

ROADMAP CHEMIE | 2050

Auf dem Weg zu einer treibhausgasneutralen
chemischen Industrie in Deutschland



Eine Studie von DECHEMA und FutureCamp für den VCI.



:FutureCamp



Autoren

FutureCamp Climate GmbH

Dr. Roland Geres
Andreas Kohn
Sebastian Lenz

DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e. V.

Dr. Florian Ausfelder
Dr. Alexis Michael Bazzanella
Dr. Alexander Möller

Herausgeber

FutureCamp Climate GmbH

Aschauer Str. 30, 81549 München

Telefon: +49 (89) 45 22 67-0

E-Mail: webkontakt@future-camp.de, Internet: www.future-camp.de

FutureCamp ist ein Beratungsunternehmen mit Sitz in München. Seit 2001 beraten rund 25 erfahrene Experten in unseren Kompetenzfeldern Klima, Nachhaltigkeit, Energie, Umwelt und Innovation. Wir bieten unseren Kunden strategische und operative Unterstützung, kurzfristige Zusammenarbeit und langfristige Kooperation. Unser Kundenspektrum ist breit und international: Konzerne, regierungsnahe Behörden, Kommunen, mittelständische Unternehmen und öffentliche Bildungsträger.

Ansprechpartner

Dr. Roland Geres
E-Mail: roland.geres@future-camp.de, Telefon: +49 (89) 45 22 67-33

DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V.

Theodor-Heuss-Allee 25, 60486 Frankfurt

Telefon: +49 (69) 7564-0

E-Mail: info@dechema.de, Internet: www.dechema.de

Die DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e. V. ist mit über 5.900 Personen und Organisationen als Mitgliedern in allen relevanten Themenbereichen der chemischen Technik, der Umwelttechnik und der Biotechnologie aktiv. Die inhaltliche Arbeit erfolgt in rund 100 Gremien, an denen über 5.000 Fachleute ehrenamtlich mitwirken und aktuelle Fragestellungen diskutieren, die u.a. in Positionspapieren festgehalten werden. Daneben organisiert die DECHEMA ca. 100 Tagungen, Kolloquien und Weiterbildungskurse jährlich mit über 10.000 Teilnehmern. Ein weiterer Schwerpunkt liegt in der Identifizierung von Forschungsthemen, der Erarbeitung von Roadmaps und in der Koordination, Vernetzung und Öffentlichkeitsarbeit von FuE-Projekten.

Ansprechpartner

Dr. Alexis Bazzanella
E-Mail: alexis.bazzanella@dechema.de, Telefon: +49 (69) 7564-343

ISBN: 978-3-89746-223-6

Bild auf der Titelseite: © baona / iStockphoto LP

Vorwort der Autoren

Die Autoren der Studie danken dem VCI für die Beauftragung dieser Roadmap und der damit zusammenhängenden Untersuchungen.

Der VCI trägt damit dazu bei, dass sich die deutsche Chemieindustrie den Herausforderungen stellt, die aus dem deutlichen Handlungsbedarf im Klimaschutz und entsprechenden politischen Weichenstellungen folgen. Die Gestaltung des Transformationsprozesses in der chemischen Industrie als zwingend kohlenstoffbasiertem Wirtschaftszweig in Richtung Treibhausgasneutralität ist nicht leicht zu bewältigen und erfordert zielgerichtetes Handeln unter Vermeidung unerwünschter sozialer und wirtschaftlicher Wirkungen.

Diese Roadmap soll dazu beitragen, den notwendigen Diskussionen für die deutsche Chemieindustrie aus technologischer Sicht eine Struktur zu geben, die Schlussfolgerungen und das Herausarbeiten von Handlungsschwerpunkten erlauben. Sie entstand unter Einbeziehung eines Begleitkreises mit Vertretern des VCI und der dort organisierten Unternehmen. Die Autoren danken dem VCI und dem Begleitkreis für das Vertrauen, die Bereitstellung von Daten sowie insbesondere den kritischen und konstruktiven Dialog im Zuge der Erarbeitung der Roadmap.

Die in der Roadmap aufgezeigten Technologieentwicklungen und ihre zeitliche Implementierung zeigen, basierend auf einer Vielzahl von Annahmen, verschiedene Transformationspfade mit jeweils definiertem Technologieportfolio auf. Ein Fokus liegt dabei auf Prozessen zur Herstellung der wichtigsten Basischemikalien. Es ist jedoch ausdrücklich zu betonen, dass die Vielzahl weiterer Herstellungsverfahren in der Basischemie und der Spezialchemie ebenfalls wesentlich zum Transformationsprozess beitragen müssen.

Es liegt in der Natur der Sache, dass nicht jeder Vertreter der deutschen Chemieindustrie die vorgeschlagene Zusammensetzung des Portfolios, die für die Berechnungen zu treffenden Annahmen und die resultierenden Aussagen in dieser Roadmap teilen wird. Deshalb ist es den Autoren auch ein Anliegen festzuhalten, dass die hier getroffenen Darstellungen und Aussagen unsere Sicht wiedergeben und nicht als Position des VCI oder eines durch den VCI vertretenen Unternehmens interpretiert werden können.

Inhalt

1.	Zusammenfassung	6
1.1	Einleitung und Methodik	6
1.2	Kernergebnisse	7
2.	Einleitung und Ziel der Roadmap	11
2.1	Kurzprofil: Die deutsche Chemieindustrie	11
2.2	Erfolgsfaktoren	12
2.3	Kommentar zu dieser Roadmap	12
3.	Die Herausforderung	14
3.1	Problemdefinition	14
3.2	Emissionen der chemischen Industrie und Scope der Roadmap	14
4.	Methodik und Annahmen	16
4.1	Herangehensweise	16
4.2	Transformationspfade: Definition und Kurzbeschreibung	16
4.2.1	Referenzpfad (Pfad 1)	16
4.2.2	Technologiepfad (Pfad 2)	16
4.2.3	Pfad Treibhausgasneutralität 2050 (Pfad 3)	17
4.3	Grundannahmen, Definitionen und Methodik	17
4.4	Annahmen zur Entwicklung der chemischen Industrie in Deutschland	18
4.4.1	Annahmen zum Energiesystem und zu CO ₂ -Kosten	19
4.4.2	Annahmen zu Rohstoffverfügbarkeit und Kosten	22
4.4.3	Annahmen zur Wirtschaftlichkeit und internationaler Wettbewerbsfähigkeit	24
4.4.4	Annahmen zu Technologieverfügbarkeit und Einsatzzeitpunkt	25
4.4.5	Zusammenfassung der Annahmen	25
5.	Technologien für eine Treibhausgasneutralität 2050	28
5.1	Chlor-Alkali Elektrolyse	28
5.1.1	Entwicklung der Chlor-Alkali Elektrolyse	29
5.1.2	Chlor-Alkali Elektrolyse in den Transformationspfaden	29
5.2	Bereitstellung von Wasserstoff	30
5.2.1	Wasserelektrolyse	30
5.2.2	Methanpyrolyse	31
5.2.3	Weitere Verfahren zur Bereitstellung von Wasserstoff	32
5.2.4	Ammoniaksynthese	32
5.2.5	Ammoniak aus Elektrolyse-Wasserstoff	33
5.2.6	Ammoniak nach Methanpyrolyse	35
5.2.7	Einfluss der alternativen Ammoniaktechnologien	36
5.3	Harnstoffsynthese	36
5.3.1	Einfluss der alternativen Harnstoffsynthese	37
5.4	Methanolsynthese	37
5.4.1	Methanol aus Elektrolyse-Wasserstoff und CO ₂	38
5.4.2	Methanol nach Methanpyrolyse	38
5.4.3	Methanol aus Biomasse	39
5.4.4	Weitere Verfahren zur Methanolerzeugung	40
5.4.5	Einfluss der alternativen Methanoltechnologien	40
5.5	Herstellung von Olefinen und Aromaten	41
5.5.1	Cracker	41
5.5.2	Elektrisch beheizter Cracker	42
5.5.3	Synthetisches Naphtha	43
5.5.4	Olefine und Aromaten über Methanol	43

5.5.5	Einfluss der alternativen Olefin- und Aromatenproduktion	44
5.5.6	Recycling von Kunststoffen	44
5.5.7	Entwicklung des Kunststoffrecyclings	46
5.6	Standortenergieerzeugung	46
5.7	Zusammenfassung der Schlüsselparameter für den Einsatz der betrachteten Technologien	48
6.	Referenzpfad unter heutigen Bedingungen	50
6.1	Beschreibung	50
6.2	Ergebnisse	50
6.3	Zusammenfassende Erkenntnisse	52
7.	Technologiepfad	55
7.1	Beschreibung	55
7.2	Ergebnisse	56
7.3	Zusammenfassende Erkenntnisse	62
8.	Pfad Treibhausgasneutralität 2050	64
8.1	Beschreibung	64
8.2	Ergebnis	64
8.3	Sensitivitäten	70
8.4	Zusammenfassende Erkenntnisse	72
9.	Übergreifende Ergebnisse	74
9.1	Treibhausgasminderung	74
9.2	Strombedarf	75
9.3	Umstellung der Rohstoffbasis	76
9.4	Investitionsbedarf	76
10.	Schlussfolgerungen und Handlungsfelder	78
11.	Tabellenverzeichnis	84
12.	Abbildungsverzeichnis	86
13.	Liste der verwendeten Abkürzungen	88
14.	Annex	89
14.1	Technologieoptionen	89
14.2	Pfad 1: Referenzpfad	92
14.3	Pfad 2: Technologiepfad	93
14.4	Pfad 3: Pfad Treibhausgasneutralität	94
14.5	Zusammensetzung des Begleitkreises	95

1. Zusammenfassung

Die vorliegende Studie „Auf dem Weg zu einer treibhausgasneutralen chemischen Industrie in Deutschland“ von DECHEMA und FutureCamp im Auftrag des Verbands der Chemischen Industrie beschreibt einen möglichen Weg für die Transformation der deutschen chemischen Industrie in Richtung Treibhausgasneutralität.

1.1 Einleitung und Methodik

Untersucht werden im Detail die Produktionsprozesse und die Rohstoffe der chemischen Industrie, die besonders energie- und emissionsintensiv sind. Konkret werden alternative Verfahren für die Herstellung der wichtigsten Basischemikalien einbezogen, die den mit Abstand größten Teil der Emissionen der Chemieindustrie in der erweiterten Betrachtung repräsentieren. Dabei werden sowohl die Treibhausgasemissionen, die in der Produktion selbst entstehen, wie auch die Emissionen, die aus dem Bezug von Strom und Wärme (Dampf) herrühren, berücksichtigt. Als wichtiges Novum bezieht die Roadmap erstmals auch den Kohlenstoffgehalt der chemischen Erzeugnisse als CO₂-Quelle mit ein. Sie bildet somit die Situation vollständiger ab als es bisher erfolgt ist. Dadurch steigt der Anteil der Emissionen, die der Chemie zugerechnet werden, sehr deutlich. Die Angaben zur zukünftigen Minderung der Gesamtemissionen in der Roadmap lassen sich daher aber auch nicht mehr mit der historischen Bilanz vergleichen.

Neben den Emissionen werden auch die Kosten für die Reduktion der Treibhausgasemissionen betrachtet. Beim Einsatz neuer Technologien kommt es wesentlich darauf an, wann sie im Vergleich zu herkömmlichen Verfahren wirtschaftlich werden. Der Analyse liegen mehrere Annahmen zugrunde: So fließen die notwendigen Veränderungen in der Energiewirtschaft durch einen geänderten Strom- und Brennstoffmix durch den Kohleausstieg und den Ausbau erneuerbarer Energien in die Bilanz ein. Die Studie nimmt zudem einen steigenden CO₂-Preis bis 2050 an. Für die industrielle Produktion geht die Roadmap bis 2050 von einer konstanten Produktionsmenge in der Basischemie und einem leichten Zuwachs der Spezialchemie aus. Zudem setzt die Studie voraus, dass die Unternehmen der chemischen Industrie weiterhin einen Carbon Leakage-Schutz erhalten, sofern nicht auch Wettbewerbsregionen vergleichbare Klimaschutzanstrengungen wie die EU und Deutschland unternehmen.

Die Roadmap beschreibt den Weg zur Treibhausgasneutralität von 2020 bis 2050 in drei Pfaden, die als verschiedene Ambitionsniveaus zu verstehen sind. Sie unterscheiden sich durch spezi-

fische Grundannahmen und beeinflussen so, inwieweit die chemische Industrie CO₂-mindernde Technologien entwickeln und realisieren kann.

Referenzpfad (Pfad 1): Die Unternehmen produzieren weiterhin ausschließlich mit den heutigen Technologien. Ihre Investitionen bleiben auf dem gegenwärtigen Niveau von 7 Milliarden Euro pro Jahr und dienen der Erhaltung und Effizienzsteigerung der Anlagen. Die Unternehmen setzen zudem auf mehr Recycling. Durch das angenommene Ende der Kohleverstromung in Deutschland 2038 wird die deutsche Stromversorgung kontinuierlich emissionsärmer, was sich auch auf die Chemie auswirkt.

Technologiefad (Pfad 2): Es wird dargestellt, wie weit die Chemie beim Klimaschutz kommen kann, wenn sie zusätzlich in neue Produktionstechnologien für Basischemikalien wie Ammoniak und Methanol investiert. Dabei unterliegt sie aber in diesem Pfad betriebswirtschaftlichen und technischen Restriktionen: Es werden maximal 225 Terawattstunden (TWh) erneuerbarer Strom im Jahr 2050 als für die chemische Produktion zur Verfügung stehend angenommen. Zudem ist das zusätzliche Investitionsbudget auf 1,5 Milliarden Euro pro Jahr begrenzt. Neue Technologien zur CO₂-Minderung werden eingeführt, sobald sie wirtschaftlich sind. Zudem spielen erneuerbare Energien in der Eigenenergieversorgung und eine verstärkte Kreislaufführung kohlenstoffhaltiger Produkte durch chemisches Recycling eine Rolle.

Pfad Treibhausgasneutralität (Pfad 3): Alle Restriktionen fallen in diesem Pfad weg, Treibhausgasneutralität ist als Ziel zur Mitte des Jahrhunderts vorgegeben. Dazu wird ermittelt, welche Technologien mit welchen Investitionen erforderlich sind und wieviel Strom dafür benötigt wird, um 2050 auf null Emissionen zu kommen. Alle konventionellen Verfahren der Basischemie werden vollständig durch alternative Verfahren ersetzt. Die Annahmen hierfür fallen teilweise optimistischer aus, neue Technologien werden beispielsweise schneller in den Markt gebracht.

1.2 Kernergebnisse

Die Roadmap zeichnet ein detailliertes Bild der Entwicklung in der chemischen Industrie auf dem Weg zur Treibhausgasneutralität 2050. Unabhängig davon, welche Wegmarken bis zur Mitte des Jahrhunderts erreicht werden, zeigt sich: Die Chemie wird ihre Treibhausgasemissionen auch in Zukunft weiter senken können und dies trotz der hier vorgenommenen starken Ausweitung der Betrachtung auf den Rohstoffbedarf der Chemie und den Bezug auf das Jahr 2020 als Vergleichsbasis. Allerdings sind die Emissionsrückgänge je nach getroffenen Maßnahmen unterschiedlich groß. Mit jedem der drei Ambitionsniveaus schreitet die Chemie etwa ein Drittel weiter voran in Richtung Treibhausgasneutralität:

Referenzpfad (Pfad 1): Bis 2050 27 Prozent weniger Treibhausgase als 2020 durch Kohleausstieg und Effizienzsteigerung.

Optimiert die Branche ihren heutigen Anlagenpark weiter und bezieht immer CO₂-ärmeren Strom, kann sie zwischen 2020 und 2050 ihren CO₂-Ausstoß um 27 Prozent von 112,8 Millionen auf 82,1 Millionen Tonnen CO₂ senken. Bezogen auf die bisherige Treibhausgasbilanzierung der Chemie (ohne die CO₂-Emissionen aus dem Kohlenstoffgehalt der Produkte) bedeutet das einen Rückgang der Treibhausgasemissionen um etwa 80 Prozent seit 1990. Die Treibhausgasbilanz der Chemie profitiert hier auch stark von der Umsetzung des Kohleausstiegs in Deutschland. Die Stilllegung von Kohlekraftwerken und der weitere Ausbau von erneuerbaren Energien senkt die Emissionen der allgemeinen Stromerzeugung und damit auch für den Strom, den die Chemie von außen zukaufte. In ihren eigenen Kraftwerken reduzieren die Unternehmen die Nutzung von Öl und Kohle. Zudem reizen sie das Effizienzpotential der heutigen Anlagen sowohl in der Basis- als auch der Spezialchemie weiter aus, wodurch sie knapp fünf Prozent Energie einsparen. Fortschritte in der zirkulären Wirtschaft wirken sich ebenfalls positiv aus.

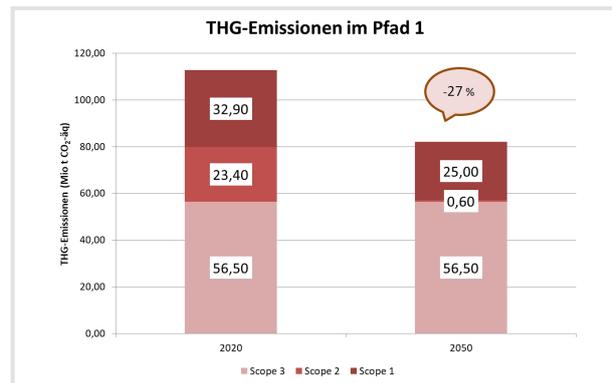


Abbildung 1: In Pfad 1 sinken die THG-Emissionen bis 2050 um 27 % ggü. 2020.

Insgesamt zeigen die Ergebnisse des Referenzpfades, dass sich die Treibhausgasbilanz der deutschen Chemie durch den Kohleausstieg und eigene Maßnahmen bereits bis 2030 deutlich verbessern wird. Nach 2030 sinkt das Emissionsniveau aber nur noch langsam. Dies ist auch eine Folge davon, dass die Chemie in den vergangenen Jahrzehnten bereits hohe Minderungsleistungen erbracht hat, auch bei prozessbedingten direkten Emissionen: Das Minderungspotenzial durch die weitere Optimierung der konventionellen Prozesse ist gering.

