zukunft eine Schlüsselrolle zu. Insbesondere für die chemische Industrie ist Wasserstoff schon heute von herausragender Bedeutung und dient als Basis zahlreicher Wertschöpfungsketten. Da der flexible Energieträger Wasserstoff voraussichtlich in allen Sektoren zum Einsatz kommen soll, wird in der Hochlaufphase der technisch mögliche Einsatz von Wasserstoff das Angebot übersteigen. Chemistry4Climate fordert daher, den Einsatz von Wasserstoff dort anzureizen, wo er

a) nicht substituiert (insb. in der stofflichen Nutzung) und/oder
b) mit hohen Treibhausgaseinsparungen eingesetzt werden kann.

Die chemische Industrie ist bereits heute der größte Nutzer von Wasserstoff – und wird es auch in Zukunft sein. Innerhalb der Fact-Finding-Studie wird der Wasserstoffbedarf der chemischen und pharmazeutischen Industrie 2045 – je nach Szenario – auf 148, 214 oder 283 TWh (Szenario 3/1/2) p.a. geschätzt; die in etwa achtfache Menge des heute bereits hohen Bedarfs, den die chemische Industrie CO_2-arm und zu wettbewerbsfähigen Preisen benötigt.

Der russische Angriffskrieg auf die Ukraine und seine Folgen hat vor Augen geführt, dass Erdgas als Brückentechnologie nicht mehr in dem Maß wie geplant verfügbar sein wird. Umso wichtiger ist daher der zügige Markthochlauf von Wasserstoff. Neben der stofflichen Nutzung in der chemischen Industrie wird Wasserstoff in jenen Sektoren notwendig sein, in denen eine Transformation technologisch anders kaum möglich ist (z. B. Stahl, Glas), bzw. in Bereichen, die nur schwer zu elektrifizieren sind (z. B. Verkehrsbereich Schwertransport, Schifffahrt, Luftfahrt). Wasserstoff kann in Einzelfällen ebenso in Hochtemperaturprozessen eingesetzt werden, bei denen die reine Elektrifizierung verbunden mit Power to Heat (PtH) an physikalische Grenzen stößt (s. hierzu Szenarien 1 und 2 in Kapitel 3.2 und 3.3).

Wasserstoff kann neben anderen erneuerbaren Alternativen zudem im künftigen Energiesystem als Flexibilitätsoption genutzt werden und so auch die für die Energiewende dringend notwendige Sektorenkopplung in Bereichen ermöglichen, die nicht oder nur schwierig elektrifizierbar sind. Dadurch wird ein Beitrag zur Versorgungssicherheit geleistet. Eine Flexibilisierung des Strommarktes sollte soweit möglich durch Lastmanagement sowie durch ein Vorantreiben des europäischen Strombinnenmarktes erfolgen, um den energetischen Einsatz von Wasserstoff insb. während der Markthochlaufphase so gering wie möglich zu halten und vor allem zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit im Stromsystem zu nutzen.

Um absehbaren Nutzungskonkurrenzen zu begegnen, stellt das Abstimmen von Transformationspfaden einen erwägenswerten Ansatz dar. So sieht bspw. die Roadmap eine späte Nutzung von Wasserstoff vor, erst zum Ende der Transformationsphase. Die Perspektive klimaneutrale Stahlindustrie[90] sieht hingegen bereits die Umstellung von circa 1/3 der Stahlproduktion durch klimaneutrale Direktreduktion bis 2030 vor. Auch im Verkehrssektor ist ein vermehrter Wasserstoffeinsatz zu erwarten, da dies schon frühzeitig mit geringer Förderung wirtschaftlich darstellbar ist, obgleich eine solche Entwicklung nur für die o.g. Teilsektoren erstrebenswert erscheint. Indem Transformationspfade bspw. zwischen den energieintensiven Industrien sowie dem Verkehrsbereich abgestimmt erfolgen, lässt sich einer Nutzungskonkurrenz insoweit frühzeitig begegnen. Da Unternehmen rechtlich nicht an Transformationspfade gebunden sind, das Kartellrecht zu beachten ist und sowohl Zeitpunkt als auch Art und Weise der Transformation weiterhin eine unternehmerische Entscheidung darstellen werden, wäre ein kohärenter politischer Rahmen anzustreben, der die zeitversetzte Nutzung der Sektoren begünstigt, ohne den Wasserstoffhochlauf zu hemmen. In jedem Fall muss sichergestellt werden, dass Wasserstoff spätestens im Jahr 2045 für alle Sektoren in ausreichenden Mengen und zu wettbewerbsfähigen Preisen verfügbar ist. Darüber hinaus darf eine spätere Wasserstoffnutzung nicht zu einem unverhältnismäßigen wirtschaftlichen Nachteil führen.

[89] Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH et al. (12/2021): Regionale Lastmanagementpotenziale-Quantifizierung bestehender und zukünftiger Lastmanagementpotenziale in Deutschland; https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/Regionale_Lastmanagementpotenziale_DE_0.pdf (abgerufen am 15.03.2023).

[90] Vgl. Wirtschaftsvereinigung Stahl (2022): Perspektive klimaneutrale Stahlindustrie; www.stahl-online.de/dossiers/perspektive-klimaneutrale-stahlindustrie (abgerufen am 15.03.2023).

Bestehende regulatorische Vorgaben können aus Sicht der industriellen Teilnehmer zum Teil ein Hemmnis für den Wasserstoffhochlauf darstellen und so verhindern, dass die vollen Potenziale dieser Ressource ausgeschöpft werden können. So würde eine Übernahme der Begrenzung der Benutzungsstunden bei Elektrolyseanlagen aus der Delegierten Verordnung zur Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II)[91] in die RED III für die Industrie ein Hemmnis beim Markthochlauf darstellen. Andere Teilnehmer unterstützen hingegen im Wesentlichen die in der Delegierten Verordnung getroffenen Regelungen und betonen deren Notwendigkeit hinsichtlich eines systemdienlichen Betriebs von Elektrolyseuren. Zur Förderung des Markthochlaufs von Wasserstoff sollte daher eine Ausweitung der Übergangsphase bis zum Einsetzen des Kriteriums der Zusätzlichkeit in Erwägung gezogen werden.

Es sollten finanzielle Anreize für die Erzeugung von Wasserstoff geschaffen werden, die sowohl die Abnahme bzw. Verwendung als auch die On-Site-Erzeugung von klimaneutralem Wasserstoff zu wettbewerbsfähigen Preisen in Deutschland bzw. Europa ermöglichen. Nur wenn bestehende Ungleichgewichte beseitigt werden und so die globale Wettbewerbsfähigkeit der notwendigen Technologien sichergestellt ist, kann der Markthochlauf der Wasserstoffwirtschaft gelingen. Klimaschutzverträge (CCfD) stellen hierzu ein wichtiges Instrument dar (vgl. Kapitel 4.6.4). Zudem kann die durch den Inflation Reduction Act[92] geschaffene Förderung von Wasserstoff in den Vereinigten Staaten als Vorbild dienen.

4.5.2 Fokus auf verstärkte heimische und europäische Erzeugung bei gleichzeitigem, ergänzendem Ausbau der Importkapazitäten

Diversifizierung und Stärkung der eigenen Resilienz sollten das Leitbild für den Markthochlauf von Wasserstoff darstellen. Die im Rahmen der Fact-Finding-Studie identifizierte Differenz zwischen Wasserstoffnachfrage und -angebot sollte daher nicht automatisch mit einem notwendigen Importbedarf gleichgesetzt werden, sondern vielmehr Ansporn für einen ambitionierteren Ausbau der Erzeugungskapazitäten in Deutschland und Europa darstellen.[93] Importbedarfe sollten differenziert nach EU-, EFTA- und Drittstaaten identifiziert werden.

Wasserstoffimporte sollten diversifiziert und einseitige Abhängigkeiten vermieden werden.[94] Zuletzt hat insbesondere der russische Angriffskrieg auf die Ukraine vor Augen geführt, wie bedeutend Versorgungssicherheit und eine stabile rechtsstaatliche Verfasstheit der Partnerländer vor dem Hintergrund der volatilen politischen Weltlage ist. Eine möglichst weit gehende Unabhängigkeit der Wasserstoffversorgung unter Berücksichtigung der Potenziale für erneuerbare Energien im Zieljahr 2045, jedenfalls auf EWR-Ebene, ist anzustreben. Eine strategische heimische Erzeugungskapazität für klimaneutralen Wasserstoff sollte auch dann, wenn Importe wirtschaftlicher wären, aufgebaut und die wirtschaftliche Lücke aus öffentlichen Mitteln finanziert werden. Das im Koalitionsvertrag festgelegte ambitionierte Ziel, im Jahr 2030 eine Elektrolysekapazität von rund 10 Gigawatt zu erreichen, wird begrüßt. Jedoch plädiert Chemistry4Climate dafür, langfristig idealerweise eine weit darüber hinausgehende Kapazität zu erreichen. Langfristig geht Chemistry4Climate davon aus, dass der Zuwachs von Produktionskapazitäten zur Elektrolyse auch in Deutschland zu einer besseren Verfügbarkeit von Wasserstoff beitragen wird. Hierfür sollte die Politik frühzeitig den ordnungsrechtlichen Rahmen für größere Elektrolyseure (Anlagen von 20 MW bis 100 MW), bspw. im Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) oder etwa im Rahmen der Überarbeitung der Industrieemissionsrichtlinie (IED)[95], ermöglichen und eine Realisierung durch Investitionsanreize (bspw. Aufstockung und Ergänzung sowie Entbürokratisierung der IPCEI-Wasserstoffprojekte) erleichtern und beschleunigen.

Mit dem Markthochlauf von Wasserstoff verbunden stellt sich insbesondere für die Grundstoffchemie die Frage des Standorterhalts in Deutschland. Die (chemische) Industrie darf nicht davon ausgehen, dass Wasserstoffimporte in dem Maß bereitgestellt werden, wie sie benötigt werden. Aus Sicht der Partnerländer kann es sinnvoller sein, nicht beim Aufbau der Infrastruktur zur Erzeugung von Wasserstoff stehen zu bleiben, sondern die nächste Wertschöpfungsstufe (z. B. Ammoniak, Methanol, Aromaten und Olefine) ebenfalls zu realisieren; auch weil diese Stoffe (nicht leitungsgebunden) sehr viel leichter zu transportieren sind. Allerdings sollte es im nationalen Interesse liegen, einen wesentlichen Teil der Basischemie in Deutschland halten zu können. Es bedarf deshalb einer Industriestrategie zur Sicherung eines für die Resilienz des Standortes erforderlichen Mindestmaßes an inländischer Grundstoffproduktion.

Die international wettbewerbsfähige Produktion von Wasserstoff in Deutschland und Europa ist bei einem ambitionierten Aufbau der entsprechenden Transportinfrastruktur möglich. Wasserstoffderivate, wie etwa klimaneutraler Ammoniak, können im Ausland zwar in der Regel deutlich günstiger hergestellt werden, beim Import sind allerdings Transportkosten zu berücksichtigen, die sich bei leitungs- und nicht leitungsgebundenem Transport stark unterscheiden. Importe können aus ökonomischer Sicht durchaus sinnvoll sein. Da Ammoniak ein wichtiger Ausgangsstoff z. B. für Dünger, Kältemittel für die Lebensmittelindustrie oder Abgasreiniger ist, gilt es auch hierbei, eine völlige und einseitige Abhängigkeit von Importen zu vermeiden und eine strategische Erzeugungskapazität in Deutschland aufzubauen.

Bei Importen müssen klare und idealerweise global einheitliche Nachhaltigkeitsstandards eingehalten werden. Diese müssen gewährleisten, dass die Produktion von Wasserstoff bzw. ggf. dessen Derivaten keine negativen sozialen oder ökologischen Auswirkungen in den liefernden Ländern zur Folge hat. Vereinfacht werden könnte der Zugang zu nachhaltigem Wasserstoff durch europäisch handelbare Herkunftsnachweise.

4.5.3 Weiterentwicklung der Erzeugungstechnologien mit Fokus auf klimaneutralen Wasserstoff

Für das Zieljahr 2045 sollte eine ausschließliche Verwendung von grünem Wasserstoff angestrebt werden.
Da in der Transformationsphase die Wahlmöglichkeiten aus verschiedenen Wasserstofftypen durch ein begrenztes Angebot eingeschränkt sein werden, sollte insbesondere während der Markthochlaufphase ein technologieoffener Ansatz verfolgt werden. Im Anschluss sollte dann ein Phase-out zugunsten von ausschließlich grünem Wasserstoff bis 2045 erfolgen. Bei der in Deutschland stattfindenden Wasserstoffproduktion wird Wasserstoff aus Kernenergie (pinker Wasserstoff) oder Kohle (schwarzer Wasserstoff) aufgrund der Beschlüsse zum Atom- bzw. Kohleausstieg keine Rolle spielen. Eine umso größere Bedeutung erlangt dadurch die Produktion von Wasserstoff aus den verbleibenden Quellen (türkisem und blauem Wasserstoff).

Der Import von grünem Wasserstoff sollte während der Transformationsphase zwar angestrebt, andere „Farben"/Technologien aber nicht ausgeschlossen werden (technologieoffener Ansatz unter Einbezug der Klimaschutzziele). Um den schnellen Markthochlauf zu gewährleisten, zu gewährleisten, sollten dabei auch Second-best-Lösungen in Betracht gezogen und durch stetige Reevaluierung mögliche Verbesserungen identfiziert werden. Allerdings ist eine mögliche Vorrangregelung für grünen Wasserstoff innerhalb des technisch und ökonomisch Realisierbaren zu prüfen, um sowohl den Markthochlauf zu befördern als auch den Übergang hin zu einer perspektivisch nachhaltigen und fossilfreien Versorgung sicherzustellen. Kriterien sollten zuvorderst niedrige spezifische Emissionsfaktoren und Effizienz im gesamten Lebenszyklus sein.

Bei blauem Wasserstoff (Erdgas mit CCS) liegen die Emissionen zwar unter dem von grauem Wasserstoff, stellen aber immer noch eine Treibhausgasbelastung dar. Durch die schnelle Synthese großer Mengen könnte blauer Wasserstoff aber mögliche Defizite ausgleichen und so in der Transformationsphase als Brücke dienen, bis ausreichend grüner Wasserstoff zur Verfügung steht. Jedoch sind hierbei logistische und ökonomische Aspekte zu bedenken. Methan ist ein stark nachgefragter Rohstoff, dessen Umwandlung in Wasserstoff nicht unbedingt effizient ist. Zu bedenken wäre weiterhin, dass die Nutzung von Erdgas mit Importabhängigkeiten einhergeht, deren Gefahren durch den russischen Angriffskrieg auf die Ukraine deutlich geworden sind.

In jedem Fall sollte die Nachhaltigkeit von Wasserstoff und der verschiedenen Erzeugungs- und Anwendungsverfahren vorrangig anhand des CO_2-Fußabdrucks bewertet und so Technologieoffenheit gewahrt werden. Die Bilanz muss das jeweilige Gesamtsystem betrachten. Dabei ist zu berücksichtigen, dass Wasserstoff in der Chemieindustrie oft als Koppelprodukt entsteht und als solches auch weiter Einsatzmöglichkeiten behalten muss. Nicht jede Wasserstoffanwendung kann ohne weiter reichende Konsequenzen in den chemischen Wertschöpfungsnetzwerken durch reinen Wasserstoff aus der Elektrolyse ersetzt werden. Bei türkisem Wasserstoff ist ggf. der Ersatz von Kohlenstoff aus Kohle durch Kohlenstoff aus der Methanpyrolyse zu berücksichtigen.

Dies führt dazu, dass grauer Wasserstoff als Erstes von einem Phase-out betroffen sein wird und in CCU-/CCS-Technologien investiert werden muss (vgl. hierzu Kapitel 4.3).

4.5.4 Schaffung der notwendigen (leitungsgebundenen) Transportinfrastruktur

Im Rahmen der Fact-Finding-Studie wurden Wasserstoffbedarfe regionalisiert betrachtet und verschiedene Chemiecluster identifiziert. Grundsätzlich kann die Versorgung mit Wasserstoff vor Ort (on-site) und/oder per (leitungsgebundener) Infrastruktur erfolgen, wobei – ähnlich wie beim Strom aus erneuerbaren Energien – auch beim Wasserstoff die Problematik der Versorgung küstenferner Standorte besteht.

[91] Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Neufassung)/RED II sowie die delegierte Verordnung hinsichtlich der Kriterien für die Herstellung von grünem Wasserstoff („Grünstromkriterien") und daraus hergestellten Kraftstoffen (RFNBOs); COM (2023) 1087 final.

[92] Public Law No. 117–169 (08/16/2022); Section 13204.

[93] Die BNetzA geht im NEP-Szenariorahmen von rund 50 % nationaler Wasserstofferzeugung (und damit von 50–80 GW Elektrolysekapazität) im Jahr 2045 aus.

[94] Partnerschaften mit Staaten außerhalb der EU wie etwa Norwegen, Kanada und Australien sollten weiterhin vorangetrieben werden. In diesem Zusammenhang wird das Förderprogramm H2Global (https://www.h2-global.de/), welches die internationale Wasserstoffwirtschaft antreiben und langfristige Wertschöpfungs- und Lieferketten aufbauen soll, begrüßt.

[95] Richtlinie 2010/75/EU über Industrieemissionen bzw. Vorschlag für eine Richtlinie (…) zur Änderung der Richtlinie 2010/75/EU (…) über Industrieemissionen (integrierte Vermeidung und Verminderung der Umweltverschmutzung) und der Richtlinie 1999/31/EG (…) über Abfalldeponien (COM [2022] 156 final).

Wichtig ist daher, eine überregionale leitungsgebundene Wasserstoffinfrastruktur zu schaffen. Während in Norddeutschland vergleichsweise günstige infrastrukturelle Ausgangsbedingungen existieren, stellt dies insb. für die südlichen Cluster eine Hürde dar. Ergänzend steht die chemische Industrie – wie bei der Stromnetzplanung – vor der besonderen Herausforderung, dass sie aus zahlreichen mittelständischen, energieintensiven Unternehmen besteht und in diesen nicht immer die personellen Kapazitäten gegeben sind, um notwendige Wasserstoffbedarfe früh- und damit rechtzeitig so zu kommunizieren, dass sie in eine Wasserstoffinfrastruktur- bzw. Systementwicklungsplanung Einzug finden. Chemistry4Climate regt daher an, dass der VCI – unter Beachtung des Kartellrechts – periodische Abfragen bei seinen Mitgliedsunternehmen dahin gehend durchführt, um Bedarfe und Cluster noch besser identifizieren und die Informationen besser transportieren können.

Der schnelle und kostenoptimale Aufbau eines reinen Wasserstoffnetzes, welches sich im Wesentlichen auf die vorhandene Erdgasinfrastruktur stützen sollte, ist elementar und sollte schnellstmöglich begonnen werden, damit Unternehmen zeitnah mit Wasserstoff versorgt werden können. Darüber hinaus gilt es, regulatorische Hürden für den Aufbau des Wasserstoffnetzes zu beseitigen und privatwirtschaftliche Investitionen anzureizen. Dazu muss einerseits ein Ordnungsrahmen geschaffen werden, der zu wirtschaftlich tragbaren Netzentgelten insbesondere in der Markthochlaufphase führt. Andererseits verhindert die im EU-Gasmarktpaket[96] vorgesehene Entflechtung zwischen Erdgas- und Wasserstoffnetzbetrieb Investitionen in das Wasserstoffnetz.

Zur stofflichen bzw. katalytischen Nutzung von Wasserstoff durch die chemische Industrie ist bei einem leitungsgebundenen Wasserstofftransport wichtig, dass es sich um reinen Wasserstoff (mindestens 98 % Reinheitsgrad) handelt, der nur geringe Konzentrationen von Fremdstoffen (insbesondere Katalysatorgiften) enthält.

Bei der Transformation des Erdgasnetzes ist zu beachten, dass zu hohe Beimischungsanteile von Wasserstoff ins bestehende Erdgasnetz (insb. in die Fernleitungsnetze) negative Auswirkungen auf existierende Prozesse sowie einige Materialien der chemischen Industrie haben und die Eigenschaften des Gasgemisches verändern. Die bestehenden Beimischungsbegrenzungen für Wasserstoff im Erdgasnetz (Fernleitungsnetze) sollten eng gefasst bleiben.

Notwendig ist ein integrierter Ansatz für die Strom- und Erdgas-/Wasserstoffsysteme in Form eines der Netzentwicklungsplanung vorgelagerten Energieszenarienprozesses unter enger Einbindung der Netzbetreiber. Ein solches Szenario muss unter anderem Annahmen für die Standorte von Elektrolyseuren basierend auf deren Funktion der Systemdienlichkeit treffen. Zudem hängt die Verfügbarkeit der Wasserstoffinfrastruktur (Pipelines und Speicher) von den verfügbaren umzustellenden Erdgaspipelines, der Wasserstoffnachfrage in allen potenziellen Sektoren, der Nähe zu Wasserstoffimportrouten usw. ab. Bestehende Studien und Initiativen[97] sollten für eine solche Energiesystemplanung berücksichtigt werden. Die im Oktober 2022 begonnene Systementwicklungsstrategie des BMWK wird insoweit begrüßt; Zwischenergebnisse (bspw. Identifizierung und Umsetzung von No-Regret-Maßnahmen) sollten allerdings vor dem avisierten Prozessabschluss Ende 2023 berücksichtigt und der Prozess beschleunigt werden.

4.5.5 Aufbau von Wasserstoff-Speicherkapazitäten als wesentlicher Baustein des zukünftigen Energiesystems

Es besteht die Notwendigkeit, den Ausbau heimischer Erzeugungs- durch den Ausbau von Speicherkapazitäten unter Beachtung der Wirtschaftlichkeit voranzutreiben, um Schwankungen im Stromnetz auszugleichen und zu einem Mehr an Versorgungssicherheit beizutragen. Ein Umbau von (Erdgaskavernen-)Speichern ist aber mit Volumenverlusten in Bezug auf die Energiedichte und höheren Kosten verbunden, die sich durch verwendete Ausrüstungen, Werkstoffe und Dichtungen ergeben.

Wasserstoff sollte eine wichtige Rolle bei der Begleitung von intermittierenden erneuerbaren Energiequellen im Wettbewerb mit anderen Energiespeicherlösungen und dem Demand-Side-Management spielen. Die Wasserstoffspeicherung in Untertagespeichern (z. B. Salzkavernen) bietet ggf. Möglichkeiten zur Bereitstellung von Flexibilität auf allen Zeitskalen, zur Systemoptimierung des (Erdgas-) und Stromsystems und einer Funktion der Energiesystemsicherheit bei unvorhergesehenen Ereignissen. Erste Reallaborprojekte in Deutschland sind bereits angelaufen.[98] In der Transformationsphase können außerdem als Ergänzung LNG-Terminals als Speicher in Verbindung mit bestehenden Umwandlungstechnologien und unter Berücksichtigung der Klimaziele erwogen werden.

Insgesamt besteht die Notwendigkeit einer systematischen Erfassung, Planung und Realisierung von (Kurz- und Langfrist-)Speichern, bei denen die wirtschaftlichste Variante technologieoffen realisiert bzw. gefördert werden sollte.

4.6 Finanzierung der Transformation

Die Roadmap Chemie 2050 aus dem Jahr 2019 hatte als zentrale Schlussfolgerung festgehalten: „Grundvoraussetzung dafür, dass Unternehmen die alternativen Prozesstechnologien erforschen, entwickeln und schließlich in den Markt bringen, ist deren Wirtschaftlichkeit. (…) Eine wichtige Voraussetzung für nahezu alle neuen Technologien ist die Verfügbarkeit erneuerbaren Stroms in aus heutiger Sicht sehr großen Mengen und zu niedrigen Kosten von 4 Cent je Kilowattstunde“[99].

Seit Erstellung der Roadmap haben sich wesentliche Rahmenbedingungen im energiepolitischen Zieldreieck „Versorgungssicherheit, Bezahlbarkeit, Umweltverträglichkeit“ erheblich geändert:

- die Verabschiedung eines Europäischen Klimagesetzes[100] sowie die regulatorischen Änderungen durch den European Green Deal,
- die Einführung[101] und Ambitionssteigerung[102] des deutschen Klimaschutzgesetzes samt regulatorischer Änderungen (insb. „Osterpaket 2022“[103]),
- ein nunmehr beschlossener[104] und teilweise beschleunigter[105] Kohleausstieg sowie die Realisierung des AKW-Ausstiegs,
- die erheblichen energiepolitischen Verwerfungen infolge des russischen Angriffskriegs auf die Ukraine einschließlich vollständig veränderter geopolitischer Rahmenbedingungen und zahlreicher regulatorischer Änderungen (insb. Energiepreisbremsen[106] und allein vier Novellen des Energiesicherungsgesetzes in nur einem Jahr).

Hinzu kommen wichtige neue Gesetze in anderen Ländern, bspw. der „Inflation Reduction Act“ in den USA[107], die Bemühungen Indiens[108] oder das chilenische Klimaschutzgesetz, die ebenfalls – teils erhebliche – Auswirkungen auf die Konkurrenzfähigkeit einer im globalen Wettbewerb stehenden chemisch-pharmazeutischen Industrie sowie auf das Gelingen der Transformation in Deutschland und Europa haben.