Technologiepfad (Pfad 2): Bis 2050 61 Prozent weniger Treibhausgase als 2020 durch höhere Investitionen für neue Verfahren mit rund vierfachen Strombedarf im Jahr 2050.

Die Treibhausgasreduzierung ab 2030 wird deutlich stärker ausfallen, wenn die deutsche Chemie stark in neue Prozesstechnologien in der Basischemie investiert. Sie kann dadurch energiebedingte und Prozessemissionen, die der Chemie bisher zugeordnet wurden, stark reduzieren. Es verbleiben Treibhausgasemissionen aus der Nutzung fossiler Rohstoffe als Rohstoffquelle und für wenige Verbrennungsprozesse sowie residuale prozessbedingte Emissionen.

Tabelle 1: Zentrale Ergebnisse des Referenzpfades 2020 bis 2050; die einhergehenden Änderungen zwischen 2020 und 2050 sind in den letzten beiden Spalten ausgewiesen.

	Einheit	2020	2030	2040	2050	Änderung 2020 - 2050	
						absolut	relativ
Gesamt-Strombedarf	TWh/a	54,0	50,7	49,1	48,3	-5,7	-10,6 %
THG-Emissionen	Mio. t CO ₂ -Äq/a	112,8	98,9	88,0	82,1	-30,7	-27,2 %
Gesamt Scope 1	Mio. t CO ₂ -Äq/a	32,9	29,6	26,4	25,0	-7,9	-24,1 %
Gesamt Scope 2	Mio. t CO ₂ -Äq/a	23,4	12,9	5,0	0,6	-22,8	-97,4 %
Gesamt Scope 3	Mio. t CO ₂ -Äq/a	56,5	56,5	56,5	56,5	0,0	0,0 %
Anlageninvestitionen	Mrd. €/a	7	7	7	7	keine zusätzl. Investitionen bis 2050	

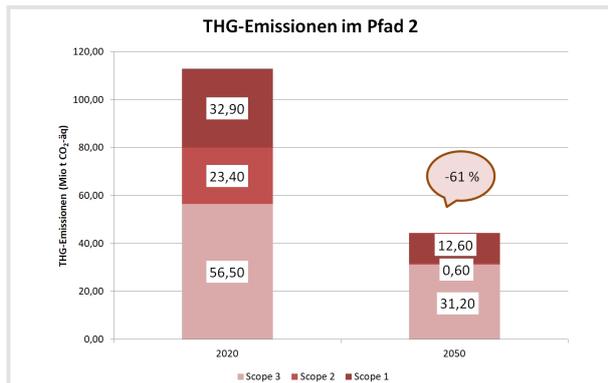


Abbildung 2: In Pfad 2 sinken die THG-Emissionen bis 2050 um 61 % ggü. 2020.

Weitere Fortschritte erzielt die Branche, indem sie Kunststoffe durch ein verbessertes mechanisches und chemisches Recycling wieder als Ausgangsmaterial für die Produktion von Basischemikalien verwendet.

Kommen diese Maßnahmen zu jenen aus dem Referenzpfad hinzu, können die Emissionen der Chemie von 2020 bis 2050 um rund 61 Prozent sinken. Das Ziel weitgehender Treibhausgasneutralität bis 2050 wird in diesem Pfad nicht erreicht.

Erste Anlagen der nächsten Generation könnten etwa 2035 installiert werden. Sie senken vor allem ab Anfang der 2040er Jahre den CO₂-Ausstoß in der chemischen Produktion auch bei Einbezug der Rohstoffbasis in die Betrachtung. Für die Umstellung der Prozesse ist allerdings erneuerbarer Strom in erheblichem Umfang erforderlich: Alleine die deutsche Chemie müsste ab 2040 eine Strommenge von 224 TWh jährlich nutzen können. Zum Vergleich: Der Stromverbrauch der Chemie betrug 2018 54 TWh. Die genannten 224 TWh entsprechen in etwa der gesamten Menge erneuerbaren Stroms, die 2018 in Deutschland produziert wurde, beziehungsweise dem heutigen Stromverbrauch der gesamten deutschen Industrie.

Damit die Technologien 2040 oder möglichst früher bereitstehen, müssen sie bis dahin zur Marktreife weiterentwickelt werden. Während dieses Vorlaufs werden

Unternehmen erheblich in Forschung und Entwicklung der Verfahren investieren müssen. In diesen Bemühungen werden sie staatliche Förderung und Unterstützung benötigen. Für den Bau der neuen Anlagen für die Herstellung der sechs in der Studie untersuchten Basischemieprodukte muss die Chemie ihr Investitionsbudget stark erhöhen. Insgesamt sind von 2020 bis 2050 mindestens rund 15 Milliarden Euro an zusätzlichen Mitteln nur für die Markteinführung der hier betrachteten Technologien nötig (ohne Entwicklungskosten), der größere Teil davon ab etwa 2040. Und: Zusätzlich zu den in der Studie thematisierten Prozessen der Basischemie gibt es auch in anderen Teilen der Produktionskette der Chemie Investitionsbedarfe, die hier nicht untersucht wurden. Das reale Investitionsvolumen steigt dadurch geschätzt auf 23,5 Mrd. €. Es soll hier betont werden, dass notwendige technologische Entwicklungen und Handlungsoptionen nicht nur für die in dieser Roadmap konkret betrachteten Basischemieprodukte und deren Herstellungsverfahren gelten. Der Transformationsprozess in Richtung Treibhausgasneutralität erfordert Anstrengungen der gesamten Basis- und Spezialchemie.

Angesichts der Kosten für die Unternehmen ist die Umstellung der Basischemie auf emissionsarme Prozesse nur denkbar, wenn politische Rahmenbedingungen dazu unterstützend beitragen. Über die im Referenzpfad beschriebenen Entlastungsregeln hinaus müsste es zur Umsetzung der Maßnahmen im Pfad 2 auch

Tabelle 2: Zentrale Ergebnisse des Technologiepfades 2020 bis 2050; die einhergehenden Änderungen zwischen 2020 und 2050 sind in den letzten beiden Spalten ausgewiesen.

	Einheit	2020	2030	2040	2050	Änderung 2020-2050	
						absolut	relativ
Gesamt-Strombedarf	TWh/a	54,0	52,4	56,9	223,7	169,7	+314 %
THG-Emissionen	Mio. t CO ₂ -äq/a	112,8	90,8	72,3	44,4	-68,3	-60,6 %
Gesamt Scope 1	Mio. t CO ₂ -äq/a	32,9	25,9	20,2	12,4	-20,3	-61,6 %
Gesamt Scope 2	Mio. t CO ₂ -äq/a	23,4	13,4	5,3	0,6	-22,8	-97,4 %
Gesamt Scope 3	Mio. t CO ₂ -äq/a	56,5	51,5	46,8	31,2	-25,3	-44,8 %
Anlageninvestitionen	Mrd. €/a	7	7,86	8,24	8,27	Kumulierte zusätzl. Investitionen bis 2050: 23,5 Mrd. €	

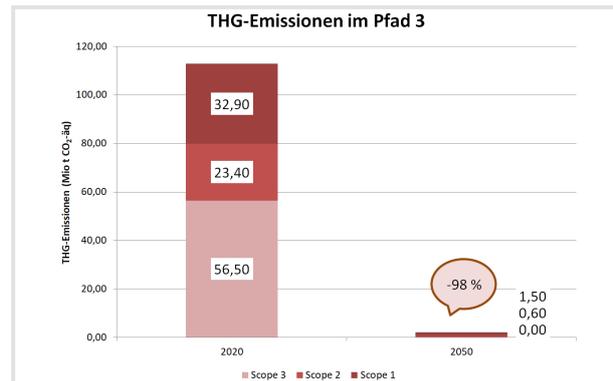


Abbildung 3: In Pfad 3 sinken die THG-Emissionen bis 2050 um 98 % ggü. 2020.

Regeln zum Schutz europäischer Produktionsstandorte geben, sofern Wettbewerbsregionen nicht vergleichbare klimapolitische Anstrengungen unternehmen.

Pfad Treibhausgasneutralität (Pfad 3): Nahezu 100 Prozent weniger Treibhausgase durch maximale Investitionen für alternative Verfahren mit 11-fachen Strombedarf im Jahr 2050.

Um die deutsche Chemie 2050 weitgehend treibhausgasneutral zu stellen, müssen die im Technologiepfad beschriebenen Anstrengungen noch intensiviert werden. Technologien werden in diesem Pfad zum Beispiel schon dann eingeführt, wenn sich aus ihrem Einsatz eine CO₂-Ersparnis ergibt, ohne Rücksicht auf die Wirtschaftlichkeit. Von 2035 bis 2050 werden so alle konventionellen Verfahren der Basischemie durch alternative Verfahren ohne CO₂-Emissionen ersetzt. Die größten CO₂-Minderungen würden allerdings auch dann erst in den 40er-Jahren erbracht, wenn die Technologien in der Breite wirken und der deutsche Strommix weitgehend dekarbonisiert ist.

Die Kehrseite der Medaille: Die neuen, strombasierten Verfahren lassen den Strombedarf der deutschen Chemie ab Mitte der 2030er Jahre auf 685 TWh jährlich steigen, was mehr als der gesamten deutschen Stromproduktion von 2018 entspricht.

Auch die Kosten steigen im Vergleich zum Pfad 2 sehr deutlich. Die Unternehmen müssten von 2020 bis 2050 rund 68 Milliarden Euro mehr investieren, den größten Teil davon wiederum ab 2040. Alleine die Umstellung der in der Roadmap untersuchten Prozesse der Basischemie zieht Zusatzinvestitionen von bis zu ca. 45 Milliarden Euro nach sich.

Die Roadmap der deutschen chemischen Industrie zeigt, dass eine weitgehend treibhausgasneutrale Chemieproduktion in Deutschland bis 2050 technologisch denkbar ist. Neue Methoden der Kreislaufführung, eine CO₂-freie Wasserstoffherstellung und die Nutzung von CO₂ als Rohstoff machen dies möglich. Inwieweit die Chemie dieses technische Potential auch realisieren kann, hängt von mehreren Faktoren ab.

Grundvoraussetzung dafür, dass Unternehmen die alternativen Prozesstechnologien erforschen, entwickeln und schließlich in den Markt bringen, ist deren Wirtschaftlichkeit. Je ambitionierter das Ziel Treibhausgasneutralität verfolgt wird, umso stärker steigen die damit verbundenen Kosten. In der Anlaufphase können neue Anlagen nicht mit älteren, abgeschriebenen Anlagen konkurrieren, durch die Produkte noch günstiger herzustellen sind. Die Mehrkosten für alternative Verfahren können angesichts von Weltmarktpreisen für Basischemikalien derzeit kaum an den Kunden weitergegeben werden.

Tabelle 3: Zentrale Ergebnisse des Pfades Treibhausgasneutralität 2020 bis 2050; die einhergehenden Änderungen zwischen 2020 und 2050 sind in den letzten beiden Spalten ausgewiesen.

	Einheit	2020	2030	2040	2050	Änderung 2020 - 2050	
						absolut	relativ
Gesamt-Strombedarf	TWh/a	54,0	52,4	149,6	684,6	630,5	+1166 %
THG-Emissionen	Mio. t CO ₂ -äq/a	112,8	85,9	65,5	2,2	-110,5	-98 %
Gesamt Scope 1	Mio. t CO ₂ -äq/a	32,9	21,0	15,8	1,5	-31,3	-95,3 %
Gesamt Scope 2	Mio. t CO ₂ -äq/a	23,4	13,4	7,5	0,6	-22,8	-97,4 %
Gesamt Scope 3	Mio. t CO ₂ -äq/a	56,5	51,5	42,2	0,0	-56,5	-100,0 %
Anlageninvestitionen	Mrd. €/a	7	8,0	12,8	11,1	Kumulierte zusätzl. Investitionen bis 2050: 68 Mrd. €	

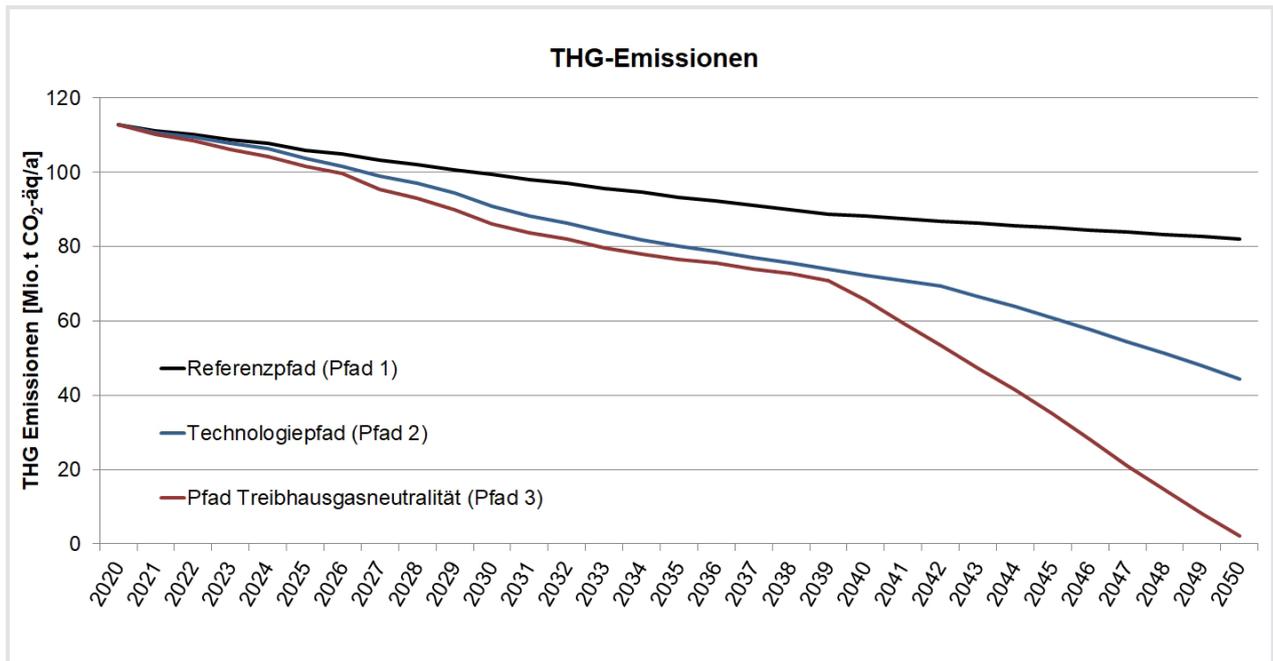


Abbildung 4: Verläufe der THG-Emissionen 2020 bis 2050 in den drei untersuchten Pfaden.

Unternehmen können die Transformation hin zu Null Emissionen daher aus heutiger Sicht nur vorantreiben, wenn sie in jeder Phase wettbewerbsfähig bleiben und geeignete Rahmenbedingungen vorfinden. Aber auch dann stehen einer Treibhausgasneutralität der Chemie hohe Hürden im Weg. 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. Ohne diese Randbedingungen lohnt sich die Einführung der neuen Technologien zur CO₂-Minderung nicht. Ist der Strom teurer, wird sich die Implementierung neuer Verfahren auf deutlich nach 2050 verzögern. Die Konsequenz: Die heutigen Entlastungs- und Carbon Leakage-Regeln werden alleine nicht ausreichen, um

international wettbewerbsfähige Strompreise für die Chemieindustrie zu schaffen. Zumindest mit Blick auf die Einführung neuer klimaschonender Produktionsverfahren werden weitere Maßnahmen notwendig sein, um die Stromkosten für die Industrie zu dämpfen.

Staatliche Rahmenbedingungen und Maßnahmen sollten darauf zielen, die Transformation der Chemie unterstützend zu begleiten. Die neuen Verfahren sind nach den hier vorgenommenen Analysen allesamt erst nach 2030, teilweise erst nach 2040 unter den gegebenen Annahmen wirtschaftlich und damit marktfähig. Fördert die Politik diesen Prozess sowohl in der Entwicklungsphase als auch in der Markteinführung, könnten bestimmte Verfahren auch früher im Einsatz sein.

2. Einleitung und Ziel der Roadmap

Diese Roadmap untersucht Wege zur Reduktion der von der deutschen Chemieindustrie verursachten Treibhausgas-Emissionen, bis hin zur vollständigen Treibhausgasneutralität des Sektors bis 2050. Die Darstellungen in der Roadmap zielen ab auf eine nachvollziehbare und verständliche Zusammenfassung der Untersuchungsergebnisse. In Ergänzung zum Haupttext wurden Anhänge erstellt, in denen weitere Analyseergebnisse und insbesondere einzelne Annahmen zu den untersuchten Produktionsprozessen und Technologien enthalten sind. [1]

Im Gegensatz zu anderen Transformationsstudien nimmt diese Roadmap keine gesamtwirtschaftliche Perspektive ein, sondern die der betriebswirtschaftlichen Entscheider. Sie berücksichtigt die hinsichtlich Treibhausgasemissionen wesentlichen Erzeugungstechnologien und -verfahren in der Chemieindustrie ebenso wie bestehende und erwartbare Barrieren und Limitationen, jeweils hinsichtlich ihrer Wirkung auf die Entwicklung der Emissionen. Auf Grundlage der Untersuchungsergebnisse werden Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen abgeleitet.

Das Ziel der Roadmap ist nicht, einen detaillierten Fahrplan zur Erreichung einer treibhausgasneutralen Chemieindustrie in Deutschland auszuarbeiten. Ziel ist auch nicht, Empfehlungen für konkrete politische Instrumente zu geben. Vielmehr wird aufgezeigt, mit welchen Technologien eine Treibhausgasreduktion gelingen kann und welche Voraussetzungen dafür erforderlich sind.

Diese Roadmap wurde im Zeitraum Dezember 2018 bis August 2019 durch DECHEMA und FutureCamp unter Mitwirkung eines Begleitkreises des VCI und dort verteilter Unternehmen erarbeitet. [2]

Hier enthaltene Aussagen bleiben Aussagen der Verfasser, insbesondere stellen sie keine Position der mitwirkenden Unternehmen, einzelner Mitglieder des Begleitkreises oder des VCI dar.

2.1 Kurzprofil: Die deutsche Chemieindustrie

Die chemisch-pharmazeutische Industrie in Deutschland ist durch eine vielfältige Produktpalette gekennzeichnet und über Lieferbeziehungen eng mit dem weiterverarbeitenden Gewerbe verknüpft. [3] Ob bei der Kunststoffverarbeitung, in der Automobilindustrie oder beim Bau – die Chemie ist mit nahezu

allen Branchen eng verbunden und damit ein integraler Bestandteil vieler Wertschöpfungsketten.