4.6.1 Strom zu international wettbewerbsfähigen Preisen

Elementare Voraussetzung für die industrielle internationale Wettbewerbsfähigkeit Europas sind tragfähige Energiepreise. Die (energieintensive) Industrie benötigt Strompreise, die einerseits die internationale Wettbewerbsfähigkeit sicherstellen und andererseits ein Gelingen der Transformation hin zur Klimaneutralität ermöglichen. Dafür muss vor allem ein massiver Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland und Europa erfolgen (vgl Kap. 4.4).

Bis sinkende Preise aufgrund der Ausweitung des Angebots an erneuerbaren Energien Realität werden, müssen wirksame andere Maßnahmen greifen:

- mittel- bis langfristig durch Reformen des Strommarkts, die einen international konkurrenzfähigen Strompreis für die Unternehmen in der EU ermöglichen, und

[96] Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates über gemeinsame Vorschriften für die Binnenmärkte für erneuerbare Gase und Erdgas sowie Wasserstoff (COM [2021] 803 final), Vorschlag für eine Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates über die Binnenmärkte für erneuerbare Gase und Erdgas sowie für Wasserstoff (Neufassung) (COM [2021] 804 final) sowie Vorschlag für eine Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates über die Verringerung der Methanemissionen im Energiesektor und zur Änderung der Verordnung (EU) 2019/942 (COM [2021] 805 final).

[97] Exemplarisch zu nennen sind
– die dena-Netzstudie III; https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2022/Abschlussbericht_dena-Netzstudie_III.pdf,
– der FNB-Wasserstoffbericht 2022; https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2022/08/2022-09-01_FNB-Gas_Wasserstoffbericht.pdf,
– die Initiative H2vorOrt; https://www.dvgw.de/themen/energiewende/wasserstoff-und-energiewende/h2vorort, und
– die BMWK Langfristszenarien; https://www.langfristszenarien.de/enertile-explorer-de/ (alle jeweils abgerufen am 15.03.2023).

[98] Vgl. Energate Messenger (2021): Sektorkopplung. Rag-testet Wasserstoffspeicherung in großem Maßstab; https://www.energate-messenger.de/news/212801/rag-testet-wasserstoffspeicherung-in-grossem-massstab (abgerufen am 15.03.2023); NEUMAN & ESSER Verwaltungs- und Beteiligungsgesellschaft mbH (2023): Wasserstoffspeicherung in Salzkavernen; https://www.neuman-esser.de/unternehmen/media/blog/wasserstoffspeicherung-in-salzkavernen/ (abgerufen am 15.03.2023).

[99] FutureCamp GmbH/DECHEMA (Hrsg.) (2019), S. 9–10.

[100] Verordnung (EU) 2021/1119 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 30. Juni 2021 zur Schaffung des Rahmens für die Verwirklichung der Klimaneutralität und zur Änderung der Verordnungen (EG) Nr. 401/2009 und (EU) 2018/1999 („Europäisches Klimagesetz“).

[101] Gesetz zur Einführung eines Bundes-Klimaschutzgesetzes und zur Änderung weiterer Vorschriften vom 12. Dezember 2019 (BGBl. 2019 I S. 2513).

[102] Erstes Gesetz zur Änderung des Bundes-Klimaschutzgesetzes vom 18. August 2021 (BGBl. 2021 I S. 3905).

[103] Gesetz zu Sofortmaßnahmen für einen beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien und weiteren Maßnahmen im Stromsektor vom 20. Juli 2022 (BGBl. 2022 I S. 1237).

[104] Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung und zur Änderung weiterer Gesetze (Kohleausstiegsgesetz) vom 8. August 2020 (BGBl. 2020 I S. 1818).

[105] Gesetz zur Beschleunigung des Braunkohleausstiegs im Rheinischen Revier vom 19. Dezember 2022 (BGBl. 2022 I S. 2479).

[106] Gesetz zur Einführung einer Strompreisbremse und zur Änderung weiterer energierechtlicher Bestimmungen sowie Gesetz zur Einführung von Preisbremsen für leitungsgebundenes Erdgas und Wärme und zur Änderung weiterer Vorschriften vom 20. Dezember 2022 (BGBl. 2022 I S. 2512).

[107] Public Law No. 117–169: To provide for reconciliation pursuant to title II of S. Con. Res. 14 (“Inflation Reduction Act”/IRA); H.R. 5376 of Aug. 16, 2022.

[108] Rang 8 des Climate Change Performance Index (CCPI), 2023; https://ccpi.org/ (abgerufen am 15.03.2023).

- kurzfristig durch einen international wettbewerbsfähigen, effektiv zu bezahlenden Transformationsstrompreis von 4–6 ct/kWh[109], idealerweise durch einen weitgehend unbürokratischen Mechanismus. Ein solcher Transformationsstrompreis sollte die Erzeugungspreise sowie die staatlich induzierten Preisbestandteile umfassen und so Investitions- und Planungssicherheit gewährleisten. Gleichzeitig sollten Anreize für einen möglichst systemdienlich flexiblen Stromverbrauch (vgl. Kapitel 4.4.5) gesetzt werden (durch einen solchen Mechanismus kann zudem deren Wirtschaftlichkeit erhöht werden). Das Instrument soll keinen dauerhaften Subventionsmechanismus darstellen.

In diesem Zusammenhang begrüßt Chemistry4Climate die bisherigen Maßnahmen zur Senkung der staatlichen Preisbestandteile beim Strom durch Abschaffung der EEG-Umlage zum 01.07.2022 und nehmen außerdem die Abschaffung der Abschaltbare-Lasten-Umlage (AbLaV) zum 01.01.2023 zur Kenntnis. Zur weiteren Absenkung des Strompreises regt Chemistry4Climate die Abschaffung der verbleibenden KWKG- und Offshore-Netzumlage (bei gleichzeitigem Entfall der „Besonderen Ausgleichsregelung“ im Energiefinanzierungsgesetz) an und/oder das Absenken der Stromsteuer von derzeit 20,50 €/MWh auf den europarechtlich zulässigen Mindestsatz von 0,50 €/MWh (bei gleichzeitigem Entfall des Spitzenausgleichs). Die hierfür notwendigen finanziellen Mittel bedürfen einer – jedenfalls teilweisen – Gegenfinanzierung. Diese sollte durch Übernahme der wesentlichen Regelungen des Vorschlags der Europäischen Kommission zur Novelle der Energiesteuerrichtlinie[110] erfolgen – auch, wenn diese nicht vom Rat beschlossen wird (dann idealerweise im Wege der verstärkten Zusammenarbeit). Sofern der Gesetzgeber das Verankern ökologischer Gegenleistungen für erforderlich bzw. zweckmäßig hält, sollten diese in jedem Fall kohärent zu anderen Regelungen ausgestaltet sein. Ein niedriger Strompreis würde außerdem die finanziellen Bedarfe für Klimaschutzverträge (vgl. Kapitel 4.6.4) senken.

4.6.2 Förderung des schnellen Markthochlaufs von Wasserstoff zu international wettbewerbsfähigen Preisen

Der erfolgreiche Markthochlauf der Wasserstoffwirtschaft ist nur dann möglich, wenn die Wettbewerbsfähigkeit der dafür nötigen Technologien gewahrt ist. Die USA haben mit dem Inflation Reduction Act (s.o.) ein umfangreiches Gesetzespaket verabschiedet, das grüne und blaue Technologien sowie den schnellen und ambitionierten Aufbau einer heimischen, klimafreundlichen Wasserstoffwirtschaft umfassend und vor allem unbürokratisch fördert. Es bedarf einer vergleichbaren unbürokratischen europäischen Lösung zugunsten von grünem Wasserstoff, um den Anschluss beim Aufbau der Wasserstoffwirtschaft nicht zu verlieren.

Zwar erkennt Chemistry4Climate die bisherigen Schritte zur europäischen Förderung an. Das Instrument der „IPCEI-Wasserstoffförderung“ hat sich bisher allerdings als zu schwerfällig und bürokratisch erwiesen. Es muss daher unter Wahrung des Bestandsschutzes für Bestandsanträge zeitnah durch eine bürokratiearm ausgestaltete CAPEX- und OPEX-Förderung abgelöst werden und so lange eine Brücke zur Treibhausgasneutralität bauen, bis die eigenständige wirtschaftliche Tragfähigkeit der Projekte zur Umstellung auf emissionsarme Technologien am Markt gewährleistet ist. Während eine Investitionsförderung sich insbesondere in der Hochlaufphase nicht nur auf Offshoreelektrolyseprojekte beschränken, sondern auch Elektrolyseure an Land sowie Infrastrukturen oder verbrauchsnahe industrielle On-Site-Projekte berücksichtigen sollte, stellen die beschriebenen Maßnahmen für Strom zu international wettbewerbsfähigen Preisen die aus heutiger Sicht beste Betriebskostenfördermöglichkeit dar. Chemistry4Climate fordert daher, den Einsatz von Wasserstoff dort anzureizen, wo er nicht substituiert und/oder mit hohen Treibhausgaseinsparungen eingesetzt werden kann (vgl. hierzu Kapitel 4.5.1).

Für den schnellen Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur sind die Regelungen der Übergangsregulierung zur Finanzierung der Wasserstoffnetze im EnWG unzureichend. Hier führt die in der Wasserstoffnetzentgeltverordnung (WasserstoffNEV) verankerte Systematik der Entgeltbildung für die ersten Netzkunden zu hohen Netzentgelten, wodurch sich ein Investitionshindernis für Nutzer:innen und Netzbetreiber:innen ergibt. Kurzfristig sollten Netzentgelte daher in der Markthochlaufphase auf ein tragfähiges Maß gedeckelt werden. Die Mindererlöse könnten über ein „Amortisationskonto“ abgesichert werden, so dass die hohen Kosten der Anfangsphase auch von zukünftigen Netzkunden finanziert werden. Netzbetreiber:innen können so beim Auf- und Umbau der Netze in Vorleistung gehen. Hierfür bedarf es einer staatlichen Absicherung für den Fall, dass der Wasserstoffhochlauf verzögert erfolgt.[111] Mittelfristig sollten nutzerfinanzierte Netzentgelte die Refinanzierung der Wasserstoffnetze sicherstellen.

[109] Der Betrag von 4–6 ct/kWh begründet sich – auch unter Berücksichtigung der durch den russischen Angriffskrieg auf die Ukraine gestiegenen Energiekosten – durch die insb. für die chemische Industrie so wichtige klimaneutrale Herstellung von Wasserstoff zu international wettbewerbsfähigen Preisen (hier: 1,33–2,00 €/kgH_2). Je nach Länge/Dauer des Instruments sollte eine automatische Inflationsanpassung erfolgen.

[110] Vorschlag für eine Richtlinie des Rates zur Restrukturierung der Rahmenvorschriften der Union zur Besteuerung von Energieerzeugnissen und elektrischem Strom (Neufassung) v. 14. Juli 2021 (COM [2021] 563 final).

[111] Dena (2022): Vorfinanzierung durch die Netzbetreiber, Risikoabsicherung durch den Staat. Ein Vorschlag für mehr Tempo beim Ausbau der Wasserstoff-Netzinfrastruktur; www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/2022-08-H2-Netzinfrastruktur_Diskursbeitrag.pdf (abgerufen am 15.03.2023).

4.6.3 Maximierung des Recycling- und nachhaltigen Biomassepotenzials durch Förderprogramme und ein kohärentes finanzielles Anreizsystem

Jeder Kohlenstoff, jeder Kunststoff, der im Kreislauf gehalten werden kann, muss nicht neu gewonnen bzw. produziert werden. Um möglichst viel Kunststoff im Kreislauf zu halten, bedarf es der Anerkennung des chemischen Recyclings. Im industriellen Maßstab würden Anlagen des chemischen Recyclings dem Europäischen Emissionshandel (ETS) unterfallen. Mit der perspektivischen Aufnahme der thermischen Siedlungsabfallverbrennung in den ETS ab 2028 wird hier ein bestehender Wettbewerbsnachteil des chemischen Recyclings ausgeglichen. Im Rahmen der beschriebenen Nutzungs- und der Abfallhierarchie sollte die Etablierung des chemischen Recyclings durch ergänzende, begrenzte Förderung ermöglicht werden. Aus Gründen der Planungs- und Investitionssicherheit sollten allerdings weitere grundlegende Reformen des ETS – jedenfalls bis 2030 – unterbleiben.

Die Nutzbarmachung des vorhandenen nachhaltigen Biomassepotenzials scheitert noch zu oft an dessen Wirtschaftlichkeit, insbesondere mit Blick auf Waldrestholz und Getreidestroh. Unternehmen der chemischen Industrie wird empfohlen, sich aufgrund der absehbaren Nutzungskonkurrenzen frühzeitig entsprechende Mengen langfristig vertraglich zu sichern. Hierbei sollte eine verbesserte Förderung über den Waldklimafonds im Rahmen der „Verbesserung der Agrarstruktur und des Küstenschutzes“ (GAK) erfolgen, bspw. indem Waldumbaumaßnahmen insb. von Kiefernreinbeständen in klimastabile Mischbestände und die stoffliche Restholznutzung finanziell stärker unterstützt werden. In jedem Fall sollten finanzielle Anreizsysteme so ausgestaltet werden, dass sie in Übereinstimmung mit der beschriebenen Nutzungshierarchie (vgl. Kapitel 4.2.2) stehen.

4.6.4 Unterstützung langfristiger Planungssicherheit mithilfe von Klimaschutzverträgen

Höhere Investitions- und Betriebskosten für die Umstellung auf klimaneutrale Produktionsverfahren in der chemischen Industrie benötigen bereits unmittelbar zu Beginn der Transformation einen Ausgleich zur Sicherung der internationalen Wettbewerbsfähigkeit. Klimaschutzverträge (CCfD) stellen ein wichtiges Instrument auf dem Weg in die Treibhausgasneutralität dar, sind jedoch in der gegenwärtigen Ausgestaltung nicht dazu geeignet, die internationale Wettbewerbsfähigkeit zu sichern. Es ist zu beachten, dass Anlagen und Verfahren in der chemischen Industrie über sehr lange technische Lebensdauern von teilweise über 50 Jahren verfügen. Ihr CO_2-Fußabdruck ist für diesen Zeitraum in vielen Fällen verfahrenstechnisch festgelegt. Chemistry4Climate begrüßt, dass der Bund mit dem Haushalt 2023 insgesamt 50 Milliarden Euro für Klimaschutzverträge und das Förderprogramm Dekarbonisierung der Industrie (DDI) bis 2040 – und damit im Durchschnitt 3 Milliarden Euro jährlich – zur Verfügung stellt. Dem stehen kumulierte Investitionskosten in Höhe von ca. 25,6 Milliarden Euro (Szenario 3) bzw. 40 Milliarden Euro (Szenario 1 und 2) gegenüber (vgl. Kapitel 3), die zwar vor allem von der Industrie getragen werden müssen, aber dennoch einer staatlichen Unterstützung bedürfen. Vor dem Hintergrund des sehr hohen Finanzbedarfs der Transformation ist zum gegenwärtigen Zeitpunkt unklar, ob selbst die bisher avisierte hohe Förderung von 50 Milliarden Euro am Ende ausreicht.

Wichtig für den Erfolg von Klimaschutzverträgen ist einerseits eine lange Vertragslaufzeit zur Gewährleistung einer größtmöglichen Planungssicherheit bei der Transformation sowie andererseits eine möglichst unbürokratische Ausgestaltung. Dazu gehört, dass Verfahrensverzögerungen, die nicht von dem in Anspruch nehmenden Unternehmen verursacht werden (bspw. durch das Durchführen einer Umweltverträglichkeitsprüfung), sich nicht negativ auf eine Förderung auswirken.

Ein Transformationsstrompreis (s.o.) kann ebenfalls ein unbürokratisches Instrument der Betriebskostenförderung darstellen, um die Mittelbedarfe bei Klimaschutzverträgen zu reduzieren.

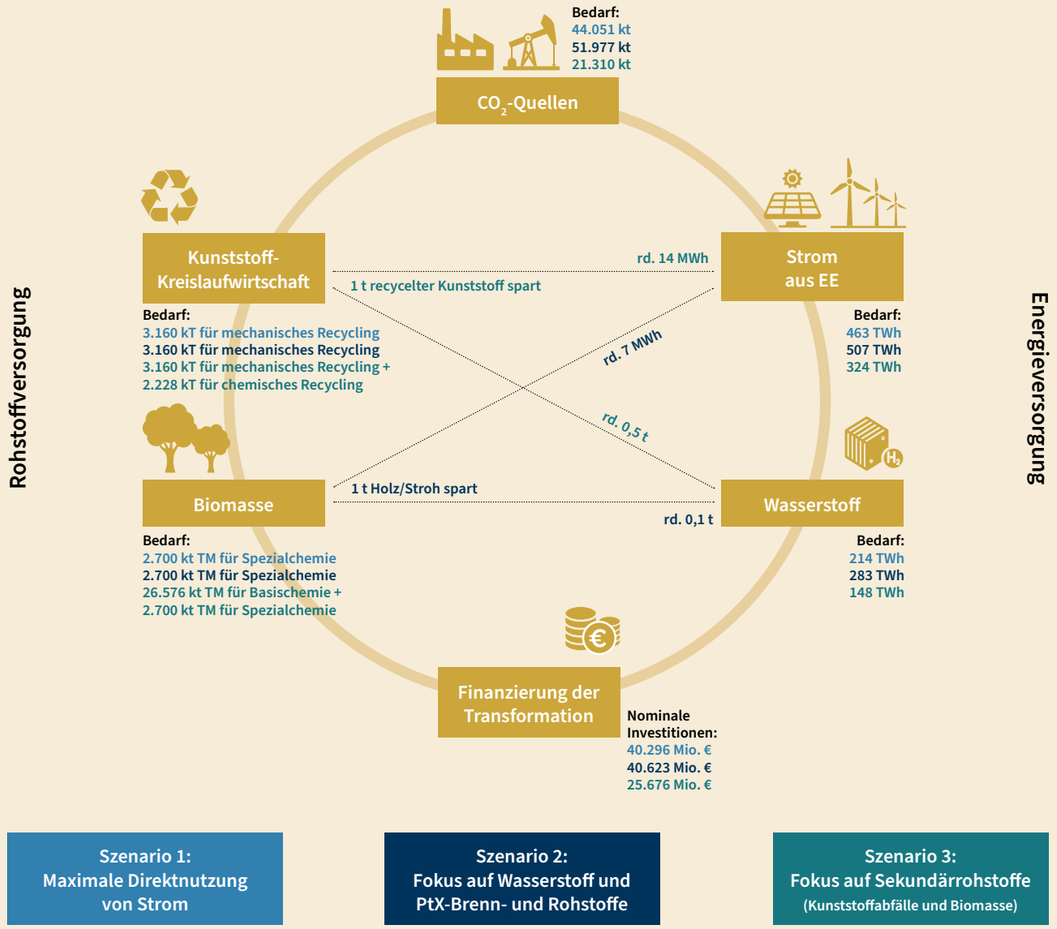
4.6.5 Anpassung öffentlicher Fördermaßnahmen für den Mittelstand

Mehr als 90 Prozent aller deutschen Chemieunternehmen sind dem Mittelstand zuzurechnen. Auch diese Unternehmen sind häufig energieintensiv. Damit Transformation gelingt und der Ausstoß von Treibhausgasen reduziert wird, steht der Mittelstand in der Verantwortung. Seine speziellen Bedürfnisse (insb. wenig Personalkapazitäten für Förderantragsverfahren) müssen weit stärker als bisher berücksichtigt und auch aus diesem Grund möglichst unbürokratische Lösungen angestrebt werden. Ein international wettbewerbsfähiger – auch von energieintensiven KMU nutzbarer – Transformationsstrompreis stellt ein solches Instrument dar. Hilfsweise müssen insbesondere Förderprogramme zur Steigerung der Energie- und Ressourceneffizienz in der Produktion und im betrieblichen Gebäudebestand, aber auch zur Versorgung des Standortes mit Strom aus erneuerbaren Energien, Wasserstoff und CO_2 möglichst bürokratiearm und damit mittelstandsfreundlich ausgestaltet werden.

Wesentliche Aussagen der Arbeitsgruppen werden hier zusammenfassend dargestellt:

1) Ökobilanz in Verbindung mit technischer Machbarkeit und Wirtschaftlichkeit als entscheidendes Kriterium für den Umgang mit Stoffströmen in der EU
2) Realisierung einer Kunststoff-Kreislaufwirtschaft entlang der gesamten Wertschöpfungskette
3) Ermöglichen von Technologieoffenheit und Komplementarität für Verwertungsverfahren
4) Gewährleistung der erforderlichen Qualität von Rezyklaten für den weiteren Einsatz als (Sekundär-)Rohstoffe in der Industrie
5) Europa als Recycling-Binnenmarkt
6) Transparente Prognose der Entwicklung der Kunststoffabfallmengen und klimarelevanten CO_2-Emissionen unter klaren Annahmen
7) Mentalitätsumschwung zur Wahrnehmung von Abfällen als wertvolle Sekundärrohstoffe
8) Klimaschutzwirksamkeit als wesentliches Kriterium für den Einsatz nachhaltiger Biomasse
9) Einführung einer Nutzungshierarchie und von -kriterien für Biomasse
10) Maximierung auch der Nutzung von Primärholz und nachwachsenden Rohstoffen in der Chemieindustrie
11) Schaffung von Anreizmechanismen, Regulationsmaßnahmen und sektorübergreifenden Zertifizierungen für die nachhaltige Nutzung von Biomasse
12) Gewährleistung der Versorgungssicherheit und Resilienz durch den Einsatz von Biomasse
13) Schaffung einer Datengrundlage für Planung und nutzungseffizienten Einsatz von Biomasse
14) Verstärkte Förderung und Nutzung der Potenziale der Bioökonomie
15) Keine Chemie ohne Kohlenstoff; CO_2 als unverzichtbarer Kohlenstofflieferant in einer treibhausgasneutralen chemischen Industrie
16) CCU als ein Kernelement der Treibhausgas-Neutralitätsstrategie der Chemie – CCS als wichtige Ergänzung
17) Planung und Schaffung der notwendigen (leitungsgebundenen) CO_2-Transportinfrastruktur
18) Rascher Ausbau der erneuerbaren Energien und notwendigen Stromnetze
19) Weiterentwicklung des Netzentwicklungsplanungsprozesses mit Fokus auf engerer Verzahnung und Berücksichtigung regionaler Bedarfe
20) Einbeziehung von Importen zur Deckung des Gesamtstrombedarfs 2045
21) Berücksichtigung von Wärmebedarfen (PtH) der chemischen Industrie auch auf regionaler Ebene
22) Nutzung und Incentivierung von Flexibilisierungsoptionen zur Gewährleistung der bedarfsgerechten Verfügbarkeit von Strom aus Erneuerbaren
23) Speichertechnologien als essenzieller Bestandteil des zukünftigen Energiesystems
24) Wasserstoff als wertvolle Zukunftsressource für die chemische Industrie (und andere)
25) Fokus auf verstärkte heimische und europäische Erzeugung bei gleichzeitigem, ergänzendem Ausbau der Importkapazitäten
26) Weiterentwicklung der Erzeugungstechnologien mit Fokus auf klimaneutralen Wasserstoff
27) Schaffung der notwendigen (leitungsgebundenen) Transportinfrastruktur
28) Aufbau von Wasserstoff-Speicherkapazitäten als wesentlicher Baustein des zukünftigen Energiesystems
29) Strom zu international wettbewerbsfähigen Preisen
30) Förderung des schnellen Markthochlaufs von Wasserstoff zu international wettbewerbsfähigen Preisen
31) Maximierung des Recycling- und nachhaltigen Biomassepotenzials durch Förderprogramme und ein kohärentes finanzielles Anreizsystem
32) Unterstützung langfristiger Planungssicherheit mithilfe von Klimaschutzverträgen
33) Anpassung öffentlicher Fördermaßnahmen für den Mittelstand

Klimaneutrale Chemie 2045: Transformationspfade



Szenario 1:
Maximale Direktnutzung von Strom

Szenario 2:
Fokus auf Wasserstoff und PtX-Brenn- und Rohstoffe

Szenario 3:
Fokus auf Sekundärrohstoffe
(Kunststoffabfälle und Biomasse)

5 PROJEKTDOKUMENTATION

5.1 Beteiligte von Chemistry4Climate

An Chemistry4Climate haben sich gut 80 Stakeholder aus der Industrie, Politik und Zivilgesellschaft beteiligt. Nicht zu jedem Zeitpunkt konnten sämtliche in einem Gremium (Arbeitsgruppe, Board) engagierten Vertreter:innen an den Sitzungen teilnehmen. Nachfolgend sind daher (in alphabetischer Reihenfolge) jene Organisationen einschließlich der Gremien, in denen sie jeweils tätig waren, aufgelistet, die an wenigstens einer Sitzung mitgewirkt haben. Vertreter:innen aus Ministerien und Behörden haben im Zuge des Prozesses dankenswerterweise ihre persönlich-fachlichen Positionen und nicht zwingend die offizielle Hauslinie eingebracht.