Als drittgrößte Industriebranche erwirtschaftet die chemisch-pharmazeutische Industrie rund 10 Prozent des deutschen Industrieumsatzes. Knapp 12 Prozent der Anlageinvestitionen des Verarbeitenden Gewerbes werden von Chemie- und Pharmaunternehmen erbracht. 2018 waren 462.553 Arbeitnehmer in der chemisch-pharmazeutischen Industrie beschäftigt.

Ein wichtiges Alleinstellungsmerkmal der chemisch-pharmazeutischen Industrie ist ihre hohe Wertschöpfungstiefe. Bis zum Einsatz in anderen Branchen oder bei Endkunden durchläuft ein chemisches Erzeugnis viele Verarbeitungsschritte. Aus dem Rohölprodukt Naphtha wird z. B. im Steamcracker Propylen, das wiederum zu Polypropylen verarbeitet wird. Durch Zusatz verschiedener Additive wird daraus der Kunststoff, der dann in der Kunststoffindustrie weiterverwendet werden kann. Die hohe Wertschöpfungstiefe ist sowohl Folge als auch Resultat der breiten Produktpalette in der chemisch-pharmazeutischen Industrie, die sich aus Polymeren, Petrochemikalien, anorganischen Grundchemikalien, Fein- und Spezialchemikalien, Wasch- und Körperpflegemitteln und Pharmazeutika zusammensetzt.

Genauso vielfältig wie die Produkte sind auch die Unternehmen. In der öffentlichen Wahrnehmung dominieren die im DAX gelisteten Weltkonzerne, während von den mehr als 2.000 Chemiebetrieben in Deutschland die Mehrheit mittelständisch geprägt ist. Über 90 Prozent der Chemieunternehmen haben weniger als 500 Beschäftigte. Sie tragen knapp 30 Prozent zum Gesamtumsatz der Branche bei und sind dabei nicht selten Weltmarktführer auf ihrem Gebiet. Im globalen Umsatzranking belegt Deutschland im Jahr 2018 Platz 4 nach China, USA und Japan. Insgesamt kann die Branche mit einem positiven Außenhandelsaldo aufwarten. Mit rund 58 Milliarden Euro trug die Chemie positiv zur Handelsbilanz Deutschlands bei.

Innovationen sind ein notwendiger Differenzierungsfaktor auf dem Weltmarkt. Im Jahr 2018 hat die chemisch-pharmazeutische Industrie rund 11,8 Milliarden Euro in Forschung und Entwicklung investiert. Damit entfallen nahezu 16 Prozent der FuE-Ausgaben des Verarbeitenden Gewerbes auf die Chemie- und Pharmaindustrie.

1 Siehe Annex 14.1-14.4

2 Zur Zusammensetzung des Begleitkreises siehe Annex 14.5

3 Autor dieses Unterkapitels ist der VCI.

Viele Produktionsprozesse in der chemischen Industrie sind sehr energieintensiv und benötigen große Mengen an Wärme und Strom. Etwa 10 Prozent des Stroms in Deutschland werden in der chemisch-pharmazeutischen Industrie verbraucht.

2.2 Erfolgsfaktoren

Um die klimapolitischen Ziele zu erreichen, sind massive Emissionsreduktionen bis hin zu einer vollständigen Treibhausgasneutralität notwendig. Sich dieser Herausforderung zu stellen, betrifft alle Industriebranchen – sowohl mit Blick auf ihre Prozesse als auch ihre Produkte. Letztere, sowie die für Produkte genutzten Rohstoffe, stehen in dieser Roadmap im Zentrum der Betrachtung.

Die Chemieindustrie in Deutschland trägt durch ihre Produkte zur Transformation anderer Sektoren bei. Sie steht aber auch selbst vor einer fundamentalen Transformation zur Minimierung ihrer Treibhausgasemissionen. Dabei steht die Chemieindustrie vor einer schwierigen Aufgabe, denn fossile Rohstoffe werden nicht nur für die Energieerzeugung eingesetzt, sie sind gegenwärtig auch die Rohstoffbasis – der Feedstock – für die Produktion chemischer Erzeugnisse.

Mit Blick auf eine weitgehende Treibhausgasneutralität bis 2050 müssen gerade für die Rohstoffbasis dauerhaft tragfähige – und in diesem Sinne nachhaltige – technische Lösungen und Prozessketten noch entwickelt und eingeführt werden.

Um die globalen, europäischen und deutschen Klimaschutzziele zu erfüllen, muss sich die Chemieindustrie dieser Aufgabe stellen. Sie wird dafür auf die Kooperation mit anderen Akteuren ebenso angewiesen sein wie auf hinreichend stabile regulatorische Rahmenbedingungen. Dies gilt insbesondere für die notwendigen Investitionen, zu denen auch die Unternehmen bereit sein müssen. Hinzu kommt, dass sowohl für langfristig tragfähige Lösungen als auch das klimapolitisch gebotene möglichst starke Heben kurz- und mittelfristiger Potenziale für Emissionsreduktionen ein möglichst breites technologisches Spektrum nutzbar sein muss.

2.3 Kommentar zu dieser Roadmap

Die vorliegende Roadmap knüpft an andere jüngst erschienene Transformationsstudien an. Dies sind insbesondere die im Auftrag des BDI 2018 veröffentlichte Studie „Klimapfade“ [4], Arbeiten der Dechema [5] und eine 2018 im Auftrag des VCI angefertigte Meta-studie [6] zu aktuellen Publikationen zur Defossilisierung von Industrie und Energiewirtschaft bis 2050.

Die Anknüpfung erfolgt im Wesentlichen in der Form, dass Annahmen soweit möglich übernommen wurden, zum Beispiel zur Entwicklung der Stromerzeugung. Hierzu wurden im Rahmen dieses Vorhabens keine eigenen Untersuchungen angestellt. Gleiches gilt für Annahmen zur Kreislaufwirtschaft. [7]

Methodisch sind hier die Produktionsprozesse und -verfahren sowie die Rohstoffe der Chemie der zentrale Betrachtungsgegenstand. Der Schwerpunkt liegt auf den energie- und emissionsintensiven Teilen der Industrie, die zusammen mehr als 90 Prozent der Emissionen der Chemieindustrie in Deutschland im hier vorgenommenen Betrachtungsumfang verursachen. In diesem Sinne wird ein technologieorientierter „Bottom-Up“-Ansatz aus betriebswirtschaftlicher Perspektive verfolgt. Dieser wird durch „Top-Down“-Elemente wie insbesondere die zu erreichenden Emissionsreduktionsziele und andere übergeordnete Annahmen, zum Beispiel Rohstoff-, Strom- und CO₂-Preise ergänzt.

Die Chemieindustrie in Deutschland ist ein hochgradig diversifizierter Sektor der Industrie. Es bestehen viele Wechselwirkungen und Verknüpfungen zwischen Teilbereichen der Chemie. Dies wird zum Beispiel in Verbundstandorten sehr deutlich.

Bei den hier untersuchten Fragestellungen steht zwar die betriebliche Perspektive im Vordergrund, jedoch ist eine Abbildung auf Ebene einzelner Standorte und Anlagenverbände nicht möglich.

Aus diesem Grund wird angenommen, dass die Struktur der Chemieindustrie in Deutschland wie heute bestehen bleibt, also auch energieintensive Schritte in der Wertschöpfungskette weiter in Deutschland verbleiben.

4 Klimapfade für Deutschland, BDI/Prognos, 2018.

5 Technology Study Low carbon energy and feedstock for the European chemical industry; DECHEMA, 2017, Technology Roadmap „Energy and GHG Reductions in the Chemical Industry via Catalytic Processes“; IEA, ICCA, DECHEMA, 2013.

6 Metastudie Transformationspfade für die Chemische Industrie in Deutschland, FutureCamp, 2018. Die Metastudie untersucht folgende Studien: Klimapfade für Deutschland, BDI; Leitstudie Integrierte Energiewende, Deutschen Energieeigen-tur; Low Carbon energy and feedstock for the European Chemical Industry, Dechema; Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland, BMWI; Sektorkopplung – Untersuchungen und Überlegungen zur Entwicklung eines integrierten Energiesystems, ESYS; Status und Perspektiven flüssiger Energieträger in der Energiewende, MWV.

7 Annahmen wurden abgeleitet aus der Studie „Conversio Stoffstrombild Kunststoffe“ in Deutschland 2017, September 2018.

Gleichwohl kann dies innerhalb einzelner Unternehmen anders entschieden werden. [8]

Aus dieser Grundannahme lassen sich Schwerpunkte für Prozessinnovationen ableiten und dafür relevante Rand-

bedingungen herausarbeiten. Auch zeitliche Abfolgen werden erkennbar, die sich sowohl aus äußeren Einflussgrößen, etwa der Entwicklung des Stromsektors in Deutschland, als auch den technologischen Voraussetzungen innerhalb der Chemieindustrie ergeben.

8 Ein Beispiel zur Verdeutlichung: Es wird unterstellt, dass Methanol als Zwischenprodukt wie bisher in Deutschland hergestellt und nicht importiert wird. In der Folge wird der dafür erforderliche Rohstoff oder – bei alternativen Verfahren – Strom bei Bedarf importiert.

3. Die Herausforderung

Die chemische Industrie in Deutschland gehört zu den energie- und emissionsintensiven Industrien in Deutschland. Wie andere Industriebranchen steht sie vor der Herausforderung, ihre Produktionsprozesse so zu transformieren, dass sie zur Erreichung der notwendigen und im Pariser Abkommen, der EU-Klimapolitik und im nationalen Klimaschutzplan gesetzten Ziele im eigenen Verantwortungsbereich beiträgt.

Wie für andere Industriesektoren auch, ist die Umgestaltung des Energiesystems nicht nur eine entscheidende Randbedingung, sondern die Voraussetzung für die erforderliche Transformation. Für die Chemieindustrie in Deutschland gilt dies in besonderer Weise: Kohlenstoff ist der wesentliche Rohstoff für viele Erzeugnisse. Die dafür bislang genutzten fossilen Rohstoffe werden mittels ausgereifter Verfahren und im Verbund mit unterschiedlichen Teilen der Chemieindustrie verarbeitet. Dieser ausgeprägte Bedarf an Rohstoffen unterscheidet die Chemieindustrie von anderen Branchen.

3.1 Problemdefinition

Eine Strategie in Richtung Treibhausgasneutralität der Chemieindustrie wird aufgrund ihrer Spezifika nur mit neuen Technologien und Prozessen möglich sein. Diese sollen auch bei Erhalt der industriellen Wertschöpfung in Deutschland in einer ganzheitlichen Betrachtung Emissionen senken und nicht nur sektoral oder geographisch verlagern. Deshalb ist es von besonderer Bedeutung herauszuarbeiten:

- wann neue Technologien verfügbar sind und was deren Verfügbarkeit und klimapolitischen Nutzen beeinflusst,
- wie schnell neue Technologien auch aus einer betrieblichen Perspektive wirtschaftlich anwendbar sind und in der Breite zum Einsatz kommen können,
- wann und in welcher Intensität diese neuen Technologien zu Emissionsreduktionen führen, und
- welche Barrieren und Limitationen existieren und wie diese überwunden werden können.

3.2 Emissionen der chemischen Industrie und Scope der Roadmap

Die Roadmap 2050 hat das Ziel, verschiedene idealtypische Transformationspfade der chemischen Industrie in Deutschland hin zur Treibhausgasneutralität bis 2050 zu

beschreiben. Dabei werden die Emissions- und Kostenentwicklungen abgebildet, die sich maßgeblich aus dem Umfang der Implementierung neuer Technologien sowie den unterstellten Entwicklungen der politischen und energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen ergeben.

Im Wesentlichen folgt der Scope der betrachteten THG-Emissionen den gängigen statistischen sektoralen Untergliederungen, mit einigen Abweichungen, die im Folgenden ausgeführt sind.

Scope 1: Im Scope 1 sind die direkten Emissionen der Chemieproduktion in Deutschland erfasst, mit Ausnahme der Emissionen der Raffinerien, die statistisch dem Energiesektor zugeordnet sind. Zum Scope 1 zählen hier demnach prozessbedingte Emissionen sowie energiebedingte Emissionen aus eigener Strom- und Wärmeherstellung, unabhängig davon, ob diese in eigenen oder von Dritten betriebenen Anlagen (wie zum Beispiel in vielen Chemiestandorten) erzeugt wird. Dies ist eine Abweichung von der üblichen Statistik, in der Emissionen aus der Energiebereitstellung an Standorten dem Energiesektor zugerechnet werden.

Scope 2: Im Scope 2 werden indirekte Emissionen aus dem Fremdbezug von Strom und von extern bezogener Wärme für chemische Produktionsanlagen (ohne Raffinerien) mit betrachtet. Dies ist zentral, weil die chemische Industrie bei einer Reihe von Prozessen bereits stromintensiv ist und bei den zu betrachtenden technologischen Alternativen die Stromintensität noch erheblich weiter steigen wird.

Die bisherige Berichterstattung zur Reduktion der Treibhausgasemissionen der chemischen Industrie umfasst die oben genannten Emissionen aus Scope 1 und 2 mit den genannten Abweichungen in der statistischen Abgrenzung.

Scope 3: Die chemische Industrie ist im Unterschied zu anderen Branchen besonders dadurch gekennzeichnet, dass sie in erheblichem Umfang für ihre Produkte auch fossile Rohstoffe und Edukte auf Erdöl- und Erdgasbasis nicht-energetisch als Rohstoffe nutzt. Die branchenspezifische Betrachtung bliebe demnach unvollständig, wenn die Emissionen aus der Nutzung dieser zentralen Rohstoffe bzw. aus der Nutzung oder Verbrennung darauf basierender chemischer Produkte unberücksichtigt blieben. Deshalb werden diesbezüglich auch Scope 3-Emissionen in die Betrachtung einbezogen, wodurch sich die hier der Chemieindustrie zugeordneten

Gesamtemissionen im Vergleich zu sonst üblichen statistischen Sektorabgrenzungen stark erhöhen. Dies erfolgt im Wesentlichen so, dass der Kohlenstoff-Gehalt der in die Produktion in Deutschland eingebrachten Materialien mit bilanziert und als der Chemieindustrie in Deutschland zugeordnete Treibhausgas-Emission betrachtet wird, unabhängig davon, für welche Endprodukte diese letztlich genutzt werden und wo (geographisch) und in welcher Form (z. B. Produktnutzungszeiten) die Nutzung erfolgt. Dabei wird zwischen fossilem und nicht-fossilem Kohlenstoff unterschieden. Zu Treibhausgas-Emissionen im Sinne dieser Roadmap führen dann die Bestandteile fossilen Ursprungs. Dieses Vorgehen hat den Vorteil, dass auch ganzheitlich emissionsreduzierende Wirkungen der Verwendung alternativer Rohstoffe oder der Kreislaufführung von fossilen Stoffen abgebildet werden können. Gleichzeitig werden die für den Scope 1 definierten Abgrenzungen zum Energiesektor beibehalten, es werden also zum Beispiel die mit der Herstellung von Naphtha als wichtigem Rohstoff verbundenen Emissionen in Raffinerien nicht ausgewiesen. [9]

Tabelle 4: Emissionsquellen und Zuordnung nach Scopes

	Emissionsquellen	Zuordnung
Scope 1	Chemieproduktion Eigenerzeugter Strom und Wärme	Prozessemissionen Energetische Emissionen
Scope 2	Externer Strom und Wärmebezug	Energetische Emissionen
Scope 3	Fossiler Kohlenstoff in Produkten	Emissionen entsprechend dem Produkt-Kohlenstoffgehalt

Beiträge zur Emissionsminderung aus der Nutzungsphase chemischer Produkte (Scope 4) werden in

dieser Roadmap generell nicht betrachtet, ebenso wenig werden Emissionen aus Vorprozessketten zur Bereitstellung von Rohstoffen und Energieträgern berücksichtigt. Es erfolgt somit in der Roadmap keine komplette Lebenszyklusbetrachtung oder -analyse der im Einzelnen betrachteten Produkte.

Schwerpunkt für die hier angestellten Berechnungen sind Produktionsmengen und Kosten der energie- und feedstockintensivsten Grundchemikalien, die für rund zwei Drittel der derzeitigen Treibhausgasemissionen des Sektors verantwortlich sind. Dazu zählen **Methanol, Ammoniak, Harnstoff, Ethylen, Propylen**, und **Chlor** sowie die **Aromaten Benzol, Toluol** und **Xylol** wie sie in der DECHEMA-Studie „Low carbon energy and feedstock for the European chemical industry“ [5] bereits dargestellt wurden. In dieser Roadmap wird zusätzlich **Butadien** berücksichtigt.

Außerdem werden Kosten und Emissionen aus Wärme und Strom wie oben beschrieben einbezogen, untergliedert in Basis- und Spezialchemie.

Der Scope und die Bilanzgrenzen dieser Roadmap sind nachfolgend (s. Abb. 5) auch grafisch dargestellt. Neben dem bereits erwähnten Ausschluss der Vor Ketten zur Rohstoff- und Energiebereitstellung sei noch auf den für die Bilanzierung vereinfacht angenommenen ausgeglichenen Import und Export von Basischemieprodukten hingewiesen. Diese Annahme erlaubt eine konsistente Bilanzierung des Kohlenstoffs, d. h. die als Rohstoffe und Brennstoffe eingesetzte Kohlenstoffmenge entspricht dem Kohlenstoffgehalt der daraus hergestellten Basischemie-, Zwischen- und schließlich Spezialchemieprodukte.

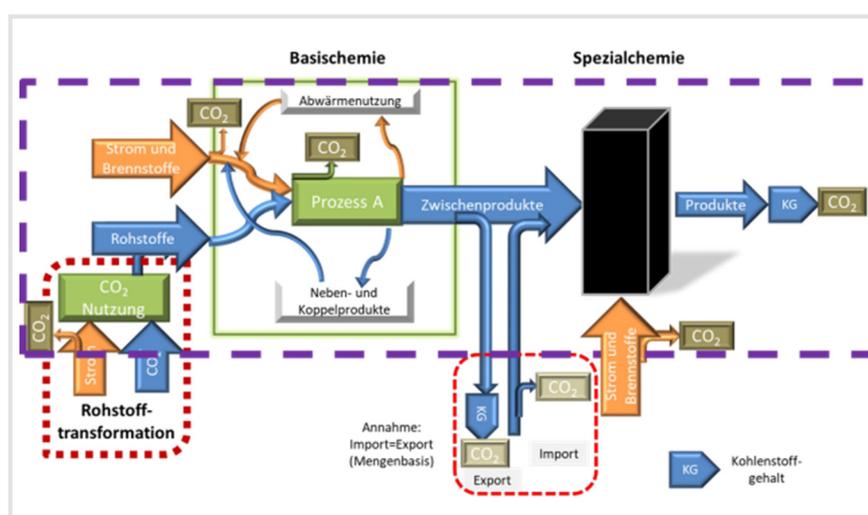


Abbildung 5: Scope und Bilanzraum dieser Roadmap

9 In dieser Roadmap wird auch nicht der Frage nachgegangen, ob und zu welchen Kosten z. B. Naphtha für die chemische Industrie in Deutschland verfügbar ist, wenn sich Änderungen im Raffineriesektor ergeben sollten. Aufgrund des hier gewählten Scopes zur Ermittlung von Emissionen und Emissionsreduktionen kommt es auf die stoffliche Basis von Feedstocks und Edukten an, nicht auf deren regionale Herkunft. Es werden daher auch keine Verfügbarkeitsrestriktionen für fossile Rohstoffe und Edukte unterstellt.

4. Methodik und Annahmen

Der Untersuchungsschwerpunkt dieser Roadmap liegt auf der chemischen Industrie und ihren Verfahren. Für sie wurden drei idealtypische Pfade untersucht, um für die Branche wesentliche Randbedingungen herauszuarbeiten. Innerhalb jedes Pfades ließen sich weitere Szenarien mit jeweils anderen Annahmen ableiten. Dies erfolgt in der hier gewählten handlungs- und technologieorientierten Betrachtung nicht. Stattdessen werden beispielhaft Sensitivitäten analysiert, um zu zeigen, welche Faktoren für welche Prozessinnovationen und deren Markteinführung von besonderer Bedeutung sind.

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.

4.1 Herangehensweise

Im Rahmen der Studie wird die deutsche chemische Industrie, wo sinnvoll aufgeteilt in Basis- und Spezialchemie, betrachtet. Während die Basischemie als energie- und emissionsintensiver Teil der Chemieindustrie technologiespezifisch anhand der produzierten Basischemikalien unterteilt wird, wird auf eine Unterteilung der hochgradig diversifizierten, jedoch weit weniger emissionsintensiven Spezialchemie, in der so unterschiedliche Subsektoren wie Pharmazeutika oder Silikone enthalten sind, verzichtet.

Zu zentralen Annahmen wurde, soweit sinnvoll und notwendig, ein Abgleich mit parallel in Erarbeitung befindlichen Studien durchgeführt, insbesondere mit der volkswirtschaftlichen Abteilung des VCI zu ökonomischen Größen und mit PlasticsEurope Deutschland und anderen Verbänden zum Stoffstrombild für den Werkstoff Kunststoff in Deutschland [10]. Soweit möglich, wurden vorhandene statistische Daten auch des VCI genutzt – etwa zu Produktionsmengen und deren künftiger Entwicklung, Energiebedarfen und Brennstoffeinsätzen. Soweit wie möglich wurden ferner bereits bestehende Vorarbeiten genutzt, zum Beispiel zur Herleitung relevanter Annahmen und dafür genutzter Quellen.

Die einzelnen Annahmen zu den Parametern werden nachfolgend dargestellt. In der Zusammenfassung der Annahmen sind die Parameter tabellarisch zusammengefasst. Soweit einschlägig, wurden in den Annahmen die vorliegenden Empfehlungen der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ (WSB) übernommen.

Dies gilt auch für den Referenzpfad. Dies wirkt sich insbesondere aufgrund des dort mit 65 Prozent angesetzten Marktanteils für Erneuerbare Energien in der Stromerzeugung bis 2030 deutlich auf die Emissionsfaktoren für den Strombezug aus und analog, jedoch wegen des bereits heute höheren Anteils von Erdgas schwächer, auch auf die Eigenerzeugung von Strom durch die Unternehmen.

4.2 Transformationspfade: Definition und Kurzbeschreibung

4.2.1 Referenzpfad (Pfad 1)

Pfad 1 wurde als Referenzpfad entwickelt. In ihm bestehen heutige Rahmenbedingungen und Produktionsprozesse weitestgehend fort. Der Referenzpfad ermittelt folglich, welche Minderungen unter heutigen Bedingungen wirtschaftlich sind.

Die Kohlestromerzeugung läuft in diesem Pfad gemäß den Empfehlungen der WSB-Kommission bis 2038 aus. Dies gilt sowohl für den Fremdbezug wie auch für die Eigenerzeugung von Strom und auch Wärme durch die Unternehmen. Der Kohleausstieg wirkt sich bereits im Referenzszenario stark auf den CO₂-Faktor im Strommix aus. Zudem wird die Umsetzung der Empfehlungen der WSB-Kommission zur Kostendämpfung/-kompensation der Industrie angenommen, was sich insbesondere im angenommenen Strompreis niederschlägt. Im Referenzszenario werden des Weiteren Effizienzgewinne sowie Effekte aus vorhandenen Circular Economy-Regulierungen und Fortschritte beim Recycling angenommen.

Nicht unterstellt wird hingegen der Einsatz neuer Technologien. Dies bedeutet, dass keine neuen Produktionsprozesse und -verfahren zum Einsatz kommen.

4.2.2 Technologiepfad (Pfad 2)

Pfad 2 wird als „Technologiepfad“ bezeichnet, weil nun die Nutzung neuer Technologien im Vordergrund steht – orientiert am Ziel der Treibhausgasneutralität, jedoch mit Limitationen: Im Technologiepfad sind die verfügbaren Strommengen sowie die verfügbaren Investitionsvolumina und damit die durch die Treibhausgasreduzierung entstehenden Mehrkosten ggü. dem Referenzpfad als begrenzt angenommen. Wie im Referenzpfad bewirkt der Kohleausstieg bis 2038 hier Minderungen über die Veränderung des Strommixes im Fremdbezug und in der

10 Conversio Stoffstrombild Kunststoffe in Deutschland 2017, September 2018.

Eigenerzeugung. Ebenso bewirken Effizienzsteigerungen Emissionsminderungen. Darüber hinaus kommen neue Technologien aus dem untersuchten Portfolio zum Einsatz. Konkret betrachtet werden hierbei alternative Prozesse zur Herstellung der Grundchemikalien Harnstoff, Methanol, Ethylen, Propylen, BTX und Butadien, die für einen Großteil der CO₂-Emissionen des Chemie-sektors verantwortlich sind, und zwar auf Basis:

- der Nutzung von CO₂ und von non-food Biomasse als alternative Rohstoffe für die Herstellung der o. g. Grundchemikalien;
- der alternativen, emissionsarmen Bereitstellung von Wasserstoff;
- der Herstellung von synthetischem Naphtha aus Biomasse oder CO₂ mit Fischer-Tropsch-Synthese als Ausgangsstoff für Cracking;
- der direkten Nutzung von Strom zur Erzeugung von Prozesswärme;
- des chemischen Recyclings von Sekundärrohstoffen im Teilbereich der Kunststoffe.

Zum Beispiel erfolgt die erste Inbetriebnahme einer Methanpyrolyse-Anlage im großtechnischen Maßstab im Jahr 2040. Berücksichtigung finden technische Machbarkeit, Verfügbarkeit und Wirtschaftlichkeit der betrachteten Technologien. Da in Pfad 2 für Kunststoffe sowohl ein verbessertes mechanisches sowie auch chemisches Recycling hinzukommt, zeigen sich etwas stärkere Minderungs-Effekte durch eine verbesserte Kreislaufwirtschaft. Carbon Capture and Storage kommt in diesem Pfad nicht zur Anwendung.

Weil in diesem Pfad ein deutlich steigender Strombedarf, der ggf. aus Importen gedeckt wird, ein erhöhter Bedarf an alternativen Rohstoffen sowie hohe Investitionen zu erwarten sind, wurden folgende Limitierungen angenommen: Zum einen wurde die für die Chemie verfügbare Strommenge auf 225 TWh im Jahr 2050 begrenzt. [11] Eine zweite Restriktion besteht darin, das verfügbare Anlageninvestitionsbudget auf 8,5 Mrd. € pro Jahr zu begrenzen, was gegenüber den Werten der letzten Jahre (Referenzpfad) eine Steigerung von 1,5 Mrd. € p. a. beinhaltet. Davon werden rund 5 Mrd. € p. a. als verfügbar für Investitionen in den später gesondert betrachteten Prozessen der Basischemie angenommen.

Für die Nutzung von Biomasse als alternativem, nicht-fossilem Rohstoff werden in Pfad 2 nur bisher ungenutzte Rest- und Abfallstoffe berücksichtigt (siehe Kap. 5.5.3).

4.2.3 Pfad Treibhausgasneutralität 2050 (Pfad 3)

Pfad 3 heißt „Pfad Treibhausgasneutralität 2050“. In ihm gibt es bei den untersuchten Technologien keine Restriktionen hinsichtlich Kosten, Machbarkeit und Wirtschaftlichkeit von Technologien. Dies führt zu schnellerer und bis 2050 weitergehender Marktdurchdringung. Außerdem werden frühere Verfügbarkeiten neuer Technologien und Verfahren angenommen. Das Ziel der Treibhausgasneutralität bis 2050 wird in den Modellrechnungen fast vollständig erzwungen, bis auf einen geringen Anteil an (prozessbedingten) Residualemissionen, vornehmlich Lachgas (N₂O), Methan und andere Gase, die nicht als CO₂ anfallen. Die Verfügbarkeit von erneuerbarem Strom ist nicht begrenzt, es wird eine Deckung des Bedarfs ggf. durch Importe unterstellt. Die ermittelten Strombedarfe und Investitionsmittel sind Rechenergebnisse.

Zudem gelten die Annahmen der Pfade 1 und 2. Der Kohleausstieg wird bis 2038 umgesetzt und hat Änderungen im Strommix für den Fremdbezug und die Eigenerzeugung zufolge. Die Eigenerzeugung ist bereits ab 2030 frei von der Verwendung von Kohle und wird verstärkt auf erneuerbare Energien umgestellt. Dies beinhaltet auch WSB-Empfehlungen zur Kostendämpfung/-kompensation der Industrie. Ferner sind die gleichen Annahmen für Effizienzgewinne zugrunde gelegt.

Carbon Capture and Storage (CCS) wird als Technologie auch in Pfad 3 nicht betrachtet oder in der Modellierung des Pfades berücksichtigt. CCS kann jedoch eine ergänzende Option zur Treibhausgasminderung darstellen.

4.3 Grundannahmen, Definitionen und Methodik

Für die Emissions- und Kostenberechnung wird den in Pfad 1 abgebildeten, derzeit angewendeten Produktionsverfahren in den Pfaden 2 und 3 ein Portfolio an technologischen Alternativen mit geringeren Emissionen gegenübergestellt. Die Reihung dieser Methoden erfolgt in den verschiedenen Pfaden unterschiedlich mit den Autoren sinnvoll erscheinenden Plausibilisierungen sowie Sensitivitätsanalysen.

Sehr wesentlich für das Verständnis und Interpretation der Ergebnisse ist, dass der Einsatz einer neuen Technologie in den Pfaden 2 und 3 grundsätzlich erst dann erfolgt, wenn

- als Grundbedingung 1 die Technologie den Technologiereifegrad 9 [12] erreicht hat,

11 Im Vergleich zum heutigen Strombedarf von 54 TWh p. a. bedeutet dies eine Zunahme um bis zu 171 TWh p. a.

12 „Technology Readiness Levels“ (TRL) beschreiben den Reifegrad einer Technologie. Definition nach European Commission Decision C(2017)2468 of 24 April 2017.

- als Grundbedingung 2 es tatsächlich unter Berücksichtigung höherer Stromverbräuche zu einer Emissionsreduktion kommt,
- als Bedingung 3 für die Verdrängung heutiger Technologien bei Neuanlagen die Kostenparität zu diesen erreicht wird und
- als Bedingung 4 für die Verdrängung heutiger Technologien im Anlagenbestand die Kostenparität zu bestehenden und abgeschriebenen Anlagen erreicht wird.

Aufgrund der Komplexität des Gesamtzusammenhangs und der Vielzahl der zu betrachtenden Einzelfaktoren erscheint es sinnvoll, Sensitivitäten beispielhaft an einzelnen Maßnahmen bzw. Technologiepfaden aufzuzeigen, um Effekte und Änderungen bei anderen Annahmen deutlich und nachvollziehbar zu machen.

Im Referenzpfad werden die derzeit angewendeten Produktionsverfahren weitergeführt. In den Pfaden 2 und 3 werden die o. g. neuen, emissionsarmen Produktionsverfahren eingestellt. In Pfad 2 erfolgt die Reihung der Methoden zunächst über die Optimierung nach Vermeidungskosten und in einem zweiten Schritt über die Einhaltung gesetzter Limitierungen zum jährlichen Investitionsvolumen und zur verfügbaren Strommenge.

Anders als in den ersten beiden Pfaden ist in Pfad 3 die Reihung der Methoden durch keine begrenzenden Rahmenbedingungen eingeschränkt. Die Emissionen werden bis zur Erlangung der nahezu vollständigen Treibhausgasneutralität gemindert. Der dafür zu deckende Energiebedarf sowie die aufzubringenden Investitionen werden ermittelt. Für die Reihung der Methoden werden im dritten Pfad die spezifischen CO₂-Einsparungspotentiale in den Vordergrund gestellt und die Kosten erst in zweiter Linie berücksichtigt.

Für jeden Pfad werden so Minderungsmaßnahmen ermittelt, die jeweils ab einem bestimmten Zeitpunkt im Zeitraum 2020-2050 wirksam werden.

Zusammenfassend: Es werden also zum einen Effekte erfasst und dargestellt, die sich aus Änderungen insbesondere der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen ergeben, zum Beispiel Veränderungen in den Emissionsfaktoren von Strom in Deutschland und im Brennstoffmix der Eigenerzeugung.

Zum anderen werden in allen Pfaden angenommene Effizienzentwicklungen sowie Effekte aus verbessertem Recycling berücksichtigt und in den Pfaden 2 und 3 auch neue technologische Verfahren und Veränderungen beim Feedstock eingeführt. Bei neuen Verfahren wiederum werden Markteinführungszeit-

punkte und (unterschiedliche) Geschwindigkeiten der Marktdurchdringung dieser Verfahren modelliert.

Auf Basis der ermittelten Maßnahmen pro Pfad erfolgt eine zusammenfassende Berechnung und Darstellung der Emissionsentwicklung, der Kosten und Strombedarfe sowie für einzelne Technologien auch der Sensitivitäten.

Exkurs: Sektorale Zuordnungen in Deutschland bis 2030

Teilweise sind die ermittelten Minderungen der Chemieindustrie in Deutschland in den Pfaden bis 2030 vor dem Hintergrund der deutschen Diskussion um Sektorziele auch den Sektoren im Sinne des Entwurfs des geplanten Klimaschutzgesetzes zuordenbar. In dieser Studie werden Minderungen insbesondere im Scope 2 aus dem Fremdbezug von Strom der Chemie zugerechnet. In der nationalen Sektorsystematik werden diese hingegen im Energiesektor bilanziert. Teilweise anders verhält es sich bei Minderungen in der Standorterzeugung oder durch reduzierten Wärmebedarf. Diese Minderungen werden hier im Rahmen der Studie der Industrie zugerechnet. In der nationalen Zuordnung können sich hier Abweichungen ergeben, beispielsweise in Abhängigkeit von der statistischen Zuordnung des Standortbetreibers. Das gleiche gilt für Prozessemissionen. Aus Aktivitäten der Chemieindustrie folgende Emissionsreduktionen in anderen Sektoren werden nicht ausgewiesen und in der Folge nicht dem Industriesektor zugerechnet. Faktisch nicht oder nur grob zuzuordnen sind die hier im Scope 3 betrachteten Emissionen, zum Beispiel, weil die in Deutschland hergestellten Produkte auch exportiert werden. Die hieraus folgenden Emissionen am Ende des Lebenszyklus werden hier mit betrachtet und der Chemie zugerechnet. Sie werden jedoch nicht als nationale Emission erfasst. Im deutschen Treibhausgas-Inventar erfasst sind nur abschätzbare Anteile, die z. B. in deutschen Ersatzbrennstoffanlagen genutzt (dann dem Energiesektor zugeordnet) oder in Müllverbrennungsanlagen (Abfall) entsorgt und energetisch genutzt werden. Hierzu werden in dieser Roadmap keine Abschätzungen vorgenommen.

4.4 Annahmen zur Entwicklung der chemischen Industrie in Deutschland

Wachstum

Das Wachstum der chemischen Produktion in Deutschland ist definiert als mengenbezogenes Wachstum pro Jahr. Dabei wird der Sektor zweigeteilt betrachtet: Für die Basischemie (rund 80 Prozent des Energieverbrauchs und vollständiger Einsatz der Rohstoffe) wird ein Wachstum von 0 Prozent unterstellt, was auch für den Rohstoffbedarf gilt. Dieser Parameter, der jedes Ergebnis beeinflusst, wird in allen drei Pfaden konstant gehalten.

Für die Spezialchemie (rund 20 Prozent des Energieverbrauchs) wird mit 2 Prozent Wachstum p. a. gerechnet. Hierzu wird zusätzlich angenommen, dass in der unterstellten Wachstumsannahme für die Spezialchemie zum einen auch wertmäßiges Wachstum enthalten ist, also das stoffliche Mengenwachstum (in t Produkt) kleiner ausfällt als 2 Prozent p. a.. Zum anderen wird angenommen, dass analog zu den angenommenen höheren energetischen Effizienzsteigerungspotenzialen auch eine steigende Ressourceneffizienz in der Spezialchemie zu erwarten ist, was den zusätzlichen über Produkte der Basischemie bereitzustellenden Feedstockbedarf trotz steigendem Produktoutput reduziert. Ferner wird angenommen, dass verbleibendes stoffliches Mengenwachstum auch mit steigendem Einsatz anderer Stoffe verbunden ist (z. B. Mineralfasern in Materialien). Im Ergebnis entsteht dann durch das angenommene Wachstum der Spezialchemie kein zusätzlich zu deckender steigender Bedarf an Produkten der Basischemie und ein damit verbundener Feedstockbedarf.