Nr.	Organisation	Gremium
1.	Agora Energiewende	AG 1, AG 3
2.	Amprion GmbH	AG 1, AG 3
3.	Aurubis AG	AG 3
4.	BASF SE	AG 1, AG 2, AG 3, High Level Group
5.	Bellona Foundation	AG 1, AG 2
6.	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK)	AG 1, AG 2, AG 3, Sounding Board, Advisory Board
7.	BP Europa SE	AG 1
8.	Bundesverband der Deutschen Industrie e. V. (BDI)	Sounding Board
9.	Bundesverband der Deutschen Kalkindustrie e. V.	AG 3, Sounding Board
10.	Bundesverband der Deutschen Ziegelindustrie e. V.	AG 3, Sounding Board
11.	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW)	Sounding Board
12.	Bundesverband Erneuerbare Energie e. V. (BEE)	AG 1, Sounding Board
13.	Bundesverband Glasindustrie e. V. (BV Glas)	AG 2, AG 3, Sounding Board
14.	Bundesverband WindEnergie e. V. (BWE)	Sounding Board
15.	CHT Germany GmbH	AG 2
16.	Covestro Deutschland AG	AG 1, AG 2, Steering Committee, High-Level-Group
17.	Currenta GmbH & Co. OHG	AG 1
18.	Dechema e. V.	Advisory Board
19.	Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)	AG 1, AG 3
20.	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches (DVGW)	Sounding Board
21.	Deutscher Wasserstoff- und Brennstoffzellenverband e. V.	Sounding Board
22.	Die Papierindustrie e. V.	AG 3, Sounding Board
23.	DIN Deutsches Institut für Normung e. V.	AG 1, AG 2
24.	Dow Deutschland Inc.	AG 3
25.	EnBW Energie Baden-Württemberg AG	AG 1
26.	Energiewirtschaftliches Institut Köln (EWI)	Advisory Board
27.	Evonik Industries AG	AG 1
28.	Follmann Chemie	High Level Group
29.	Fraunhofer-Institut IPA	Advisory Board
30.	Fraunhofer-Institut ISI	Advisory Board
31.	Future Camp Climate GmbH	Advisory Board
32.	Gesamtverband der Deutschen Versicherungswirtschaft e. V. (GDV)	Sounding Board
33.	Germanwatch e. V.	AG 3, Steering Committee, High Level Group
34.	GKS Gemeinschaftskraftwerk Schweinfurt GmbH	AG 2
35.	Greenpeace Energy eG	AG 1
36.	Henkel AG & Co. KGaA	AG 2

Nr.	Organisation	Gremium
37.	Hofer Kommanditgesellschaft	AG 2
38.	IGBCE Industriegewerkschaft Bergbau, Chemie, Energie	Steering Committee, High Level Group
39.	IGV Industriegaseverband e. V.	Sounding Board
40.	IKB Deutsche Industriebank AG	AG 3
41.	INEOS Manufacturing Deutschland GmbH	AG 1
42.	Infraserv GmbH & Co. Höchst KG	AG 1, AG 3
43.	Interessengemeinschaft der Thermischen Abfallbehandlungsanlagen in Deutschland e.V. (ITAD)	AG 2
44.	K+S Aktiengesellschaft	AG 1
45.	Karlsruher Institut für Technologie (KIT)	AG 2
46.	KlimaDiskurs.NRW e. V.	AG 3
47.	Kompetenzzentrum Klimaschutz in energieintensiven Industrien (KEI)	AG 1, AG 2, AG 3
48.	LANXESS Deutschland GmbH	AG 3
49.	Linde GmbH	AG 1
50.	MAN Energy Solutions SE	AG 1
51.	Nowega GmbH	AG 1
52.	PlasticsEurope Deutschland e. V.	AG 2
53.	REMONDIS Recycling GmbH & Co. KG	AG 2
54.	RWE AG	AG 1
55.	Salzgitter AG	AG 1, AG 2
56.	Siemens Energy AG	AG 1
57.	TenneT TSO GmbH	AG 1
58.	The Oxford Institute for Energy Studies	Advisory Board
59.	ThyssenKrupp Industrial Solutions AG	AG 1
60.	Transparency International Deutschland e. V.	Steering Committee
61.	Umweltbundesamt (UBA)	AG 1, AG 2, AG 3, Advisory Board
62.	Uniper Kraftwerke GmbH	AG 1
63.	Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau e.V. (VDMA)	Sounding Board
64.	Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ)	AG 3
65.	Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e. V. (FNB Gas)	AG 3, Sounding Board
66.	VGB PowerTech e. V.	Sounding Board
67.	Wacker Chemie AG	AG 1, AG 2, AG 3
68.	Wirtschaftsverband Fuels und Energie e. V.	Sounding Board
69.	WirtschaftsVereinigung Metalle (WV Metalle)	AG 3, Sounding Board
70.	Wirtschaftsvereinigung Stahl (WV Stahl)	AG 3, Sounding Board
71.	Wuppertal Institut	Advisory Board
72.	YNCORIS GmbH & Co. KG	AG 1, AG 2
73.	ZVEI-Zentralverband Elektrotechnik- und Elektronikindustrie e.V.	Sounding Board
74.	Future Camp Climate GmbH	Moderation AG 1
75.	Franßen & Nusser Rechtsanwälte	Moderation AG 2
76.	Dialog Basis	Moderation AG 3
77.	Verband der Chemischen Industrie e. V. (VCI)	Alle Gremien
78.	Verein Deutscher Ingenieure e. V. (VDI)	Alle Gremien

5.2 Gremiensitzungen Chemistry4Climate

In dem zweijährigen Zeitraum haben über 40 Sitzungen – meist in digitaler Form – stattgefunden. Die Arbeitsgruppen und Boards haben ihre in Schlussfolgerungen und Empfehlungen mündenden Diskussionen jeweils aus Perspektive ihrer individuellen Mitglieder geführt. Basis waren dabei ein Rückblick auf die Roadmap Chemie 2050 sowie insbesondere Zwischen- und Endergebnisse einer Fact-Finding-Studie. Nachfolgend werden die Sitzungen in chronologischer Reihenfolge dargestellt.

Datum	Gremium	Inhaltliche Schwerpunkte
18.05.2021	AG 3	Vorstellung C4C, Rolle der AG 3
26.05.2021	AG 2	Vorstellung C4C, Leistungsbeschreibung der Fact-Finding-Studie
28.05.2021	AG 1	
07.06.2021	Steering Committee	Abstimmung Auftragsvergabe Fact-Finding-Studie
01.07.2021	AG 3	Bundestagswahl 2022, mögliche Inhalte eines Impulspapiers
16.09.2021	AG 3	Konsolidierung des Impulspapiers, Auswirkungen „Fit for 55“-Paket
24.09.2021	AG 2	Grundannahmen der Fact-Finding-Studie
27.09.2021	AG 1	
29.09.2021	Sounding Board	Grundannahmen der Fact-Finding-Studie, Impulspapier C4C
01.10.2021	Advisory Board	
18.10.2021	Steering Committee	Beschlussfassung Anpassung Zielbild 2045/2050
16.11.2021	AG 3	Stand des Impulspapiers, Auswirkungen „Fit for 55“-Paket (ETS-RL, CBAM, KUEBBL)
25.11.2021	AG 1	Zwischenergebnisse der Fact-Finding-Studie
30.11.2021	AG 2	
06.12.2021	High Level Group	Arbeitsstand der AGs, Beschlussfassung Impulspapier
09.12.2021	Advisory & Sounding Board	Arbeitsstand der AGs, Beschlussfassung Impulspapier
21.03.2022	AG 1	Ergebnisse der Fact-Finding-Studie
24.03.2022	AG 2	
28.03.2022	AG 3	C4C-Impulspapier/Koalitionsvertrag & Sofortprogramm, Carbon Contracts for Difference (CCfD)
04.04.2022	Sounding Board	Ergebnisse der Fact-Finding-Studie
05.04.2022	Advisory Board	
08.04.2022	Politischer Beirat & Steering Committee	Diskussion Impulspapier
04.05.2022		Fachkonferenz Chemistry4Climate, Berlin

Datum	Gremium	Inhaltliche Schwerpunkte
19.05.2022	AG 2	Leitfragen zum Thema Kunststoff-Kreislaufwirtschaft
23.05.2022	AG 1	Leitfragen zum Thema Strom aus erneuerbaren Energien
14.09.2022	AG 1	Leitfragen zum Thema Wasserstoff, Thesenpapier Strom aus erneuerbaren Energien
19.09.2022	AG 2	Leitfragen zum Thema Biomasse, Thesenpapier Kunststoff-Kreislaufwirtschaft
22.09.2022	AG 3	Regulatorische Aspekte der Themen Strom aus erneuerbaren Energien und Kunststoff-Kreislaufwirtschaft
26.09.2022	AG 1, AG 2	Leitfragen zum Thema CO_2-Quellen
09.11.2022	AG 1	Thesenpapier Wasserstoff
09.11.2022	AG 2	Thesenpapier Biomasse
09.11.2022	AG 1, AG 2	Thesenpapier CO_2-Quellen
14.11.2022	AG 3	Regulatorische Aspekte der Thesenpapiere Biomasse, Strom aus erneuerbaren Energien, Wasserstoff
16.11.2022	Advisory Board	Thesenpapiere Biomasse, Kunststoff-Kreislaufwirtschaft, Strom aus erneuerbaren Energien, Wasserstoff, CO_2-Quellen
01.12.2022	AG 3	Regulatorische Aspekte der Thesenpapiere Wasserstoff und CO_2-Quellen
10.01.2023	AG 1, AG 2	Thesenpapiere (AG 1: Wasserstoff, Strom aus erneuerbaren Energien/AG 2: Kunststoff-Kreislaufwirtschaft, Biomasse/AG 1 & AG 2: CO_2-Quellen
07.02.2023	AG 3	Regulatorische Aspekte der Thesenpapiere Biomasse, Kunststoff-Kreislaufwirtschaft, Strom aus erneuerbaren Energien, Wasserstoff sowie das Thesenpapier Finanzierung der Transformation
15.02.2023	Advisory Board	Thesenpapiere Biomasse, Kunststoff-Kreislaufwirtschaft, Wasserstoff, Strom aus erneuerbaren Energien, Finanzierung der Transformation
17.02.2023	Sounding Board	
01.03.2023	AG 1, AG 2, AG 3	Thesenpapiere Biomasse, Kunststoff-Kreislaufwirtschaft, Wasserstoff
03.03.2023		Thesenpapiere Strom aus erneuerbaren Energien, CO_2-Quellen, Finanzierung der Transformation
14.03.2023	Steering Committee	Diskussion und Beschlussfassung der Schlussfolgerungen und Empfehlungen von Chemistry4Climate
26.04.2023		Abschlusskonferenz Chemistry4Climate, Berlin

5.3 „Feedback“ und „Über den Tellerrand“: Chemistry4Climate bei VCI- und VDI-Gremien sowie zu Gast bei Dritten

Insbesondere innerhalb des Verbandes der chemischen Industrie e. V. (VCI) und seiner Mitgliedsunternehmen war das Interesse – aus der jeweiligen Perspektive diverser Facharbeitskreise –, über die aktuellen Entwicklungen des Projekts auf dem Laufenden gehalten zu werden, groß. Auch beim Verein Deutscher Ingenieure e.V. (VDI), sowie jenseits der Organisationsstrukturen der beiden das Projekt tragenden Organisationen stieß die Arbeit von Chemistry4Climate auf reges Interesse, beispielsweise über die GIZ im internationalen Kontext mit digitalen Vorträgen „in“ Vietnam, Ghana und Thailand. An folgenden Sitzungen hat Chemistry4Climate – vertreten durch die Geschäftsstelle – über das Projekt und den aktuellen Stand berichtet:

Datum	Veranstaltung	bei Organisation/Gremium	Inhaltlicher Schwerpunkt
10.05.2021	C4C auf dem deutschen Ingenieurtag 2021	Verein Deutscher Ingenieure e. V. (VDI)	Allgemeine Vorstellung von C4C: Ziele, Inhalte, Themen
19.05.2021	Townhall-Meeting: Chemistry4Climate	Verband der chemischen Industrie e. V. (VCI)	Allgemeine Vorstellung von C4C: Ziele, Inhalte, Themen
24.06.2021	Auftaktgespräch mit dem Fördergeber	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU)	Allgemeine Vorstellung von C4C: Ziele, Inhalte, Themen
13.09.2021	Austausch mit IN4Climate.NRW	IN4Climate.NRW	Allgemeine Vorstellung von C4C: Ziele, Themen, Ergebnisse
21.09.2021	Vortrag beim Ausschuss Energie, Klima, Rohstoffe (AEK)	VCI	Aktueller Stand C4C
12.10.2021	Austausch mit Evonik und BASF	Evonik Industries und BASF	„Reststoffe zu Rohstoffen“
21.10.2021	Climate Action Programme for the Chemical Industry (CAPCI) – Ghana	Gesellschaft für int. Zusammenarbeit (GIZ)	Vorstellung C4C als Best Practice
27.10.2021	Climate Action Programme for the Chemical Industry (CAPCI) – Thailand	Gesellschaft für int. Zusammenarbeit (GIZ)	Vorstellung C4C als Best Practice
18.11.2021	Vortrag	Arbeitsgruppe Emissionshandel/ UAG 5	Allgemeine Vorstellung von C4C: Ziele, Inhalte, Themen
16.12.2021	Austausch mit dem Fördergeber	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Reaktorsicherheit und Verbraucherschutz (BMUV)	Aktueller Stand C4C
16.12.2021	Get-to-Know: C4C und INEOS Phenol	INEOS Phenol	Vorstellung mit dem Ziel der Mitwirkung auf der Plattform
16.12.2021	Vortrag beim Ländertisch Energie, Klima, Rohstoffe	VCI	Aktueller Stand C4C