Effizienzsteigerungen

Mit diesem Parameter sind dezidiert Steigerungen der Energieeffizienz der Bestandsanlagen erfasst. Die zeitliche Entwicklung wird als linearer Verlauf von 0,5 Prozent p. a. asymptotisch sinkend auf 0 in 2050 für die Basischemie und 2 Prozent p. a. für die Spezialchemie im Jahr 2020 linear asymptotisch sinkend gegen 0,5 Prozent p. a. in 2050 angenommen.

Annahmen Effizienzsteigerungen für Pfad 1-3:

Basischemie:	Spezialchemie:
2020: 0,50 % p. a.	2020: 2,00 % p. a.
2030: 0,20 % p. a.	2030: 1,50 % p. a.
2040: 0,05 % p. a.	2040: 1,00 % p. a.
2050: 0,00 % p. a.	2050: 0,50 % p. a.

Kapazität und Brennstoffeinsatz in der Standortenergieerzeugung

Die Kapazität der Standortenergieerzeugung wird in allen Pfaden als konstant und vorwiegend aus Erdgas angenommen. Kohle wird in allen Pfaden – den Empfehlungen der WSB-Kommission folgend, s. dazu unten – nur noch bis spätestens 2038 eingesetzt. Im Pfad 1 bleibt der Ölanteil konstant. In den Pfaden 2 und 3 wird zusätzlich vom zunehmenden Einsatz biogener Stoffe bzw. erneuerbarer Energien zur Eigenenergieerzeugung ausgegangen, wobei erst ab 2030 zunehmend auch Öl verdrängt wird.

Die Standortenergieerzeugung wird immer als wärmegeführt angenommen, im Wesentlichen in KWK-Anlagen. Im angenommenen Anteil für Erneuerbare Energien in der Eigenenergieerzeugung können feste Brennstoffe (Biomasse) oder aus erneuerbaren Energien hergestelltes Gas oder flüssige Brennstoffe enthalten sein. Die Kosten für die Standortenergieerzeugung ergeben sich aus den angenommenen Brennstoff- und CO₂-Preisen.

Annahmen Brennstoffzusammensetzung Standortenergieerzeugung für Pfad 1-3:

Angabe der prozentualen Anteile für Erdgas/Öl/Kohle/Erneuerbare

Pfad 1:	Pfad 2	Pfad 3
2020: 80/12/8/1	80/12/8/1	80/12/8/1
2030: 80/10/5/5	65/10/5/20	60/0/0/40
2040: 90/0/0/10	60/0/0/40	40/0/0/60
2050: 85/0/0/15	50/0/0/50	0/0/0/100

4.4.1 Annahmen zum Energiesystem und zu CO₂-Kosten

Stromkosten

Die Stromkosten sind eine für die chemische Industrie sehr wichtige Rahmenbedingung, die sich direkt auf die Wettbewerbsfähigkeit auswirkt. Die hier angenommenen Stromkosten gelten für den Fremdbezug von Strom, nicht die Standortenergieerzeugung durch die Unternehmen.

Die Annahmen für die Stromkosten wurden hier nicht gesondert hergeleitet, sondern als Durchschnittspreis aus mehreren vorliegenden Studien entnommen, unter Berücksichtigung insbesondere der Empfehlungen der WSB-Kommission. Die Definition der Stromkosten ist angelehnt an die Betrachtungsweise der BDI-Studie (Klimapfade für Deutschland, 2018). Dort ist der Kilowattstundenpreis zusammengesetzt aus Kosten für erneuerbar erzeugte Energie und Kosten für Energie aus konventionellen Kraftwerken und Speichern. [13]

In der vorliegenden Studie wurde mit Blick auf die Empfehlungen der WSB-Kommission vom Vorgehen in der BDI-Studie abgewichen. Dies geschah in der Annahme, dass die diesbezüglichen Empfehlungen der WSB-Kommission durch die Bundesregierung beihilferechtskonform umgesetzt werden können. [14]

13 Dieser Anteil enthält Kapital-, Betriebs und CO₂-Kosten inkl. Kosten für CCS. Herkunft der Brennstoffe und CO₂-Kosten dafür sind dem BDI-Szenario „Globaler Klimaschutz“ entnommen. Vgl. hierzu: Klimapfade für Deutschland, BCG/Prognos, 2018.

14 Zitat aus dem Abschlussbericht der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“, Beschluss vom 26.01.2019, S. 77: Maßnahme: Ausgleich für Stromverbraucher. Es ist ein Ausgleich zu schaffen, der Unternehmen und private Haushalte vom Strompreisanstieg entlastet, der durch die politisch beschleunigte Reduzierung und Beendigung der Kohleverstromung entsteht. Die Kommission hält es daher für erforderlich, ab 2023 für private und gewerbliche Stromverbraucher einen Zuschuss auf die Übertragungsnetzentgelte oder eine wirkungsgleiche Maßnahme zur Dämpfung des durch die beschleunigte Reduzierung der Kohleverstromung verursachten Strompreisanstieges zu gewähren. Aus heutiger Sicht ist zum Ausgleich dieses Anstieges ein Zuschuss in Höhe

Es wird also angenommen, dass die Finanzierung des Netzausbaus so erfolgt, dass höhere durch die Unternehmen der stromintensiven Industrie aufzubringende Netzentgelte nicht anfallen und auch ein Ausgleich für die zu erwartende Steigerung des Strom-Commodity-Preises erfolgt.

Ebenfalls den Empfehlungen der WSB-Kommission folgend wurde angenommen, dass die Strompreiskompensation (SPK) fortgeführt und die weitgehende Entlastung der Stromverbraucher einschließlich der Industrie von Mehrkosten durch den Ausstieg aus der Kohleverstromung sichergestellt wird.

Der niedrig angenommene Strompreis ist dann im Ergebnis am Großhandelspreis ohne Umlagen, Abgaben, Steuern und Entgelte orientiert und auch der CO₂-Preis wird aus diesem herausgerechnet, weil CO₂-Kosten, auch indirekte über den Bezug von Strom, in dieser Roadmap als gesonderter Parameter geführt werden. [15]

Die angenommenen CO₂-Kosten – sowohl die direkten als auch die indirekten (Strombezug) – fließen zusätzlich zu den ausgewiesenen Stromkosten vollständig in die Berechnungen ein. Es wird also nicht berücksichtigt, ob diese auch in der betrieblichen Sicht vollständig als Kosten anfallen oder durch kostenlose Zuteilungen oder erhaltene Zahlungen aus der SPK abgesenkt werden. Dieses Vorgehen hat mehrere Gründe:

- Da für die Stromerzeugung bereits heute keine kostenlose Zuteilung erfolgt, werden CO₂-Kosten vollständig im Strompreis weitergegeben.
- In allen Pfaden, v. a. den Pfaden 2 und 3, werden starke Emissionsreduktionen nur erreicht durch Investitionen. Für eine betriebliche Wirtschaftlichkeitsberechnung bei Alternativen innerhalb des Standorts Deutschland spielt es bezüglich THG-Emissionen keine Rolle, ob mit einer Investition nur geringere CO₂-Kosten verbunden sind (verringertes Zukauf-

bedarf) oder sogar Erlöse aus dem Emissionshandel erzielt werden können. [16] Zumindest bis 2030 sind beide Fälle denkbar und sogar wahrscheinlich. Für die langfristige Perspektive wird zudem für alle Pfade ein zunehmender Grad an internationaler Kooperation unterstellt (s. a. unten zu CO₂-Kosten und Preisen), was dann nicht nur zu zunehmend vergleichbaren CO₂-Kosten außerhalb der EU führen würde, sondern konsequenterweise auch zu weiter sinkenden kostenlosen Zuteilungen von Emissionsrechten.

- Der faktische Anteil kostenloser Zuteilungen im Vergleich zu den abgabepflichtigen Emissionen ist bereits heute in den Anlagen der Chemieindustrie stark unterschiedlich [17] und wird ab 2021 – schon allein wegen der Absenkungen der Benchmarks, zum Beispiel für Wärme – weiter sinken. Deutlich sinken wird er v. a. für Anlagen, die nicht mehr den Carbon-Leakage-Status erhalten werden und bereits ab 2021 nur noch eine geringe und ab 2028 gar keine kostenlose Zuteilung mehr erhalten werden. Dies betrifft v. a. Teile der Spezialchemie.
- Auch bei der SPK gibt es bereits heute sehr deutliche Unterschiede im faktischen anlagenspezifischen Kompensationsgrad und die Ausgestaltung ab 2021 ist noch nicht bekannt. Bereits heute wird die Kompensation nicht vollständig gewährt. Hierzu ist auch anzumerken, dass CO₂-Kosten im Strom und der daraus resultierende Kompensationsbedarf langfristig dem Emissionsfaktor für Strom folgend sinken.

Der Verlauf der angenommenen Stromkosten erreicht so seinen angenommenen Höchstwert um 2030 und sinkt in den Folgejahren. Für den Verlauf wird angenommen, dass in den Jahren 2020-30 durch den teilweisen Ersatz von Strom aus Braunkohle durch Gas sowie den erhöhten Investitionsbedarf in EE-Kapazitäten etwas höhere Stromgestehungskosten zu erwarten sind. Danach sinkt der Strompreis wieder auf das für 2020 angenommene Niveau und wird als konstant angenommen.

von mindestens 2 Mrd. Euro pro Jahr erforderlich. Das exakte Volumen der Maßnahme wird im Rahmen der Überprüfung im Jahr 2023 ermittelt. Die Maßnahme ist im Bundeshaushalt zu verankern und beihilferechtlich abzusichern. Eine zusätzliche Umlage oder Abgabe auf den Strompreis erfolgt nicht. Die Bundesregierung soll sich dafür einsetzen, ein beihilferechtskonformes Instrument zu entwickeln, um zusätzlich zu den zuvor genannten Instrumenten die energieintensiven Unternehmen, die Strom aus dem Netz beziehen, aber nicht von einer Senkung der Netznutzungsentgelte profitieren, von Preissteigerungen zu entlasten, die durch die politisch beschleunigte Reduzierung und Beendigung der Kohleverstromung entstehen.

Maßnahme: Verstetigung und Fortentwicklung der ETS-Strompreiskompensation. Vor dem Hintergrund des bereits erfolgten und zu erwartenden weiteren Anstiegs der CO₂-Preise ist aus Sicht der Kommission eine Verstetigung und Fortentwicklung der ETS-Strompreiskompensation für besonders energieintensive Unternehmen erforderlich. Die Bundesregierung soll bei der EU-Kommission dafür eintreten, dass diese die Strompreiskompensation bis 2030 verlängert, die Beihilfeintensität stabilisiert und dauerhaft absichert. Zudem soll die Bundesregierung die Finanzierung der Kompensationssumme aus dem Energie- und Klimafonds bedarfsgerecht sicherstellen.

15 Nettostrompreise in der BDI-Studie bewegen sich zw. 9-11 ct/kWh (ohne Netzkosten, aber incl. CO₂-Kosten). Zum Vergleich: beim hier gewählten Vorgehen ergibt sich als Strompreis für 2020: 4 ct/kWh + CO₂-Kosten von 1,2 ct/kWh (ergibt sich aus nachfolgend dargestellten Annahmen für 2020 mit 25 €/EUA*480 g/kWh).

16 Dies wäre zum Beispiel dann der Fall, wenn kostenlose Zuteilungen weiterhin anhand eines Benchmarks erfolgen und die spezifische Emission einer Anlage durch die Investition geringer ist als der für eine Handelsperiode geltende Benchmark. Beispiele aus der Vergangenheit/Gegenwart: Abreicherung von N₂O bei Adipin- und Salpetersäureanlagen, Nutzung von Biomasse in der Wärmeerzeugung, Best-in-Class-Anlagen einer Produktkategorie.

17 Wie oben erläutert, erfolgt in dieser Roadmap keine Abbildung der Chemieindustrie auf Anlagenebene.

Angenommene Stromkosten für Pfad 1-3:

2020: 4 ct/kWh
 2030: 5 ct/kWh
 2040: 4 ct/kWh
 2050: 4 ct/kWh

CO₂-Kosten und Preise

Auch der Anstieg des Preises für CO₂-Emissionszertifikate (EUA) wird für alle drei Pfade gleich angenommen. Er folgt einer Synthese verschiedener Studien, die in der Metastudie „Transformationspfade für die Chemische Industrie in Deutschland“ (2018) zusammengefasst wurden und bei denen CO₂-Preise für 2050 zwischen 60 und rund 150 €/t angenommen oder modellendogen berechnet wurden. Das steigende Preisniveau wird zudem von der Annahme geleitet, dass der Grad internationaler Kooperation im Zuge der Umsetzung des Pariser Klimaabkommens weiter zunimmt.

Diese Annahme ermöglicht es, die Ergebnisse der Studie unbeeinflusst von den Auswirkungen eines stark veränderlichen und schwer prognostizierbaren CO₂-Marktpreises zu bewerten. Die relevanten THG-Emissionen im Scope 1 sowie im Scope 2 (Strom- und Wärmebezug soweit dieser nicht im Scope 1 erfasst ist) der Chemieindustrie in Deutschland sind nahezu vollständig im EU-Emissionshandel erfasst.

Angenommene EUA-Preise für Pfad 1-3:

2020: 25 €/t CO₂
 2030: 40 €/t CO₂
 2040: 70 €/t CO₂
 2050: 100 €/t CO₂

Abweichend vom betrachteten CO₂-Preis für Emissionen ist für den Scope 3 in dieser Roadmap auch der Bezugspreis für CO₂ als Rohstoff für chemische

Umsetzungen mit CO₂ relevant. Dieser CO₂-Bezugspreis wird pauschal mit 25 €/t angesetzt.

Strombedingte Emissionen

Der Technologiemix für die Stromerzeugung in Deutschland und seine zeitliche Entwicklung bis 2050 wird unter Berücksichtigung der WSB-Empfehlungen auf Basis der spezifischen Emissionsfaktoren für die Stromerzeugung des Umweltbundesamtes (2017) als vereinfachende Annahme für alle Pfade gleich festgelegt. Dabei wird angenommen, dass die Emissionsfaktoren für einzelne Brennstoffe konstant bleiben und sich nicht durch Kraftwerksverbesserungen reduzieren. Emissionen aus der Vorkette der Bereitstellung der Energieträger bleiben unberücksichtigt. Bei den Erzeugungsanteilen für Erneuerbare Energien spielt es für die Berechnung der Emissionsfaktoren keine Rolle, ob diese in neuen Anlagen oder in bestehenden fossilen Anlagen (Beispiel: Mitverbrennung, Beimischung von Biogas) erfolgt. Ferner wird dabei offen gelassen, ob die steigenden Anteile Erneuerbarer Energien allein durch Anlagen in Deutschland erzeugt werden oder auch Importe zu diesen beitragen.

Hinweis: Es wurde erwogen, für die Chemie den (höheren) Faktor der Residuallast als Emissionsfaktor heranzuziehen, um dann auch Effekte einer EE-basierten Eigenerzeugung oder auch des kontraktbasierten Bezugs von EE-Strom über Herkunftsnachweise (HKN, so bezogener Strom wird auch gem. dem Bilanzierungsstandard GHG Protocol mit dem Emissionsfaktor 0 angesetzt) als Beitrag der Chemie sichtbar werden zu lassen. Dagegen spricht, dass auch dann alle wesentlichen Produktionsstandorte am Stromnetz bleiben. Deshalb wurde das hier gewählte Vorgehen beibehalten. Ergänzend ist darauf hinzuweisen, dass nach den derzeitigen Regularien z. B. der teurere kontraktbasierte Bezug von Erneuerbarem Strom nicht nur nicht honoriert wird, sondern zu erheblichen Nachteilen zum Beispiel bei der Strompreiskompensation führen kann.

Tabelle 5: Überblick zu den angenommenen Emissionsfaktoren

Jahr	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Öl	Kernenergie	EE & Rest	Anteil EE	Ber. Emiss.-faktor
	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	%	g/kWh
2015	154,46	117,74	62,03	6,21	91,80	214,66	33%	528,03
2020	127,39	79,97	138,49	6,00	38,15	260,00	40%	480,06
2025	93,86	58,93	149,96	6,00	0,00	341,25	53%	377,26
2030	60,34	37,88	123,28	6,00	0,00	422,50	65%	269,93
2035	26,82	16,84	129,10	6,00	0,00	471,25	73%	169,19
2040	0,00	0,00	126,00	4,00	0,00	520,00	80%	89,76
2045	0,00	0,00	63,00	2,00	0,00	585,00	90%	43,65
2050	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	650,00	100%	0,00

Verfügbare Strommenge und Bedarf

In den Pfaden 1 und 2 ist Strom für die chemische Industrie in Deutschland nur begrenzt verfügbar. Die maximal zur Verfügung stehende Menge an elektrischer Energie wird entsprechend als limitiert und für den Pfad 1 als konstant festgelegt. Die Entwicklung der maximal zur Verfügung stehenden Strommenge folgt im Pfad 2 einem Anstieg vom derzeitigen Niveau von 54 TWh bis zu einem Maximum im Jahr 2050 von 225 TWh [18] (inklusive Importe, wobei nicht explizit zwischen Importen von Strom und heimischer Erzeugung unterschieden wird). Diese Mengengrenzung entstammt der Dena-Leitstudie „Integrierte Energiewende“ (2018) [19]. Der Anstieg des Strombedarfs wird aufgrund des Verlaufs der Emissionen des Strommixes erst nach 2030 als signifikant höher angenommen.

Verfügbare Strommengen

Pfad 1: 2020: 54 , 2030: 54, 2040: 54, 2050: 54 [TWh]

Pfad 2: Angenommen mit zunehmender Steigung 2020: 54, 2030: 70, 2040: 140, 2050: 225 [TWh]

Pfad 3: Die Strommenge wird nicht mehr als limitiert angenommen. Es wird von entsprechenden politischen Rahmenbedingungen und hoher Akzeptanz in Deutschland ausgegangen, die es ermöglichen im Bedarfsfall trotz stärkerem Aufwuchs erneuerbarer Kapazitäten fehlenden Strom auch in großem Umfang aus dem Ausland zu importieren.

4.4.2 Annahmen zu Rohstoffverfügbarkeit und Kosten

Öl-/Gaspreis und Wechselkurs

Die Öl- bzw. Gaskosten werden in Anlehnung an das IEA-ETP 2 °C Szenario bis 2050 als für alle Pfade konstant bei 98 \$/bl. festgelegt. Dies ermöglicht es, die Ergebnisse unbeeinflusst von den deutlichen Auswirkungen eines stark veränderlichen Öl- bzw. Gaspreises zu bewerten. Der Wechselkurs \$-€ wird ebenfalls als konstant angenommen mit \$ 1,20 = 1,00 €.

Rohstoffe

Bilanziert werden als Besonderheit dieser Roadmap auch die Kohlenstoff-Gehalte der Rohstoffe. Dabei werden als Inputströme der in den Edukten enthaltene Kohlenstoff sowie der in den Produkten enthaltene Kohlenstoff als Outputstrom berücksichtigt.

Dies weitet den Scope der Betrachtung erheblich auf den Scope 3 aus. Dadurch wird ermöglicht, auch Minderungsbeiträge abzubilden, die z. B. durch die Nutzung alternativer Rohstoffe wie Wasserstoff aus Erneuerbaren Energien (ggf. auch produziert im Ausland) oder biogener Stoffe entstehen. Ferner können so auch Effekte einer veränderten Kreislaufführung von Kohlenstoff abgebildet werden.

Naphtha ist einer der wichtigsten Rohstoffe fossilen Ursprungs für die chemische Industrie. Dem wird dahingehend Rechnung getragen, als dass sein stofflicher Kohlenstoff-Eintrag vollumfänglich berücksichtigt wird. Der energetische Eintrag bei der Herstellung in den Raffinerien hingegen wird aufgrund der gängigen Branchenabgrenzung nicht eingerechnet.

Obwohl das für die Chemieindustrie bedeutsame Naphtha aus Raffinerien stammt und es aus heutiger Sicht nicht vorhersagbar erscheint, wie sich der Raffineriesektor in Europa mit Blick auf seine Wettbewerbs- und Absatzsituation entwickeln wird, wird aufgrund der gewählten Abgrenzung und dem Fokus dieser Roadmap auf Treibhausgas-Emissionen stark vereinfachend angenommen, dass Naphtha stets in für die Chemie ausreichender Menge verfügbar ist.

Über die zunehmende Deckung des Kohlenstoffbedarfs aus diversen Quellen, so etwa CO₂, Biomasse und Sekundärrohstoffe wie Kunststoffabfälle hinaus nehmen die Autoren hilfsweise an, dass der verbleibende Naphtha-Bedarf der Chemieindustrie in Zukunft ggf. vollständig aus der Fischer-Tropsch-Synthese oder durch Importe (ohne Eintrag fossilen Kohlenstoffs) bedient werden kann, wenn Vorketten nicht mehr wie bisher zur Verfügung stehen sollten. Ein Restanteil der Nachfrage muss ggf. auch noch im Jahr 2050 aus fossilen Quellen, ggf. Importen, gedeckt werden.

Für Biomasse ist von der Nutzung nachhaltiger, nicht als Lebensmittel geeigneter Rohstoffe auszugehen. Da Biomasse eine limitierte Ressource darstellt, die auch von anderen Sektoren in Anspruch genommen wird, u. a. Bioenergie und Biokraftstoffe, beschränkt sich die Betrachtung im Rahmen dieser Roadmap auf verfügbare Reststoffe. Die Studie „Biomassepotenziale von Rest- und Abfallstoffen – Status Quo in Deutschland“ von 2015 [20] weist ein technisches Biomasse-Reststoffpotenzial (holz- und forstwirtschaftliche Reststoffe, Nebenprodukte aus der Landwirtschaft, Siedlungsabfälle, industrielle Reststoffe und Reststoffe von sonstigen Flächen) in Deutschland von 98,4 Mio t (Trockenmasse) aus, von denen 30,9 Mio t

18 Die mit dem Strombedarf verbundenen Emissionen folgen im zeitlichen Verlauf dem angenommenen Strommix wie oben wiedergegeben, unabhängig davon, woher der Strom stammt.

19 <https://www.dena.de/themen-projekte/projekte/energiesysteme/dena-leitstudie-integrierte-energiewende/>

20 <https://mediathek.fnr.de/broschuren/sammlungen/schriftenreihe-nr/band-36-biomassepotenziale-von-rest-und-abfallstoffen.html>

ungenutzt sind. Letztere Zahl ist als Obergrenze für den Technologiepfad (Pfad 2) zu betrachten.

Kreislaufwirtschaft

Die Kreislaufwirtschaft wird im Rahmen dieser Roadmap nicht umfassend in ihrem gesamten Potential betrachtet. Berücksichtigt werden im Wesentlichen zwei Komponenten:

- die Nutzung von CO₂ als alternative Kohlenstoffquelle für die Synthese von Basischemikalien;
- das Recycling von Kunststoffabfällen zur Herstellung von Rezyklaten (mechanisches Recycling) bzw. als Rohstoff (chemisches Recycling) für die Synthese von Olefinen und Aromaten.

CO₂ als Rohstoff kann aus verschiedenen Quellen stammen: fossile Kraftwerke, die mit zunehmendem Umbau des Energiesektors bis 2050 nicht mehr vorhanden sind, industrielle Punktquellen wie Chemieanlagen, Zementwerke und Stahlwerke aber auch kleinere Emittenten wie Biogasanlagen oder auch Brauereien. Im betrachteten Zeitraum bis 2050 stehen prinzipiell ausreichende CO₂-Mengen für die Versorgung der hier betrachteten CO₂-basierten Prozesse zur Verfügung. Bilanzell wird CO₂ als Rohstoff als negative Emission angerechnet, unabhängig davon, ob es aus einer fossilen oder biogenen Quelle stammt. Auch aus einer fossilen Quelle führt die Rückführung von CO₂ in den Stoffkreislauf zur Vermeidung fossiler Rohstoffe, die sonst letztendlich als zusätzliches CO₂ neu zur Emission beitragen würden.

Zukünftig kann auch die Gewinnung von CO₂ aus der Luft durch das sog. Direct Air Capture (DAC) eine Rolle spielen, diese Option wird hier aufgrund der geringen Konzentration in der Luft und des erheblichen Energieaufwands nicht als prioritär eingestuft.

Das in sich komplexe Thema des Kunststoffrecyclings wird durch verschiedene Parameter abgebildet. Beispielhaft ist die Stoffstromstudie „CONVERSIO“^[10], an deren Erarbeitung die Akteure der Kunststoffwertschöpfungskette beteiligt waren und die eine Vielzahl von Daten enthält. Datengrundlage sind amtliche Statistiken wie u. a. Abfallbilanzen, eigene Erhebungen (Feldbefragung von über 2000 Unternehmen) und Expertenexplorationen. Die alle zwei Jahre durchgeführte Erhebung genießt Anerkennung in Politik, Behörden und Wissenschaft.

Erster Schritt ist die Bestimmung des Kunststofflebensweges, insbesondere verfügbarer Abfallmengen. Die Menge der für die weitere Erschließung von Recyclingpotentialen besonders relevanten Post-Consumer-Abfälle lag 2017 bei 5200 kt. Aus der CONVERSIO-Studie ist für diese eine durchschnittliche Wachstumsrate von 0,9 Prozent p. a. abzuleiten, die als Annahme fortgeschrieben

werden, so dass die verfügbaren Post-Consumer-Abfallmengen 2050 auf ca. 7 Mio. t anwachsen werden. Industrielle Produktionsabfälle verbleiben hingegen auf konstantem Niveau von derzeit 950 kt p. a. Diese Mengen werden für alle Pfade gleich angenommen.

Zur Berechnung der Recyclingmengen wird angenommen, dass die Abfallmengen erst für mechanisches Recycling zu Verfügung stehen und nur die Mengen, die nach dem mechanischem Recycling verbleiben, für das chemische Recycling zur Verfügung stehen.

Es wird entsprechend im zweiten Schritt ein Recyclinganteil definiert als Anteil der für mechanisches Recycling verfügbaren Abfälle aus den Gesamt- abfallmengen. Hierzu wird angenommen:

- Leichte Steigerung der bereits hohen Recyclingquoten für mechanisches Recycling bei Kunststoffproduktionsabfällen von 85 Prozent auf 90 Prozent (ab 2035 konstant).
- Weiteres Potential vorwiegend aus Post-Consumer-Abfällen; für das mechanische Recycling sind hier Limitierungen hinsichtlich Qualität und Marktakzeptanz der Rezyklate zu erwarten. Hierbei wird noch nach Verpackungen und restlichen Abfällen unterschieden:
 - » Verpackungen: Steigerung von heute 50 Prozent -> 70 Prozent bis 2035 (dann konstant)
 - » Restliche Post-Consumer-Abfälle: Steigerung von heute 20 Prozent -> 40 Prozent bis 2035 (dann konstant)

Im dritten Schritt wird auch eine Steigerung der Rezyklatausbeute angenommen aufgrund verbesserter Verfahren und Sammelsysteme: Steigerung von heute 68 Prozent -> 75 Prozent bis 2030 (dann konstant).

Daraus ergeben sich dann als vierter Schritt

- die Abfallmengen für mechanisches Recycling mit derzeit 3000 kt p. a., anwachsend auf 4500 kt im Jahr 2050, und in der Folge
- unter Berücksichtigung der Rezyklatausbeute die Rezyklatmenge mit 2100 kt p. a. Diese wächst (Compound Annual Growth Rate, CAGR) im Schnitt um 1,8 Prozent p. a. bis 2050 auf 3400 kt.

Die Produktion von neuen Kunststoffen (Virgin Material) wird als konstant angenommen, um die Konsistenz mit den Basischemie-Annahmen in dieser Roadmap zu wahren, unter diesen Annahmen wächst die Marktversorgung von primären und sekundären Kunststoffwaren in Deutschland leicht um durchschnittlich 0,2 Prozent p. a.

Aus dem bisher dargelegten wird im fünften Schritt abgeleitet, welche Mengen für das chemische Recycling verfügbar sind. Dabei werden nur vermischte Kunststoffabfälle betrachtet, andere organische Abfälle werden der Biomassenutzung zugeschlagen.

Annahme: Gesammelte Verpackungsabfälle, Produktionsabfälle und restl. Post-Consumer-Abfälle (diese werden zu 100 Prozent als verfügbar betrachtet, da bereits gesammelt), die nicht für mechanisches Recycling eingesetzt werden, stehen zu 100 Prozent für ein chemisches Recycling zur Verfügung. Es wird angenommen, dass diese für das chemische Recycling zur Verfügung stehenden Mengen zu folgenden Anteilen chemisch recycelt werden:

- 30 Prozent (ab 2030) -> wachsend auf 90 Prozent (2050) für Verpackungen und Produktionsabfälle.
- 10 Prozent (ab 2030) -> wachsend auf 40 Prozent (2050) für Restliche Post-Consumer-Abfälle.

Um daraus schließlich die durch chemisches Recycling ersetzten fossilen Rohstoffe zu ermitteln und bei den Scope-3-Emissionen eine entsprechende Gutschrift ausweisen zu können, sind im sechsten Schritt weitere Annahmen zum chemischen Recycling notwendig. Diese sind nur für die Pfade 2 und 3 relevant, da für Pfad 1 kein Einsatz neuer Technologien angenommen wird:

- Die Technologiereife (TRL 9) der thermochemischen Verfahren (Pyrolyse, Vergasung) wird frühestens 2030 erwartet.
- Die Effizienz (Kohlenstoffrecyclingrate) ist derzeit laut verfügbarer Literatur begrenzt (Vergasung ca. 46 Prozent; Pyrolyse ca. 45 Prozent). Ausgehend vom weiteren Entwicklungspotenzial für verschiedene Verfahren zum chemischen Recycling kann jedoch auch hier von erheblichen technologischen Verbesserungen ausgegangen werden, sodass dieser Wert bis 2050 linear auf 75 Prozent ansteigend angenommen wird.
- Der durchschnittliche Kohlenstoffgehalt in für das chemische Recycling nutzbaren Kunststoffabfällen liegt bei ca. 80 Prozent, von dem aber entsprechend der o. g. Kohlenstoffrecyclingrate ein Teil als Brennstoff zur Deckung der Prozessenergie dient.
- Als Rohstoffkosten für Mischfraktionen (Post-Consumer-Kunststoffabfälle) werden aktuell 200 €/t inkl. Kosten für die mechanische Aufbereitung der Abfälle, angenommen.[21]

4.4.3 Annahmen zur Wirtschaftlichkeit und internationaler Wettbewerbsfähigkeit

Investitionen

Der Gesamtumfang der Real-Investitionen wird abgeleitet aus Investitionsumfängen der letzten Jahre und einer seitens des VCI-Begleitkreises als maximal möglich erachteten Steigerungsrate. Da in den Pfaden 1 und 2 die verfügbaren Investitionsmittel begrenzt sind und im Pfad 2 besondere Investitionen in neue Technologien der Basischemie wesentlich sind für Emissionsreduktionen, werden diese für die Berechnungen gesondert budgetiert. Der derzeitige Anteil der Basischemie an den Investitionen der Chemie insgesamt beträgt nach Angaben des VCI rund 4/7, was rund 5 Mrd. €/a entspricht.

Ferner wird angenommen, dass die gesamten angenommenen jährlichen Investitionsbudgets einerseits komplett für die hier zu betrachtenden Maßnahmen zur Verfügung stehen, jedoch nicht genutzte Investitionsmittel (v. a. in 20er Jahren, z. B. weil neue Technologien erst später zur Verfügung stehen) nicht in die Zukunft budgeterhöhend übertragen werden können.

Verfügbare Investitionsbudgets

Pfad 1: 7 Mrd. € p. a.

Pfad 2: 8,5 Mrd. €/a, davon rund 5 Mrd. €/a in der Basischemie

Pfad 3: keine Begrenzung

Diskontsatz und staatliche Förderung

Der Diskontsatz reflektiert die betriebliche Betrachtungsweise. Er wird für alle Pfade einheitlich festgelegt, um die Vergleichbarkeit der Ergebnisse zu gewährleisten. Dafür sind nachfolgend dargestellte Annahmen erforderlich.

Pfad 1:

Ein aus betriebswirtschaftlicher Sicht realistischer Diskontsatz von 8 Prozent wird angenommen.

Pfade 2 und 3:

Der Diskontsatz von 8 Prozent wird weiterhin verwendet, wobei nicht davon ausgegangen wird, dass der Staat durch Subventionen den Bedarf an Investitionsmitteln (CAPEX) unterstützend reduziert. Um den Einfluss von Förderungen abzubilden, wird bei den Sensitivitätsanalysen im Kapitel 8 ein Beispiel mit und ohne einen Investitionszuschuss von 20 Prozent berechnet.

21 Eine Spannweite von 120-190 € gibt z. B. U. Schlotter, Müll und Abfall 2019, 5, 249-253 an. Stapf et al. (in: S. Thiel (Hrsg.), Energie aus Abfall. Bd.16, 357-375.) weisen 21 €/t für die mechanische Vorbehandlung aus.

Abschreibungszeitraum

Der Abschreibungszeitraum wird für die Roadmap in allen Pfaden auf einen festen Wert von 20 Jahren festgelegt.

Carbon Leakage-Schutz

Es wird vom Fortbestehen der derzeitigen, kürzlich im Zuge der Reform des EU-Emissionshandels überarbeiteten Carbon-Leakage-Schutzmaßnahmen ausgegangen. Darunter zu nennen ist die kostenlose Zuteilung von Emissionszertifikaten entsprechend der Europäischen Emissionshandelsrichtlinie (EH-RL) sowie die Strompreiskompensation für besonders Carbon Leakage-gefährdete stromintensive Industriezweige. Zur Berücksichtigung von CO₂-Kosten wird hier auf die diesbezüglichen Aussagen im Zusammenhang mit den angenommenen Strom und CO₂-Preisen verwiesen.

4.4.4 Annahmen zu Technologieverfügbarkeit und Einsatzzeitpunkt

Neue Technologien

Technology Readiness Levels (TRL) beschreiben den Reifegrad einer Technologie. Die Systematik ordnet Technologien auf einer Skala von 1 „Grundprinzipien beobachtet“ bis 9 „System funktioniert in operationeller Umgebung“ ein. In der Studie werden ab dem Pfad 2 Technologien berücksichtigt, die derzeit ein TRL ≥ 6 haben, für die also ein Technologietest in relevanter Umgebung erfolgt ist, üblicherweise als Technikums-Pilotanlage. Im betrachteten Portfolio sind daher u. a. die Ammoniak- und Methanolsynthesen aus Elektrolysewasserstoff, die Methanpyrolyse und der strombeheizte Cracker.

Annahmen für neue Technologien

Pfad 1: Es wird davon ausgegangen, dass keine neuen Technologien eingeführt werden.

Pfad 2: Es werden TRL ≥ 6 und die Zeitspanne für den Schritt zum nächst höheren TRL wird mit ca. 7 Jahren angenommen.

Pfad 3: Es werden TRL ≥ 6 und eine beschleunigte Markteinführung und -durchdringung angenommen.

Anlagenersatz

Der Anlagenersatz ist definiert als der Zeitraum, an dessen Ende die Summe aller Reinvestitionen in eine Bestandsanlage gleich der Investitionssumme in eine Neuanlage ist. Diese Definition basiert auf der Annahme jährlicher Instandhaltungskosten in Höhe von 3 Prozent der Investitionssumme der Anlage. Dazu werden konstante Produktion in einer Anlage und die Wettbewerbsfähigkeit deutscher Anlagen vorausgesetzt. Die Anlagenersatzzeiträume belaufen sich vor diesem Hintergrund überschlägig auf 50 a für Cracker, 30 a für Methanol- und Ammoniakanlagen sowie rund 10 a für Chlor-Anlagen.

Diese Annahmen gelten für alle Pfade gleich, fließen in die Berechnungen jedoch nicht direkt ein, weil hier keine Abbildung auf Anlagenebene erfolgt. Sie wurden in der Erarbeitung zur Plausibilisierung des sich in den Pfaden 2 und 3 ergebenden Technologiemixes herangezogen.

4.4.5 Zusammenfassung der Annahmen

Nachfolgend sind die Annahmen in Überblickstabellen zu den einzelnen Pfaden zusammengefasst dargestellt.