Datum	Veranstaltung	bei Organisation/Gremium	Inhaltlicher Schwerpunkt
11.01.2022	Get-to-Know: C4C und Covestro	Covestro AG	Vorstellung mit dem Ziel der Mitwirkung auf der Plattform
08.02.2022	Vortrag beim Ausschuss Energie, Klima, Rohstoffe (AEK)	VCI	Aktueller Stand C4C
24.02.2022	Webinar: aktuelle Klimapfadestudien	Chemistry4Climate	Vorstellung und Vergleich
15.03.2022	Austausch mit dem Fördergeber	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz	Aktueller Stand C4C und Ausblick
30.03.2022	Climate Action Programme for the Chemical Industry (CAPCI) – Vietnam	Gesellschaft für int. Zusammenarbeit (GIZ)	Vorstellung C4C als Best Practice
20.04.2022	Get-to-Know: C4C und DIN	Deutsches Institut für Normung e. V. (DIN)	Vorstellung mit dem Ziel der Mitwirkung auf der Plattform
06.05.2022	Vortrag beim AK Digitalisierung und Nachhaltigkeit	VCI	Allgemeine Vorstellung von C4C: Ziele, Themen, Ergebnisse
09.05.2022	Vortrag beim Ausschuss Energie, Klima, Rohstoffe (AEK)	VCI	Aktueller Stand C4C und Ausblick; Fokus: Ergebnisse der Fact-Finding-Studie
12.05.2022	Vortrag beim FA Energie	VCI	Aktueller Stand C4C und Ausblick; Fokus: Ergebnisse der Fact-Finding-Studie
13.05.2022	Vortrag beim AK Petrochemische Rohstoffe	VCI	Aktueller Stand C4C und Ausblick; Fokus: Ergebnisse Fact-Finding-Studie
19.05.2022	Vorstellung von C4C beim VCI-Thementisch	VCI	Aktueller Stand C4C und Ausblick; Fokus:Ergebnisse Fact-Finding-Studie
08.06.2022	PT Industriepolitik: Chemistry 4Climate – Zwischenstand und Ausblick	VCI	Präsentation Ergebnisse Fact-Finding-Studie
28.06.2022	Chemistry4Climate: Auf dem Weg zur klimaneutralen (Chemie-)Industrie	VDI-Expertenforum Emissionshandel	Präsentation Zwischenstand, Ergebnisse Fact-Finding mit Fokus auf Emissionshandel
13.07.2022	Vortrag beim Kernteam Green Deal	VCI	Aktueller Stand C4C
26.08.2022	Climate Action Programme for the Chemical Industry (CAPCI) – Abschlussveranstaltung	Gesellschaft für int. Zusammenarbeit (GIZ)	Vorstellung C4C als best practice
01.09.2022	Chemistry4Climate: Klimaschutzplattform des VCI und VDI	VDI Themenabend (Verein Deutscher Ingenieure e.V.)	Allgemeine Vorstellung von C4C: Ziele, Themen, Ergebnisse
07.09.2022	Vorstellung von C4C beim BKV Beirat	BKV GmbH	Allgemeine Vorstellung von C4C: Ziele, Themen, Ergebnisse sowie Ergebnisse der Fact-Finding-Studie
18.10.2022	The Role of (Green) Hydrogen in the Transformation of Industry	European Hydrogen Week Side Event 2022	Rohstoff-/Wasserstoffbedarfe in einer klimaneutralen Chemieindustrie
20.10.2022	Vortrag	Arbeitsgruppe Emissionshandel/ UAG 1	Aktueller Stand C4C – Thema CO_2-Quellen und Ausblick

Datum	Veranstaltung	bei Organisation/Gremium	Inhaltlicher Schwerpunkt
19.01.2023	Vortrag beim Fachausschuss Klimaschutz und Emissionshandel	VCI	Aktueller Stand C4C
16.02.2023	Vortrag beim Fachausschuss Energie	VCI	Aktueller Stand C4C
16.03.2023	Vortrag beim Ländertisch Energie, Klima, Rohstoffe	VCI	Aktueller Stand C4C
25.05.2023	C4C auf dem deutschen Ingenieurtag 2023	Verein Deutscher Ingenieure e.V. (VDI)	Vorstellung Ergebnisse von C4C

6 VERZEICHNISSE

6.1 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Annahmen C4C-Fact-Finding vs. Roadmap Chemie 2050 15
Tabelle 2: Vergleich der Szenarien 17
Tabelle 3: Produktionsvolumina Chemische Industrie 25
Tabelle 4: Wärme- und Strombedarf der chemischen Industrie nach Anwendungsbilanz 26
Tabelle 5: Strombedarf 2045 der Grundstoff- und Spezialchemie für Utilities und Elektrifizierung des Wärmebedarfs nach Varianten 1 und 2 27
Tabelle 6: Energiebedarf 2020 und Strombedarf für Utilities und Wärme (nach Varianten 1 und 2) für 2045 (vollständige Implementierung) 28
Tabelle 7: Übersicht energetischer und stofflicher Wasserstoffbedarf 2020 und 2045. 32
Tabelle 8: Unterschiedliche Effekte der angestrebten Wertschöpfungstiefe 34
Tabelle 9: Verfügbarkeit von CO_2 aus industriellen Punktquellen nach Anhang 7.5 35
Tabelle 10: Biomassepotenziale für Stammholz sowie Rest- und Abfallstoffe für 2015 und 2030 40
Tabelle 11: Kunststoffrelevante Abfallströme inklusive Kunststofffracht, -konzentration sowie Recyclinganteil und -quote 42
Tabelle 12: Prognose des Kunststoffabfallaufkommens in Deutschland bis 2045 43
Tabelle 13: Einsatz alternativer Rohstoffe und resultierender reduzierter Bedarf an Wasserstoff bzw. Strom 45
Tabelle 14: Technologieportfolio und angenommener Hochlauf für Szenario 1 49
Tabelle 15: Technologieportfolio und angenommener Hochlauf für Szenario 2 55
Tabelle 16: Technologieportfolio und angenommener Hochlauf für Szenario 3 61
Tabelle 17: Vergleich der Szenarien; alle angegebenen Werte beziehen sich auf 2045 67

6.2 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Chemistry4Climate – Governance 11
Abbildung 2: Regionaler Strom- und Wasserstoffbedarf in 2045, Szenarien 1–3 18
Abbildung 3: Strom- und Wasserstoffbedarf 2030 bis 2045 nach Standorten 30
Abbildung 4: Szenario nach Fraunhofer ISI für CO_2-Netz 2050 inkl. Quellen, Senken des heutigen Gastransportnetzes 36
Abbildung 5: Übersicht der Schlüsselinformationen des Stoffstroms innerhalb des Ressourcenmonitorings für biogene Reststoffe 37
Abbildung 6: Stoffstrom von 77 biogenen Rest- und Abfallstoffen 2015 in Deutschland 38
Abbildung 7: Kunststoffversorgung, -verarbeitung, -verbrauch sowie -abfallaufkommen in Deutschland 2019 41
Abbildung 8: CO_2-Bedarf 2045 für Wasserstoff- und CO_2-basierte Syntheserouten zur vollständigen Bedarfsdeckung der Produktion an Harnstoff, Methanol, und HVC (Olefinen und Aromaten) 44
Abbildung 9: Bedarf an Biomasse bzw. Kunststoffabfällen zur Deckung des Bedarfs an Basischemikalien (Olefinen und Aromaten) in 2045 46
Abbildung 10: Methanbedarf für die Produktion von Grundchemikalien im Jahr 2045 mit Wasserstoff aus der Methanpyrolyse 47
Abbildung 11: Wasserstoff- und Strombedarf nach Szenario 1 50
Abbildung 12: Rohstoffbedarf für Olefine und Aromaten nach Szenario 1 52
Abbildung 13: Nominaler Investitionsbedarf bis 2045 für Szenario 1 54
Abbildung 14: Wasserstoff- und Strombedarf nach Szenario 2 56
Abbildung 15: Rohstoffbedarf für Olefine und Aromaten nach Szenario 2 58
Abbildung 16: Nominaler Investitionsbedarf bis 2045 für Szenario 2 60
Abbildung 17: Wasserstoff- und Strombedarf nach Szenario 3 62
Abbildung 18: Rohstoffbedarf für Olefine und Aromaten nach Szenario 3 64
Abbildung 19: Nominaler Investitionsbedarf bis 2045 für Szenario 3 66
Abbildung 20: Regionaler Strom- und Wasserstoffbedarf im Jahr 2045 nach den Szenarien 1–3 69

6.3 Liste der verwendeten Abkürzungen

Kürzel	Ausgeschrieben
% wt	Gewichtsanteil in Prozent
AbLAV	Abschaltbare Lasten-Umlage
Agri-PV	Agri-Photovoltaik
BECCS	Bioenergy Carbon Capture and Storage
BECCU	Bioenergy Carbon Capture and Utilization
BEHG	Brenstoffemissionhandelsgesetz
BImSchV	Bundes-Imissionsschutzgesetz
BNetzA	Bundesnetzagentur
BTX	Benzol, Toluol, Xylole
CBAM	Carbon Border Adjustment Mechanism
CCfD	Carbon Contracts for Difference (Klima-schutzverträge)
CCS	Carbon Capture and Storage
CCU	Carbon Capture and Utilization
CH_4	Methan
CO_2e	CO_2-Äquivalente
DAC	Direct Air Capture
DBFZ	Deutsches Biomasse Forschungszentrum
EE	Erneuerbare Energiequellen
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EFTA	Europäische Freihandelsassoziation
EnSiG	Energiesicherungsgesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EWR	Europäischer Wirtschaftsraum
ETS	Emissions Trading System
FT	Fischer Tropsch (Synthese)
GAK	Verbesserung der Agrarstruktur und des Küstenschutzes
GJ	Gigajoule (= 109 Joule)

Kürzel	Ausgeschrieben
GW	Gigawatt
h	Stunde
H_2	Wasserstoff
HKN	Herkunftsnachweise
HVC	High Value Chemicals; Produktgemisch aus dem Cracker
IED	Industrieemissionsrichtlinie
IPCEI	Important Project of Common European Interest
Jato	Jahrestonne
KMU	Kleine und mittlere Unternehmen
KrWG	Kreislaufwirtschaftsgesetz
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
LCA	Life Cycle Asessment
LNG	Liquefied Natural Gas
MeOH	Methanol
Mio.	Millionen
Mrd.	Milliarden
MSR	Market Stability Reserve
MTA	Methanol to Aromats
MTO	Methanol to Olefins
MTP	Methanol to Propylene
MTX	Methanol to X
NaWaRos	Nachwachsende Rohstoffe
NEP	Netzentwicklungsplan
p.a.	Pro Jahr
PEM	Proton Exchange Membrane
PRL	Primärregelleistung

Kürzel	Ausgeschrieben
PtH	Power to Heat
PtX	Power to X
RED	Renewable Energy Directive
SNG	Synthetic Natural Gas = Methan durch PtX
t	Tonne
TAB	Thermische Abfallbehandlungsanlagen
THG	Treibhausgas(e)
TM	Trockenmasse
TWh	Terawattstunden (= 1012 Wh)
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UVP	Umweltverträglichkeitsprüfung
VCI	Verband der Chemischen Industrie e. V.
VDI	Verein Deutscher Ingenieure
Wasser-stoffNEV	Wasserstoffnetzentgeltverordnung