Tabelle 6: Pfad 1: Referenzpfad unter heutigen Bedingungen

Parameter	Einheit	2020	2030	2040	2050	
Annahmen zur Entwicklung der Chemischen Industrie in Deutschland						
1 Wachstum	Grundchemie	%/a	0	0	0	
	Spezialchemie (wertbasiert)	%/a	2	2	2	
2 Energie-Effizienzgewinne	Basischemie	%/a	0,5	0,2	0,05	
	Spezialchemie	%/a	2	0,75	0,25	
3 Standortenergieerzeugung	Erdgas/Erdöl/Kohle/ Erneuerbare E.	%	80/12/8/0	80/10/5/5	90/0/0/10	85/0/0/15
Annahmen zum Energiesystem und zu CO₂-Kosten						
4 Stromkosten		[ct/kWh]	4	5	4	
5 CO ₂ -Kosten		[€/t CO ₂]	25	40	70	100
6 Strombedingte Emissionen	Strom Mix Deutschland	[t CO ₂ /MWh]	0,47	0,24	0,13	0
7 Strombedarf/-menge	konst.	[TWh]	54	54	54	54
Annahmen zu Rohstoffverfügbarkeit und -kosten						
8 Preis fossile Brenn-/Rohstoffe	konst.	[\$/bl.]	98	98	98	98
9 Rohstoffe			Naphtha fossil, Erdgas			
10 Annahmen z. Kunststoffrecycl.			nur mechanisches Recycling			
Annahmen zur Wirtschaftlichkeit und internationaler Wettbewerbsfähigkeit						
11 Realinvestitionen	Gesamtumfang	[Mrd. €/a]	7	7	7	7
12 Diskontsatz		%	8	8	8	8
13 Abschreibungszeitraum		a	20	20	20	20
14 CL-Schutz	kostenlose Zuteilung		weiterhin	weiterhin	weiterhin	weiterhin
	Strompreiskompensation		weiterhin	weiterhin	weiterhin	weiterhin
	Investitionsunterstützung		keine	keine	keine	keine
Annahmen zu Technologieverfügbarkeit und Einsatzzeitpunkt						
15 Neue Technologien		TRL	keine	keine	keine	keine
16 Anlagensatz	Reinvestitionsrate	%/a	3	3	3	3

Tabelle 7: Pfad 2: Roadmap 2050 im Technologiepfad (Änderungen ggü. Pfad 1 in rot)

Parameter	Einheit	2020	2030	2040	2050	
Annahmen zur Entwicklung der Chemischen Industrie in Deutschland						
1 Wachstum	Grundchemie	%/a	0	0	0	
	Spezialchemie (wertbasiert)	%/a	2	2	2	
2 Energie-Effizienzgewinne	Basischemie	%/a	0,5	0,2	0,05	
	Spezialchemie	%/a	2	0,75	0,25	
3 Standortenergieerzeugung	Erdgas/Erdöl/Kohle/ Erneuerbare E.	%	80/12/8/0	65/10/5/20	60/0/0/40	50/0/0/50
Annahmen zum Energiesystem und zu CO₂-Kosten						
4 Stromkosten		[ct/kWh]	4	5	4	
5 CO ₂ -Kosten		[€/t CO ₂]	25	40	70	100
6 Strombedingte Emissionen	Strom Mix Deutschland	[t CO ₂ /MWh]	0,47	0,24	0,13	0
7 Strombedarf/-menge	konst. steigend, verfügbar	[TWh]	54	110	165	225
Annahmen zu Rohstoffverfügbarkeit und -kosten						
8 Preis fossile Brenn-/Rohstoffe	konst.	[\$/bl.]	98	98	98	98
9 Rohstoffe			Naphtha fossil, Erdgas, Biomasse und H ₂ aus EE			
10 Annahmen z. Kunststoffrecycl.			mechanisches und chemisches Recycling			
Annahmen zur Wirtschaftlichkeit und internationaler Wettbewerbsfähigkeit						
11 Realinvestitionen	Gesamtumfang	[Mrd. €/a]	8,5	davon 5 Mrd. Basischemie		
12 Diskontsatz		%	8	8	8	8
13 Abschreibungszeitraum		a	20	20	20	20
14 CL-Schutz	kostenlose Zuteilung		weiterhin	weiterhin	weiterhin	weiterhin
	Strompreiskompensation		weiterhin	weiterhin	weiterhin	weiterhin
	Investitionsunterstützung		keine	keine	keine	keine
Annahmen zu Technologieverfügbarkeit und Einsatzzeitpunkt						
15 Neue Technologien		TRL	≥ TRL 6	≥ TRL 6	≥ TRL 6	≥ TRL 6
16 Anlagensatz	Reinvestitionsrate	%/a	3	3	3	3
Weitere Annahmen zu Rohstoffkosten						
17 Kosten Trockenbiomasse		€/t	160	konstant über betrachteten Zeitraum		
18 Kosten Abfallkunststoffe		€/t	200	konstant über betrachteten Zeitraum		
19 Kosten CO ₂ als Rohstoff		€/t	25	konstant über betrachteten Zeitraum		

Tabelle 8: Pfad 3: Pfad zur Treibhausgasneutralität bis 2050 (Änderungen ggü. Pfad 1 in rot)

Parameter	Einheit	2020	2030	2040	2050	
Annahmen zur Entwicklung der Chemischen Industrie in Deutschland						
1 Wachstum	Grundchemie	%/a	0	0	0	
	Spezialchemie (wertbasiert)	%/a	2	2	2	
2 Energie-Effizienzgewinne	Basischemie	%/a	0,5	0,2	0,05	
	Spezialchemie	%/a	2	0,75	0,25	
3 Standortenergieerzeugung	Erdgas/Erdöl/Kohle/ Erneuerbare E.	%	80/12/8/0	65/0/0/35	55/0/0/45	0/0/0/100
Annahmen zum Energiesystem und zu CO₂-Kosten						
4 Stromkosten		[ct/kWh]	4	5	4	4
5 CO ₂ -Kosten		[€/t CO ₂]	25	40	70	100
6 Strombedingte Emissionen	Strom Mix Deutschland	[t CO ₂ /MWh]	0,47	0,24	0,13	0
7 Strombedarf/-menge	nicht mehr limitiert	[TWh]	-	-	-	-
Annahmen zu Rohstoffverfügbarkeit und -kosten						
8 Preis fossile Brenn-/Rohstoffe	konst.	[\$/bl.]	98	98	98	98
9 Rohstoffe			Biomasse, Naphtha aus Fischer-Tropsch-Synthese und H ₂ aus EE			
10 Annahmen z. Kunststoffrecycl.			mechanisches und chemisches Recycling			
Annahmen zur Wirtschaftlichkeit und internationaler Wettbewerbsfähigkeit						
11 Realinvestitionen	Gesamtumfang	[Mrd. €/a]	unbegrenzt	unbegrenzt	unbegrenzt	unbegrenzt
12 Diskontsatz		%	8	8	8	8
13 Abschreibungszeitraum		a	20	20	20	20
14 CL-Schutz	kostenlose Zuteilung		weiterhin	weiterhin	weiterhin	weiterhin
	Strompreiskompensation		weiterhin	weiterhin	weiterhin	weiterhin
	Investitionsunterstützung		keine	keine	keine	keine
Annahmen zu Technologieverfügbarkeit und Einsatzzeitpunkt						
15 Neue Technologien		TRL	≥ TRL 6	beschl. Markteinführung/-durchdringung		
16 Anlagensatz	Reinvestitionsrate	%/a	3	3	3	3
Weitere Annahmen zu Rohstoffkosten						
17 Kosten Trockenbiomasse		€/t	160	konstant über betrachteten Zeitraum		
18 Kosten Abfallkunststoffe		€/t	200	konstant über betrachteten Zeitraum		
19 Kosten CO ₂ als Rohstoff		€/t	25	konstant über betrachteten Zeitraum		

5. Technologien für eine Treibhausgasneutralität 2050

Die nachfolgend beschriebenen Technologien adressieren die Herstellung der mengenmäßig größten Grundchemikalien Chlor, Ammoniak und Harnstoff, Methanol, die Olefine Ethylen, Propylen und Butadien, sowie die Aromaten Benzol, Toluol und Xylol. Diese Grundchemikalien sind die Ausgangsstoffe für die Synthese aller weiteren chemischen Produkte. Ihre Produktion ist gleichzeitig für 75 Prozent der CO₂-Emissionen der chemischen Industrie verantwortlich.

5.1 Chlor-Alkali Elektrolyse

Die Chlor-Alkali Elektrolyse steht am Anfang wesentlicher chemischer Wertschöpfungsketten und ist an den Standorten in die Folgeprozesse hochintegriert. Sie stellt aus den Ausgangsstoffen Steinsalz und Wasser ihr Hauptprodukt Chlor stöchiometrisch in Kombination mit Wasserstoff und Natronlauge her.

Die Chlor-Alkali Elektrolyse ist der stromintensivste Prozess der chemischen Industrie. In Deutschland wurden 2017 insgesamt 4052 kt Chlor (Cl₂) [22] produziert. Die Chlor-Alkali Elektrolyse war damit verantwortlich für einen Stromverbrauch von rund 9,6 TWh und verursachte entsprechend rund 4,7 Mio. t CO₂ Emissionen im Scope 2 im Jahr 2017.

Die Chlor-Alkali Elektrolyse hat sich in drei Prozessvarianten durchgesetzt:

Das Membran-Verfahren ist in Deutschland mit einer Gesamtproduktionskapazität von 3361 kt Cl₂ [23] im Jahr 2018 das am weitesten verbreitete Verfahren. Rund ein Drittel der Anlagen wird als erster Prozessschritt in der PVC-Herstellung eingesetzt. Das Membranverfahren hat einen niedrigen Stromverbrauch pro produzierter Tonne Chlor. Eine Weiterentwicklung des Membranverfahrens über eine Sauerstoffverzehrkathode (SVK) reduziert den elektrischen Strombedarf erheblich, produziert aber im Gegenzug keinen Wasserstoff mehr. Je nach Folgeprozess muss die entstehende

Natronlauge auf die benötigten Spezifikationen unter zusätzlichem Energieaufwand aufkonzentriert werden.

Das Diaphragma-Verfahren findet nur in zwei Standorten in Deutschland Verwendung, mit einer Gesamtproduktionskapazität von 1110 kt Cl₂ [23], im Jahr 2018, darunter der größten Einzelstandortkapazität in Stade bei DOW. Das Diaphragma-Verfahren zeichnet sich ebenfalls durch einen niedrigen spezifischen Strombedarf aus. Die entstehende Natronlauge ist geringer konzentriert als in den anderen Verfahren, wird jedoch an beiden Standorten für die Epichlorhydrin-Synthese direkt weiterverarbeitet.

Das klassische Amalgam-Verfahren fällt unter das Minamata-Protokoll [24,25]. Innerhalb der EU haben die letzten Anlagen Ende 2017 ihre Produktion eingestellt. Ein verwandter Prozess zur Herstellung von Alkoholaten statt Natronlauge wird in Deutschland an zwei Standorten mit einer Gesamtkapazität von 247 kt Cl₂ im Jahr 2018 weiterhin betrieben. In dem Prozess entsteht die Lauge in einer höheren Konzentration. Als Koppelprodukte fallen Chlor und Wasserstoff an. Auch diese Verfahren fallen unter das Minamata-Protokoll und werden spätestens 2027 ihre Produktion einstellen. Diese Amalgam-basierten Verfahren haben den höchsten spezifischen Stromverbrauch der hier betrachteten Verfahren.

Der spezifische Stromverbrauch für die Herstellung der elektrochemischen Einheit (stöchiometrisches Verhältnis von Cl₂, H₂ und NaOH) der in Deutschland 2016 installierten Anlagen ist in Abbildung 6 dargestellt.

Bei der Chlor-Alkali Elektrolyse handelt es sich um eine reife Technologie, die aber weiterhin optimiert und verbessert wird. Sie ist bereits ein vollelektrifizierter Prozess, wenn man von der ggfs. notwendigen Aufkonzentration der Lauge absieht. Die Technologie hat keine prozessbedingten CO₂-Emissionen (Scope 1) und auch keine dem Feedstock zuzuordnenden Emissionen (Scope 3), da die Produkte keinen Kohlenstoff enthalten. Im Scope 2 hingegen fallen die CO₂-Emissionen an, die aufgrund des benötigten Stroms in dessen Erzeugung entstehen.

22 VCI Chemiewirtschaft in Zahlen, aufgerufen am 18.07.2019, <https://www.vci.de/die-branche/zahlen-berichte/chemiewirtschaft-in-zahlen-online.jsp>

23 Eurochlor, Chlor-alkali Industry Review 2017/2018, aufgerufen am 18.9.2019, https://www.eurochlor.org/wp-content/uploads/2019/06/EuroChlor-IndustryReview2018NewPages_V05-pbp.pdf

24 Amtsblatt der Europäischen Union, Verordnung (EU) 2017/852 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 17. Mai 2017 über Quecksilber und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1102/2008 (Text von Bedeutung für den EWR). <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32017R0852&from=EN>

25 Minamata-Convention on Mercury, United Nations Environment Programme (UNEP), Nairobi, beschlossen am 10.10.2013, in Kraft getreten am 16.8.2017. https://treaties.un.org/doc/Treaties/2013/10/20131010_2011-16_20AM/CTC-XXVII-17.pdf

Tabelle 9: Annahmen und Parameter für Chlor

Verfahren	Produktionskapazität kt/Cl ₂	Prozentualer Anteil %	Produktion ktCl ₂ /a	Spezifischer elektrischer Energiebedarf MWh/ECUkt _{Cl₂}
Membran	3341	71,0 %	2839	2,36
Membran (SVK)	20	0,4 %	17	1,75
Diaphragma	1100	23,4 %	935	2,32
Alkoholat über Amalgam	247	5,2 %	209	3,18
Gesamt	4708	100 %	4000	2,39

Des Weiteren wird angenommen, dass die Chlor-Produktion, die auf Amalgam-Anlagen zur Herstellung von Alkoholat beruht, bis 2027 auf voller Produktion läuft und dann durch Membran-Anlagen ersetzt wird. Alle Anlagen folgen der allgemeinen Effizienzverbesserung für Basischemikalien. Die gekoppelte Wasserstoffproduktion steht für eine weitere Verwendung zur Verfügung.

wie im Fall von Ammoniak, im Primärreformer zur Entfernung des Luftsauerstoffs verbrannt und führt somit zu energetisch bedingten CO₂-Emissionen.

Es sind somit alternative Verfahren zur Wasserstoffbereitstellung erforderlich, bei denen energetische und stoffliche CO₂-Emissionen vermieden werden.

5.2 Bereitstellung von Wasserstoff

Ein zentraler Grundstoff für die Herstellung der nachfolgend beschriebenen Petrochemikalien ist Wasserstoff. So werden z.B. für die Ammoniaksynthese in Deutschland stöchiometrisch 460 kt Wasserstoff benötigt, für die Methanolsynthese 200 kt. Der erforderliche Wasserstoff wird bisher üblicherweise aus fossilen Rohstoffen erzeugt, in der deutschen chemischen Industrie überwiegend aus Erdgas durch Dampfreformierung. Aus der zuvor beschriebenen Chlor-Alkali-Elektrolyse (siehe Kap. 5.1) resultieren in Deutschland außerdem 115 kt Wasserstoff als Neben- bzw. Koppelprodukt. [27] Der Wasserstoff aus der Chlor-Alkali-Elektrolyse reicht aber bei weitem nicht aus, um den Bedarf zu decken.

Aus dem derzeit überwiegend verwendeten Verfahren zur Wasserstofferzeugung, der Dampfreformierung von Erdgas, resultiert ein Gemisch aus Kohlenmonoxid und Wasserstoff. In der Wassergasshift-Reaktion wird CO ganz oder teilweise zu CO₂ konvertiert und dabei zusätzlicher Wasserstoff gebildet. Die Dampfreformierung ist mit prozessbedingten CO₂-Emissionen verbunden. Auch wenn, bei Produkten wie Methanol, der Kohlenstoff in Form von CO und CO₂ im Synthesegas vollständig im Produkt gebunden wird, so resultieren am Ende des Produktlebensweges die dem Kohlenstoffgehalt äquivalenten CO₂-Emissionen (im Scope 3). Darüber hinaus wird im Prozess ein Teil des Erdgases zur Wärmebereitstellung genutzt oder,

5.2.1 Wasserelektrolyse

Der in aktuellen Technologieentwicklungen am stärksten verfolgte Ansatz zur Wasserstoffbereitstellung ist die elektrolytische Spaltung von Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff. Die Wasserelektrolyse ist Gegenstand zahlreicher Studien und wissenschaftlicher Publikationen (z. B. [28]) und soll daher im Rahmen dieser Roadmap nicht detailliert beschrieben werden. Stand der Technik ist die alkalische Elektrolyse unter Einsatz einer 20-40 prozentigen Kalilauge als Elektrolyt und nickelbeschichteten Elektroden. Die Halbzellen sind durch ein Diaphragma voneinander getrennt. Die alkalische Elektrolyse kann sowohl unter Druck als auch drucklos betrieben werden und wird von verschiedenen Herstellern mit Kapazitäten von bis zu einigen Hundert Normkubikmetern pro Stunde angeboten. Der Energiebedarf ist bei drucklosen Systemen geringer als bei Druckelektrolyseuren, im letzteren Fall liegt er bei ca. 4,6 kWh/Nm³ Wasserstoff, es wird eine weitere Reduktion auf 4,4 kWh/Nm³ bis 2050 erwartet [29]. Dieser Wert entspricht 51,6 MWh/t Wasserstoff.

Für die Polymer-Elektrolyt-Membran (PEM) Elektrolyse werden ein polymerer Festelektrolyt und eine katalysatorbeschichtete protonendurchlässigen Polymermembran eingesetzt, wodurch reines Wasser statt Kalilauge verwendet werden kann. PEM-Elektrolyseure sind einfacher aufgebaut und Zellen können mit deutlich höheren Stromdichten und bei

27 Dieser Wasserstoff kann bereits heute als THG-neutral betrachtet werden, da sich die Emission vollständig der Herstellung von Chlor zuordnen lässt.

28 Smolinka et.al., NOW-Study: Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien, Fraunhofer ISE, 2011

29 Studie IndWEde Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland: Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme, NOW GmbH 2018

Drücken bis 100 bar betrieben werden. Der Energieverbrauch und insbesondere die Kosten liegen derzeit noch über denen der alkalischen Elektrolyse, es wird jedoch erwartet, dass diese sich angleichen [29].

Der Strombedarf der Elektrolyse kann im Fall der Hochtemperaturelektrolyse erheblich reduziert werden. Hier wird ein sauerstoffionenleitender Festelektrolyt eingesetzt. Die Elektrolyse wird bei 700-1000 °C mit Dampf betrieben, durch die Kopplung mit der Rekuperationswärme geeigneter exothermer Prozesse wird die Verdampfungsenthalpie des Wassers durch Strom aufgebracht. Der Strombedarf liegt heute bei ca. 3,8 kWh/Nm³ und soll sich zukünftig auf ca. 3,6 kWh/Nm³ reduzieren lassen [29]. Diese Technologie ist jedoch am wenigsten weit entwickelt und wurde bisher nur vereinzelt in Pilotanlagen eingesetzt.

Tabelle 10 gibt die Charakteristika der Elektrolyse-technologien und Prognosen bis 2050 an. Die Zahlen entsprechen denen in der Studie IndWEDe [29], die auf einer umfangreichen Branchenumfrage und Interviews mit Akteuren aus der Elektrolyseindustrie basiert. Wesentliche technische und ökonomische Parameter für die Wasserelektrolyse sind in Tabelle 11 aufgeführt.

Tabelle 10: Charakteristika Wasserelektrolyse nach [29]

		Alkalisch	PEM	HT
TRL		8-9	7-8	5-6
Energiebedarf [kWh/Nm ³]	heute	4,6	4,8	3,8
	2050	4,4	4,4	3,6
Betriebsdruck [bar]	heute	0-20	30	<5
	2050	90	90	20
Lebensdauer Stack [h]	heute	60.000	40.000	20.000
	2050	125.000	140.000	80.000

Tabelle 11: Übersicht Parameter der Wasserelektrolyse

Übersicht Wasserelektrolyse	
Wasserbedarf stöchiometrisch [tH ₂ O/tH ₂]	8,9
Strombedarf [MWh/tH ₂]	51,6
CO ₂ -Emissionen aus Strom (2020) [tCO ₂ /tH ₂]	24,4
CO ₂ -Emissionen aus Strom (2050) [tCO ₂ /tH ₂]	0
Investitionskosten (2020) [€/tH ₂]	8000
Investitionskosten (2050) [€/tH ₂]	2000
CAPEX (2020) [€/tH ₂]	1865
OPEX (2020) [€/tH ₂]	400

Im Rahmen der vorliegenden Roadmap wird vom Einsatz der alkalischen und der PEM-Elektrolyse ausgegangen.

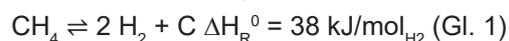
Die angenommenen Investitionskosten liegen bei heute 8000 €/t Wasserstoff entsprechend 1500 €/kW,

die in [29] als Kapitalkosten für die PEM-Elektrolyse angegeben sind. Bis 2050 wird eine lineare Kosten-degression angenommen, so dass die Investitionskosten dann bei 2000 €/t Wasserstoff liegen.

Die Bereitstellungskosten für Wasserstoff hängen wesentlich von den Kosten des eingesetzten Stroms ab, der in dieser Roadmap weitgehend konstant bei 4 ct/kWh (mit Peak von 5 ct 2030) angenommen wird. Es ist außerdem zu betonen, dass in den Technologiebetrachtungen auf Basis der Wasserelektrolyse der nachfolgenden Kapitel von einer konstanten Stromversorgung der Elektrolyseure ausgegangen wird. Ein Betrieb von Elektrolyseuren in Teillast, abhängig von der zeitlichen Verfügbarkeit erneuerbarer Energiequellen, wird nicht betrachtet.

5.2.2 Methanpyrolyse

Eine weitere Möglichkeit der Bereitstellung von Wasserstoff unter Vermeidung von energetischen oder stofflichen CO₂-Emissionen stellt die Methanpyrolyse dar, die thermische nicht-katalytische Spaltung von Methan in Wasserstoff und Kohlenstoff bei hohen Temperaturen nach.



Im Vergleich zur Dampfreformierung mit Wassergas-shift stellt die Pyrolyse nur die Hälfte des Wasserstoffs bezogen auf das eingesetzte Methan zur Verfügung. Sofern der Wärmebedarf nicht aus der Verbrennung von Methan, sondern elektrisch aus erneuerbaren Energiequellen erfolgt, wird bei der Methanpyrolyse nur wenig CO₂ gebildet (siehe folgende Ausführungen). Die Methanpyrolyse wird aktuell in Forschungs- und Pilotierungsprojekten verfolgt, u.a. durch BASF, Linde und ThyssenKrupp [30] oder der US-Firma Monolith [31]. Auch andere technologische Ansätze, wie die thermokatalytische Methanspaltung werden verfolgt [32]. Aktuell liegt der TRL für die Methanpyrolyse bei 5-6, die technische Einsatzreife ist ab 2040 zu erwarten. Eine energetische und CO₂-Bilanzierung sowie Kostenbetrachtung der Methanpyrolyse erfolgte durch Machhammer et al. in einer frühen Entwicklungsphase der Technologie [33]. Stöchiometrisch werden 3,98 t Methan pro Tonne Wasserstoff benötigt, im realen Prozess liegt der Methanbedarf durch Verluste nach aktuellen FuE-Erkenntnissen ca. 0,5 t höher. Die CO₂-Emissionen aus diesen Verlusten (vor allem nicht umgesetztes Methan) liegen bei maximal 0,26 t pro t Wasserstoff, sofern verbleibende Purge-Gasströme verbrannt werden. Dies entspricht lediglich 5 Prozent der Emissionen der Dampfreformierung.

30 A. Bode, D. W. Agar, K. Bükler, V. Göke, M. Hensmann, U. Janhsen, D. Klingler, J. Schlichting, S. A. Schunk, in Proc. of the World Hydrogen Energy Conference, Gwangju, Juni 2014.

31 <http://monolithmaterials.com/>

32 K. Srilatha, D. Bhagawan, S. Shiva Kumar, V. Himabindu, South African Journal of Chemical Engineering 2017. 24, 156-167.

33 O. Machhammer, A. Bode, W. Hormuth, Chem. Eng. Technol. 2016, 39, No. 6, 1185-1193.

Eine vollständige Reduktion dieser Emissionen ist z. B. durch eine zusätzliche Methanabtrennung aus dem Purge-Gas oder eine Methanisierung des CO₂ aus der Verbrennung und Rückführung in den Kreislauf denkbar, kann aber erst entwickelt werden, wenn das Methanpyrolyseverfahren weiter ausgearbeitet ist. Der Strombedarf für die Beheizung der Pyrolyse und die Kompression des erzeugten Wasserstoffs von 2 auf 70 bar liegt bei 9,5 MWh pro t Wasserstoff. Der Energiebedarf der Wasserstoffbereitstellung über die Methanpyrolyse ist somit deutlich geringer als der einer Wasserelektrolyse. Die elektrische Beheizung der Methanpyrolyse ist technisch aufwändig und die Investitionskosten liegen geschätzt initial bei 3500 €/t Wasserstoff, wobei gegenüber einer Erstanlage langfristig eine deutliche Kostendegression zu erwarten ist. Koppelprodukt der Methanpyrolyse ist ein relativ reines Kohlenstoffprodukt, das potentiell u. a. als Ersatz von Kohle im Kokere- und Hochofenprozess oder in der Aluminiumherstellung eingesetzt werden kann. Für diese Anwendungen ist jedoch zu beachten, dass nach den für diese Roadmap angesetzten Bilanzierungsregeln für diesen Kohlenstoff wieder entsprechende CO₂-Emissionen fossilen Ursprungs entstehen [34]. Die Bilanz ist hingegen wieder ausgeglichen, wenn Methan aus Biogas eingesetzt wird. Produktseitig kann sogar eine Senke resultieren, wenn das Kohlenstoffprodukt als Humusbildner in der Landwirtschaft eingesetzt werden kann oder eine Deponierung als Feststoff erfolgen würde – beides ist hier nicht angenommen. Pro Tonne Wasserstoff aus Methanpyrolyse entstehen ca. 3,3 Tonnen Kohlenstoff. Für die Berechnung der spezifischen Produktionskosten wird analog zu Machhammer et al. [34] eine Gutschrift von 200 € pro Tonne Kohlenstoff als Nebenprodukt angesetzt. Tabelle 12 fasst die wichtigsten Parameter für die Methanpyrolyse zusammen.

Tabelle 12: Übersicht Parameter der Methanpyrolyse

Übersicht Methanpyrolyse	
Methanbedarf stöchiometrisch [tCH ₄ /tH ₂]	3,98
Methanverluste [tCH ₄ /tH ₂]	0,5
Strombedarf [MWh/tH ₂]	9,5
Kohlenstoff als Koppelprodukt [t/tH ₂]	3,3
CO ₂ -Emissionen stofflich aus Methanverlusten [tCO ₂ /tH ₂]	max. 0,26
CO ₂ -Emissionen aus Strom (2020) [tCO ₂ /tH ₂]	4,56
CO ₂ -Emissionen aus Strom (2050) [tCO ₂ /tH ₂]	0
Investitionskosten [€/t H ₂] (konstant, keine Kostendegression angenommen)	3500
CAPEX	1630
OPEX	175

5.2.3 Weitere Verfahren zur Bereitstellung von Wasserstoff

Weitere Verfahren zur Bereitstellung von Wasserstoff umfassen die Vergasung von Biomasse und organischen Sekundärrohstoffen wie Plastik sowie solarthermische Verfahren. Aus den Vergasungsverfahren resultieren Wasserstoff sowie CO bzw. CO₂, die als Synthesegas in verschiedenen petrochemischen Verfahren zum Einsatz kommen, sie werden daher an anderer Stelle beschrieben.

Die solarthermische Wasserspaltung ist, wie die Wasserelektrolyse, Gegenstand intensiver Forschungsanstrengungen. Eine industrielle Einsatzreife ist in den nächsten 15 Jahren zu erwarten, Deutschland hat für diese Verfahren jedoch gegenüber anderen, sonnenreicheren Regionen, einen prinzipiellen Standortnachteil und die Investitionskosten sind gegenüber anderen Verfahren sehr hoch, so dass sie hier nicht näher betrachtet werden. Eine technoökonomische Betrachtung ist u. a. bei Moser et al. zu finden [35]. Die derzeit größte Testanlage zur solarthermischen Wasserspaltung mit 750 kW Leistung wird unter maßgeblicher Beteiligung des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt (DLR) im Rahmen des Projekts Hydrosol_Plant in Almeria/Spain betrieben [36].

5.2.4 Ammoniaksynthese

Die Ammoniaksynthese gehört zu den mengenmäßig größten petrochemischen Prozessen. In Deutschland wurden 2017 3,13 Mio. Tonnen Ammoniak produziert. Abb. 7 stellt die verschiedenen Pfade zu Ammoniak und darauf aufbauend zu Harnstoff dar.

Die konventionelle Ammoniaksynthese in Deutschland beruht auf der Umsetzung von Wasserstoff aus der Dampfreformierung von Erdgas (siehe Kap. 5.2) mit Stickstoff an einem Eisenkatalysator bei 150-350 bar und 450-550 °C. Nach der Entschwefelung wird das Feedgas im Primärreformer mit Dampf gemischt, in dem ca. 60 Prozent des eingesetzten Erdgases in einer stark endothermen Reaktion zu Synthesegas umgesetzt wird. Die Bereitstellung des Stickstoffs erfolgt durch Entfernung des Luftsauerstoffs durch Verbrennung eines Teils des Erdgases im Sekundärreformer. Das resultierende Prozessgas enthält 12-15 Prozent Kohlenmonoxid, das durch Wassergasshift in CO₂ und weiteren Wasserstoff konvertiert wird. Nach anschließender Säuregaswäsche erfolgt die eigentliche Ammoniaksynthese. Strombedingte Emissionen eingerechnet liegen die CO₂-Emissionen dieses Pro-

34 Dies bedeutet, dass die Emissionsreduktion aus der Verdrängung anderer fossiler Brenn-/Einsatzstoffe in anderen Sektoren im gewählten Vorgehen dieser Roadmap nicht zu einer Minderung der hier der Chemieindustrie zugeordneten Scope 3-Emissionen führt.

35 M.Moser, M. Pecchi, T. Fend, *Energies* 2019, 12, 352-369.

36 <http://www.hydrosol-plant.certh.gr/>

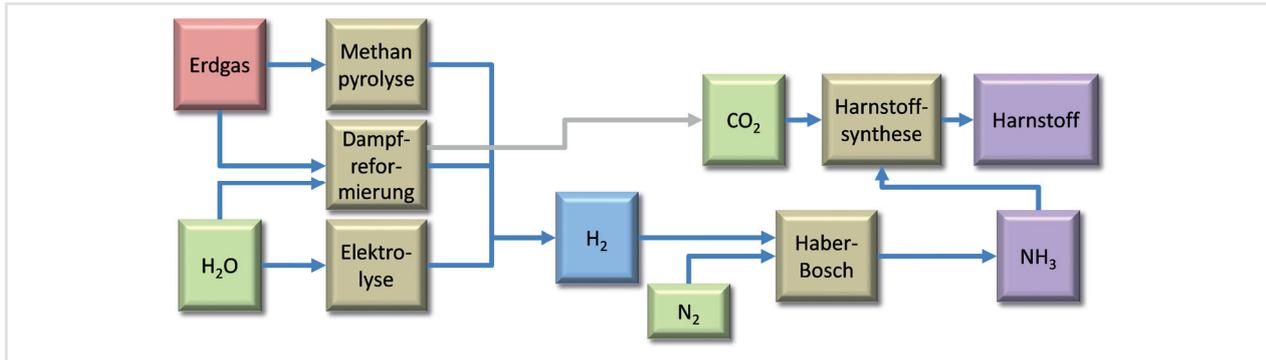


Abbildung 7: Vereinfachte schematische Darstellung der Verfahren zur Ammoniaksynthese.

zesses bei 2,5 t/t Ammoniak. Der Prozess exportiert netto Dampf in Höhe von ca. 4,3 GJ/t Ammoniak.

Die alternativen, emissionsarmen Verfahren beruhen auf der Bereitstellung von Wasserstoff über die in Kap. 5.2.1 beschriebene Wasserelektrolyse oder die in Kap. 5.2.2 beschriebene Methanpyrolyse. Der stöchiometrische Wasserstoffbedarf für Ammoniak liegt bei 177,5 kg/t. Bei beiden alternativen Verfahrensvarianten werden neben den energetisch bedingten Emissionen auch die rohstoffbedingte Bildung von 1,2 Tonnen CO₂ pro Tonne Ammoniak aus Methan vermieden.

5.2.5 Ammoniak aus Elektrolyse-Wasserstoff

Bei der Synthese von Ammoniak aus Elektrolyse-Wasserstoff ersetzt die Wasserelektrolyse die Reformierung. Eine CO₂-Wäsche ist nicht erforderlich, dafür muss aber reiner Stickstoff separat bereitgestellt werden, da keine Entfernung von Sauerstoff aus Luft im Sekundärreformer stattfindet. Dies erfordert üblicherweise eine Luftzerlegungsanlage als zusätzliche Investition. Ein Dampfexport, wie beim erdgasbasierten Verfahren, erfolgt nicht. Tabelle 13 fasst die wesentlichen Parameter für diesen Syntheseweg zusammen.

Tabelle 13: Parameter für Ammoniak aus Elektrolyse-Wasserstoff und Stickstoff aus Luftzerlegung

Bezug: 1 t NH ₃		
Strombedarf Elektrolyse [MWh/t] (bezogen auf 4,3 kWh/Nm ³ H ₂)		9,17
Strombedarf Utilities [MWh/t]		1,72
Strombedingte CO ₂ -Emissionen [tCO ₂ /t]	2020	5,16
	2030	2,89
	2050	0
Rohstoffliche CO ₂ -Emissionen [tCO ₂ /t]		0
CO ₂ -Äquivalente im Produkt [tCO ₂ /t]		0
Investitionskosten 2020 [€/t]		1823
Investitionskosten 2050 [€/t]		855
Spez. Produktionskosten 2020 [€/t]		1045
Spez. Produktionskosten 2050 [€/t]		620
Kostenparität gegenüber konventionellen, nicht abgeschriebenen Anlagen [Jahr]		2039

Der Gesamtenergiebedarf des Prozesses liegt bei 10,89 MWh/t NH₃ bzw. 39,2 GJ/t und ist dominiert durch die Wasserelektrolyse, die über 80 Prozent des Energiebedarfs ausmacht. Bei den CO₂-Emissionen gibt es, wie bereits erläutert, keine rohstofflichen Anteile, da kein fossiler Brennstoff zum Einsatz kommt. Da Ammoniak selbst keinen Kohlenstoff enthält, resultieren außerdem keine CO₂-Emissionen am Produktlebensende. Die Emissionen sind somit komplett strombedingt und folgen dem Verlauf der Emissionen des Strommixes. Die spezifischen Investitionskosten von etwas über 1800 €/t setzen sich aus der Elektrolyse, Luftzerlegung, Ammoniakreaktor und weiteren Utilities zusammen, wobei die Elektrolyse dominiert. Die Investitionskosten liegen aktuell einen Faktor 2,7 über denen einer konventionellen Anlage (siehe aber Diskussion zur Kostendegression am Ende von Kap. 5.2.1).

Abbildung 8 zeigt einen Vergleich der Produktionskosten und CO₂-Emissionen der elektrolysebasierten gegenüber der konventionellen Ammoniaksynthese im zeitlichen Verlauf. Effekte der Kostendegression und des sich verändernden Emissionsfaktors des deutschen Strommixes sind in der Berechnung berücksichtigt. Die in der Abbildung angegebenen blauen Balken markieren verschiedene Zeitpunkte, die für die Implementierung der alternativen Technologie relevant sind.

Der Balken bei 2031 zeigt das Erreichen der industriellen Technologiereife an, ab der die elektrolysebasierte Ammoniaksynthese und alle dazu gehörigen Prozesskomponenten für die industrielle Synthese einsatzbereit sind. Es sei an dieser Stelle angemerkt, dass TRL 9 für eine elektrolysebasierte Ammoniakanlage nicht gleichbedeutend mit einer gleichen Produktionskapazität wie eine konventionelle Anlage ist. Konventionelle, erdgasbasierte Ammoniakanlagen weisen eine Kapazität von mehr als 3000 Tagestonnen auf, die übertragen auf einen elektrolysebasierten Prozess, extrem große Elektrolyseure mit GW-Leistung erfordern würde. Es ist zu erwarten, dass elektrolysebasierte Ammoniakanlagen mindestens einen Faktor 10 kleiner sein werden.