7 ANHÄNGE

7.1 Technologien für treibhausgas-neutrale Produktion in der Chemie

Produkt	Variante	Prozesskette	Rohstoffe und Energieträger
Wasserstoff	A	PEM-Elektrolyse von Wasser mit Grünstrom	Wasser, Grünstrom
Wasserstoff	B	Methanpyrolyse	Erdgas
Ammoniak	A	Wasserstoff aus Wasserelektrolyse, Stickstoff aus Luftzerlegung, Haber-Bosch-Synthese	Wasser, Luft, Grünstrom
	B	Wasserstoff aus Methanpyrolyse, Stickstoff aus Luftzerlegung, Haber-Bosch-Synthese	Erdgas, Luft, Grünstrom
Harnstoff	A	Ammoniak und CO_2 aus geeigneter Quelle, klassische Harnstoffsynthese	Ammoniak, CO_2, Grünstrom
Methanol	A	Wasserstoff aus Wasserelektrolyse, CO_2 aus geeigneter Quelle, Methanolsynthese aus H_2/CO_2-Gemisch	Wasser, CO_2, Grünstrom
	B	Wasserstoff aus Methanpyrolyse, CO_2 aus geeigneter Quelle, Methanolsynthese aus H_2/CO_2-Gemisch	Erdgas, CO_2, Grünstrom
	C	Vergasung von Lignocellulose-Biomasse zu Synthesegas und Methanolsynthese	Lignocellulose, Grünstrom
Ethylen	A	Wasserstoff aus Wasserelektrolyse, CO_2 aus geeigneter Quelle, daraus Fischer-Tropsch-Synthese von synthetischem Naphtha, E-Cracker mit Grünstrom zur Herstellung von Olefinen und Aromaten	Wasser, CO_2, Grünstrom
	B	Wasserstoff aus Wasserelektrolyse, CO_2 aus geeigneter Quelle, Methanolsynthese aus H_2/CO_2-Gemisch, Methanol-to-Olefins (MTO) Prozess zur Herstellung von Olefinen	Wasser, CO_2, Grünstrom
	C	Pyrolyse von Lignocellulose-Biomasse zu Syncrude (Bioliq)/Bio-Naphtha; E-Cracker mit Grünstrom zur Herstellung von Olefinen und Aromaten	Lignocellulose-Biomasse, Grünstrom
	D	Fermentation von Biomasse zu Ethanol, Dehydratisierung zu Ethylen	Biomasse, Grünstrom
	E	Pyrolyse von Kunststoffabfällen zu Pyrolyseöl und -gas; E-Cracker mit Grünstrom zur Herstellung von Olefinen und Aromaten	Kunststoffabfälle, Grünstrom

Propylen	A	Wasserstoff aus Wasserelektrolyse, CO_2 aus geeigneter Quelle, daraus Fischer-Tropsch-Synthese von synthetischem Naphtha, E-Cracker mit Grünstrom zur Herstellung von Olefinen und Aromaten	Wasser, CO_2, Grünstrom
	B	Wasserstoff aus Wasserelektrolyse, CO_2 aus geeigneter Quelle, Methanolsynthese aus H_2/CO_2-Gemisch, Methanol-to-Olefins (MTO) Prozess zur Herstellung von Olefinen	Wasser, CO_2, Grünstrom
	C	Pyrolyse von Lignocellulose-Biomasse zu Syncrude (Bioliq)/Bio-Naphtha; E-Cracker mit Grünstrom zur Herstellung von Olefinen und Aromaten	Lignocellulose-Biomasse, Grünstrom
	D	Pyrolyse von Kunststoffabfällen zu Pyrolyseöl und -gas; E-Cracker mit Grünstrom zur Herstellung von Olefinen und Aromaten	Kunststoffabfälle, Grünstrom
Buten und Isobuten	A	Wasserstoff aus Wasserelektrolyse, CO_2 aus geeigneter Quelle, daraus Fischer-Tropsch-Synthese von synthetischem Naphtha, E-Cracker mit Grünstrom zur Herstellung von Olefinen und Aromaten	Wasser, CO_2, Grünstrom
	B	Wasserstoff aus Wasserelektrolyse, CO_2 aus geeigneter Quelle, Methanolsynthese aus H_2/CO_2-Gemisch, Methanol-to-Olefins (MTO) Prozess zur Herstellung von Olefinen	Wasser, CO_2, Grünstrom
	C	Pyrolyse von Lignocellulose-Biomasse zu Syncrude (Bioliq)/Bio-Naphtha; E-Cracker mit Grünstrom zur Herstellung von Olefinen und Aromaten	Lignocellulose-Biomasse, Grünstrom
	D	Pyrolyse von Kunststoffabfällen zu Pyrolyseöl und -gas; E-Cracker mit Grünstrom zur Herstellung von Olefinen und Aromaten	Kunststoffabfälle, Grünstrom
Aromaten (BTX)	A	Wasserstoff aus Wasserelektrolyse, CO_2 aus geeigneter Quelle, daraus Fischer-Tropsch-Synthese von synthetischem Naphtha, E-Cracker mit Grünstrom zur Herstellung von Olefinen und Aromaten	Wasser, CO_2, Grünstrom
	B	Wasserstoff aus Wasserelektrolyse, CO_2 aus geeigneter Quelle, Methanolsynthese aus H_2/CO_2-Gemisch, Methanol-to-Aromatics (MTA) Prozess zur Herstellung von Aromaten	Wasser, CO_2, Grünstrom
	C	Katalytische Flashpyrolyse von Biomasse	Lignocellulose-Biomasse, Grünstrom
	D	Pyrolyse von Kunststoffabfällen zu Pyrolyseöl und -gas; E-Cracker mit Grünstrom zur Herstellung von Olefinen und Aromaten	Kunststoffabfälle, Grünstrom
Chlor	A	Chloralkali-Elektrolyse von wässriger NaCl-Lösung mit Grünstrom	Natriumchlorid, Grünstrom
Spezialchemikalien u. Pharmazeutika		Vielzahl von Synthesen und Prozessschritten, ausgehend von den o.g. Grundchemikalien; Prozesswärme über Grünstrom, bei Hochtemperaturwärme ggf. über klimaneutralen Wasserstoff oder SNG	Grundchemikalien, Grünstrom, ggf. Grünstrom, Wasser, CO_2

7.2 Aufteilung Brennstoff- und Wärmebedarf in der chemischen Industrie nach der Anwendungsbilanz 2020, Fraunhofer ISI 2021[3]

Anwendungsbilanz Brennstoffe und Fernwärme chemische Industrie [in TWh]	Basischemie	Sonstige Chemie
Mechanische Energie	1,75	0,25
Prozesswärme	94,03	13,86
Raumwärme	1,03	1,50
Warmwasser	0,11	0,19
Summe	**96,92**	**15,80**
Fernwärme für Prozesswärme	22,89	4,42
Anteil Prozesswärme (in %)	97 %	88 %

7.3 Aufteilung Strombedarf in der chemischen Industrie nach der Anwendungsbilanz 2020, Fraunhofer ISI 2021[3]

Anwendungsbilanz Strom chemische Industrie	Basischemie	Sonstige Chemie
Beleuchtung [TWh]	0,22	0,33
Elektr. Antriebe (Druckluft) [TWh]	0,61	0,11
Elektr. Antriebe (Pumpen) [TWh]	7,31	1,53
Sonst. mechanische Energie [TWh]	20,22	3,25
IKT [TWh]	0,28	0,53
Klimakälte [TWh]	0,28	0,42
Prozesskälte [TWh]	5,72	0,33
Prozesswärme [TWh]	11,11	0,06
Raumwärme [TWh]	0	0,03
Warmwasser [TWh]	0,03	0,03
Summe	**45,78**	**6,61**
Anteil an Gesamtstrom	87 %	13 %

7.4 Aktueller und zukünftiger Wasserstoffbedarf in der chemischen Industrie

Produkt bzw. Verwendung des Wasserstoffs	Summenformel	Größe	Aktueller Bedarf bzw. Erzeugung 2020	Voraussichtlicher Bedarf bzw. Erzeugung 2045	Strombedarf (Wasserstoff) 2045[112]	Anmerkungen
Ammoniak		t H_2/ t Produkt	kt H_2	kt H_2	TWh	
	NH_3	0,176	550	480	23	Stöchiometrisch 3/17
Methanol (konventionell)	CH_3OH	0,125	190	0	0	Stöchiometrisch 4/32
Methanol (aus CO_2 und H_2)	CH_3OH	0,1875	0	252	12	Originärer Methanolbedarf, stöchiometrisch 6/32
Sonstiger H_2-Bedarf	H_2	1	395	395[113]	19	Aus VCI Chemiewirtschaft in Zahlen[114]
Brenngas für Prozesse T > 500 °C	H_2	1	0	627	30	Annahme: H_2 kann universell als Brenngas genutzt werden
H_2 Nebenprodukt der Chloralkali-Elektrolyse	H_2 (+ Cl_2 + NaOH)	0,028	–90	–80	6[115]	Erzeugung, stöchiometrisch 1/35,453, Strombedarf auf Cl_2-Produktion bezogen
Voraussichtlicher Netto-H_2-Bedarf, chemische Industrie ohne petrochemische Rohstoffe			1.045	1.674	90	Aktuell werden nur 8 TWh (Cl_2-Produktion) dieses Strombedarfs bereitgestellt
Petrochemische Rohstoffe über synthetisches Naphtha aus der Fischer-Tropsch-Route						
Ethylen (FT)	C_2H_4	0,576	0	2.533	115	Über Fischer-Tropsch-Naphtha empirischer Faktor
Propylen (FT)	C_3H_6	0,576	0	1.774	80	Über Fischer-Tropsch-Naphtha empirischer Faktor
Buten + Isomere (FT)	C_4H_6	0,576	0	1.094	49	Über Fischer-Tropsch-Naphtha empirischer Faktor
BTX (FT)	C_6H_6, C_7H_8, C_8H_{10}	0,54	0	1.597	54	Über Fischer-Tropsch-Naphtha empirischer Faktor
Synthetisches Naphtha (FT)	„-CH_2-“	0,429	0	6.998	299	Geschätzter Gesamtbedarf in 2045[116]: 14.640 kt, stöchiometrisch 6/14

[112] Annahmen: vereinfachend eine vollständige Produktion über Elektrolysewasserstoff, Elektrolyseeffizienz 70 % bezogen auf den LHV(H_2).

[113] Keine Änderung des Bedarfs angenommen.

[114] Chemiewirtschaft in Zahlen, VCI, Online-Version, Kapitel 01 Produktion; https://www.vci.de/ergaenzende-downloads/01-kapitel-produktion.xlsx

[115] Für die gesamte Chloralkali-Elektrolyse mit stöchiometrischer Bildung von Cl_2, H_2 und NaOH (ECU) und 2,2 MWh/t Cl_2 in 2045.

[116] Enthält aktuellen energetischen Anteil des Naphthas im Steamcracker (ca. 21 %).

Produkt bzw. Verwendung des Wasserstoffs	Summenformel	Größe	Aktueller Bedarf bzw. Erzeugung 2020	Voraussichtlicher Bedarf bzw. Erzeugung 2045	Strombedarf (Wasserstoff) 2045[112]	Anmerkungen
Petrochemische Rohstoffe über synthetisches Methanol und Folgerouten						
Ethylen (MeOH)	C_2H_4	0,501	0	2.212	105	Methanol-to-Olefines (MTO), empirischer Faktor
Propylen (MeOH)	C_3H_6	0,501	0	1.549	74	Methanol to Olefines oder Methanol to Propylene (MTP), empirischer Faktor
Buten + Isomere (MeOH)	C_4H_6	0,473	0	895	43	Methanol-to-Olefines (MTO), empirischer Faktor
BTX (MeOH)	C_6H_6, C_7H_8, C_8H_{10}	0,504	0	1.119	53	Methanol to Aromatics (MTA), empirischer Faktor
Methanol (aus CO_2 und H_2)	CH_3OH	0,1875	0	5.775	275	Geschätzter Gesamtbedarf: 30.800 kt, stöchiometrisch 6/32

7.5 Verfügbarkeit von CO_2-Quellen heute und Prognose für die Zukunft; mit Aufteilung nach rohstofflichen, biogenen und energetischen Anteilen

Für die CO_2-Emissionen lassen sich verschiedene Anteile unterscheiden, die hier aufgeführt sind:

- energiebedingte CO_2-Emissionen durch die Verbrennung fossiler Energieträger zur Stromerzeugung oder zur Deckung des Wärmebedarfs in Industrieprozessen.
- nicht energetisch bedingtes, rohstoffliches CO_2, das aus eingesetzten mineralischen oder fossilen Rohstoffen bei der Umsetzung zu den jeweiligen Zielprodukten resultiert, z. B. mineralisches CO_2 aus Kalkstein (Calciumcarbonat) beim Kalkbrennen oder bei der Zementklinkerproduktion oder fossiles CO_2 bei der Dampfreformierung von Erdgas und Umsetzung des Wasserstoffs zu Ammoniak, wobei CO_2 als Nebenprodukt verbleibt.
- CO_2-Emissionen biogenen Ursprungs, die z. B. aus Biogas-, Klärgasanlagen oder der Fermentation von nachwachsenden Rohstoffen resultieren.

Emissionen [Mio. t CO_2]		2020[117]			2030			2040			Ab 2045		
Branche	Anlagen #	Gesamt	rohstofflich	energetisch	Gesamt	rohstofflich	energetisch	Gesamt	rohstofflich	energetisch	Gesamt	rohstofflich	energetisch
Energieanlagen > 50 MW[118]	469	200,68		200,68	157,68		157,68	62,68		62,68	0		0
Energieanlagen 20–50 MW	365	4,90		4,90	4,90		4,90	2,50		2,50	0		0
Zementindustrie[119]	36	20,13	13,2	6,93	18	13,2	4,80	15	12	3,00	12,0	10,4	1,6[120]
Roheisen- u. Stahlherstellung	35	30,74			25		25	18		18	0		0
Kalkindustrie[121]	39	6,38	4,7	1,68	6,38	4,7	1,68	5,5	4,7	0,80	4,7	4,7	0
Zuckerherstellung[122]	20	1,84		1,84	1,7		1,70	keine Angabe			0		0

[117] Treibhausgasemissionen 2020 für emissionshandelspflichtige stationäre Anlagen und Luftverkehr in Deutschland (VET-Bericht 2020).

[118] Prognose berücksichtigt Kohleausstieg bis 2035; ab 2045 keine Emissionen aus fossilen Energieträgern mehr.

[119] Roadmap des VDZ; Maßnahmen: Reduktion/Substitution fossiler Brennstoffe, klinkereffiziente Zemente, danach CCUS; Zahlenwerte für 2030 und 2040 sind eigene Annahmen; die Roadmap sieht 10,4 Mio. t verbleibende rohstoffliche Emissionen als unvermeidlich an und weist CCUS als Minderungsstrategie aus. Das Szenario Klimaneutralität hat noch 2050 als Zielkorridor, dies wurde hier für 2045 angenommen.

[120] VDZ weist die Nutzung von biomassehaltigen Abfällen als Brennstoff aus mit einem Äquivalent von 1,6 Mio. t an biogenem CO_2.

[121] BV Kalk 2020; Roadmap Kalkindustrie 2050; Annahme: konstante Verfügbarkeit, unvermeidliche rohstoffbedingte Emissionen verbleiben; rohstoffliche Emissionen berechnet nach 0,73 t CO_2/t Kalk (Hübner et. al. 2019: Energiewende in der Industrie – Potenziale und Wechselwirkungen mit dem Energiesektor – Branchensteckbrief der Zement- und Kalkindustrie).

[122] Roadmap treibhausgasneutrale Zuckerindustrie in Deutschland – Pfade zur Klimaneutralität 2050; FutureCamp 2020; enthält auch Kalkwerk, Kalkmilchnutzung zur Entfernung von Nichtzuckerstoffen aus dem Rohsaft

Zahlen in Blau sind eigene Abschätzungen, wenn Pfadverlauf aus einschlägigen Roadmaps unklar oder nicht ausgewiesen ist.
Zahlen in Grün sind CO_2-Emissionen biogenen Ursprungs.

Emissionen [Mio. t CO_2]		2020[117]			2030			2040			Ab 2045		
Branche	Anlagen #	Gesamt	roh-stofflich	energe-tisch	Gesamt	roh-stofflich	energe-tisch	Gesamt	roh-stofflich	energe-tisch	Gesamt	roh-stofflich	energe-tisch
Gipsher-stellung	9	0,28			0,28			0,28		0,28	0		0
Raffine-rien[123]	23	22,88			18,00			10			0		
Aluminium-herstellung	7	0,96		0,96	0,42		0,42	0,06		0,06	0		0
Glas[124]; davon	69	3,598											
Hohlglas	33	1,60	0,29	1,31	1,20	0,29	0,92	0,85	0,29	0,56	0,29	0,29	0
Flachglas	15	1,43	0,41	1,01	1,12	0,41	0,71	0,91	0,41	0,50	0,41	0,41	0
Glasfasern	8	0,19	0,02	0,17	0,14	0,02	0,12	0,08	0,02	0,07	0,02	0,02	0
Sonst. Glaswaren	13	0,39	0,03	0,36	0,03	0,03		0,03	0,03		0,03	0,03	0
Keramik-herstel-lung[125]	140	1,88		1,88	1,88		1,88	1,0		1,0	0		0
Papier-industrie[126]	141	4,85		4,85	4,11		4,11	2,58		2,58	0		0
Chemie-industrie, davon	229	16,53	4,68	11,85	12,00	0,61	11,39	5,00	0,61	4,39	0,61	0,61	
Herstellung Industrie-ruß[127]	4	0,52		0,52	0,52		0,52	0,52		0,52	0		0
Adipin- und Salpeter-säure	11	0,11			0,11			0,11			0		
Ammoniak-synthese[128]	5	4,49	4,07		pfad-ab-hän-gig			pfad-ab-hän-gig			0	0	
Ethylenoxid	3	0,19	0,095	0,095	0,19	0,095	0,095	0,15	0,095	0,055	0,095	0,095	

[123] Perspektive unklar; Annahme: keine fossilen Ausgangsstoffe und Nullemission ab 2045 angenommen.

[124] Der Branchensteckbrief Glas (Leisin, 2019) weist 18 % rohstoffliche Emissionen für Behälterglas, 29 % für Flachglas und 12 bzw. 8 % für Glasfasern bzw. Spezialglas aus. Die rohstofflichen Gesamtemissionen betragen demnach knapp 0,8 Mio. Tonnen CO_2; diese verbleiben.

[125] Die Analyse „Energiewende in der Industrie: Potenziale und Wechselwirkungen mit dem Energiesektor - Branchensteckbrief der Keramikindustrie“ sieht synthetische Brennstoffe und Teilelektrifizierung als Minderungstechnologien vor. Für CCU wird die CO_2-Konzentration im Abgas als zu gering bewertet.

[126] Angenommen ist die Elektrifizierung des Energieeinsatzes nach: Stiftung Arbeit und Umwelt der IG BCE 2021; Branchenausblick 2030+ Die Papier- und Zellstoffindustrie.

[127] Annahme: Ersatz fossiler Brennstoffe durch Wasserstoff für Brennkammern.

[128] Annahme: CO_2 steht wg. kohlenstofffreier Prozessumstellung spätestens 2045 nicht mehr zur Verfügung.

Zahlen in Blau sind eigene Abschätzungen, wenn Pfadverlauf aus einschlägigen Roadmaps unklar oder nicht ausgewiesen ist.
Zahlen in Grün sind CO_2-Emissionen biogenen Ursprungs.

Emissionen [Mio. t CO_2]		2020[117]			2030			2040			Ab 2045		
Branche	Anlagen #	Gesamt	roh-stofflich	energe-tisch	Gesamt	roh-stofflich	energe-tisch	Gesamt	roh-stofflich	energe-tisch	Gesamt	roh-stofflich	energe-tisch
Org. Grund-chemika-lien	158	7,86			pfad-ab-hän-gig			pfad-ab-hän-gig			0		
H_2 und Syn-thesegas	15	1,63			pfad-ab-hän-gig			pfad-ab-hän-gig			0		
Sodaher-stellung	6	0,51	0,51		0,51	0,51		0,51	0,51		0,51	0,51	
Sonstiges[129]	27	1,22			1,22			1,22			0		
Biogas-anlagen	216	10	10		10	10		10	10		10	10	
Klär-anlagen	1240	0,46	0,46		0,46	0,46		0,46	0,46		0,46	0,46	
Bioethanol-herstellung	7	0,76	0,76		0,76	0,76		0,76	0,76		0,76	0,76	
Thermische Abfallbe-handlungs-anlagen	100	14,07 + 14,23			13,68 + 14,5			5,61 + 22,45			2,8 + 25,2		
Sonder-abfallver-brennungs-anlagen[130]	30	0,75 + 0,75			0,7 + 0,8			0,3 + 1,2			0,15 + 1,35		
Klär-schlamm-mono-ver-brennungs-anlagen[131]	25	1,00			1,25	1,25		1,25	1,25		1,50	1,50	
Summen		**357,79**	**65,34**	**292,45**	**295,23**	**61,40**	**233,83**	**166,87**	**60,33**	**106,54**	**58,67**	**58,67**	**0,00**

[129] Nicht näher aufgeschlüsselt; Annahme ist, dass die Emissionen energetisch bedingt sind und 2045 auf 0 reduziert werden.

[130] Quellen: FNR, Basisdaten Bioenergie Deutschland 2021; DVGW 2019, Bewertung von Quellen und Abtrennungsverfahren zur Bereitstellung von CO_2 für PtG-Prozesse; Emissionen sind biogen und unvermeidlich, es wird von konstanter Verfügbarkeit ausgegangen.

[131] Auf Basis der ITAD-Abschätzung für 2020 und 2045 für C4C, dazwischen linear extrapoliert; zunehmender Anteil biogener Abfall angenommen; Altholzverbrennungsanlagen sind nicht aufgenommen, da viele alternative Nutzungspfade für Altholz existieren und der Pfad unklar ist.

Zahlen in Blau sind eigene Abschätzungen, wenn Pfadverlauf aus einschlägigen Roadmaps unklar oder nicht ausgewiesen ist.
Zahlen in Grün sind CO_2-Emissionen biogenen Ursprungs.

7.6 Annahmen für Biomassenutzung bzgl. Biomassebedarf und Prozesseffizienz

Parameter	Menge und Einheit	Erläuterung
Kohlenstoffgehalt Holz, trocken	49 %	F. Schuchardt und K.-D. Vorlop: Landbauforschung – vTI Agriculture and Forestry Research 2010, 4 (60), 205–212 IRENA AND METHANOL INSTITUTE (2021): Innovation Outlook: Renewable Methanol
Kohlenstoffgehalt Stroh, trocken	48 %	
Effizienz Biomasse zu Methanol	60 %	
Holzbedarf für MeOH	1,276 t/t MeOH	Berechnet aus diesen Annahmen und dem C-Gehalt des Produkts
Strohbedarf für MeOH	1,302 t/t MeOH	
Effizienz Biomasse zu Naphtha	55 %	Nach Bioliq
Holzbedarf für Naphtha	3,222 t/t Naphtha	Berechnet aus diesen Annahmen und dem C-Gehalt des Produkts
Strohbedarf für Naphtha	3,289 t/t Naphtha	
Effizienz kat. Flashpyrolyse zu BTX	24 %	Angaben Anellotech 2019
Strohbedarf für Ethanol	3,8 t/t EtOH	
Ethanolbedarf für Ethylen	1,74 t/t Ethylen	

7.7 Annahmen für das chemische Recycling von Altkunststoffen

Parameter	Menge und Einheit	Erläuterung
Mittl. Kohlenstoffgehalt Abfallkunststoffe	0,69 t/t	Aus BKV-Abschätzung Mengenpotenzial Kunststoffe und Kohlenstoff für chemisches Recycling
Kohlenstoffeffizienz Pyrolyse	65 %	D. Stapf, H. Seifert und M. Wexler, 2019: Thermische Verfahren zur rohstofflichen Verwertung kunststoffhaltiger Abfälle
Kohlenstoffgehalt Pyrolyseprodukte pro t Kunststoff	0,45 t	
Kunststoffbedarf für Olefine und Aromaten	2,45 t/t	HVC

Herausgeber / V.i.S.d.P. :
Verband der Chemischen Industrie e. V. (VCI) vertreten durch
Jörg Rothermel
Verein Deutscher Ingenieure e. V. (VDI) vertreten durch
Ljuba Woppowa

Autor:innen nach Kapiteln
Kapitel 1 (außer 1.2.3)
Roland Geres, Andreas Wehrl, FutureCamp Climate GmbH
Kapitel 1.2.3, 3.5, 3.6
Roland Geres, Andreas Wehrl, FutureCamp Climate GmbH;
Florian Ausfelder, Alexis Bazzanella, DECHEMA e.V.
Kapitel 2
Florian Ausfelder, Alexis Bazzanella, Katja Wendler, DECHEMA e.V.
(Kapitel 2.7.3, 2.7.4, 2.8.2) unter Nutzung der Ergebnisse des Fact Finding von
DBFZ, BKV und Fraunhofer IMWS, IEE, IMW
Kapitel 3.1, 3.2, 3.3, 3.4
Florian Ausfelder, Alexis Bazzanella, DECHEMA e.V.
Kapitel 4
Stakeholder von Chemistry4Climate
unter Koordination der Geschäftsstelle
(Frauke Bierau-Delpont, Kimberly Gabriel, Martin Kaspar) und
unter Leitung der Moderator:innen
(Gregor Franßen, Roland Geres, Antje Grobe)
Kapitel 5
Geschäftsstelle Chemistry4Climate
(Frauke Bierau-Delpont, Kimberly Gabriel, Martin Kaspar)
Kapitel 6, 7
Florian Ausfelder, Alexis Bazzanella, DECHEMA e.V.

Bildnachweis:
Adobe Stock: © AJay, © eyetronic, © narawit; © BMWK Dominik Butzmann;
GettyImages: © fonikum; Shutterstock.com; © VCI/Döring; © VDI e.V.

Quellenangabe Grafiken:
DECHEMA e. V., Big (©) GeoNames, Microsoft, TomTom

Auflage: 250 Exemplare
Stand: April 2023
Klimaneutral auf 100 % Recyclingpapier gedruckt,
ausgezeichnet mit dem „Blauen Engel“.

Hier geht's zur Kurzfassung:

Chemistry4Climate

Verband der Chemischen Industrie e.V.
Wir gestalten Zukunft.
VCI

VDI

Gefördert durch:
Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages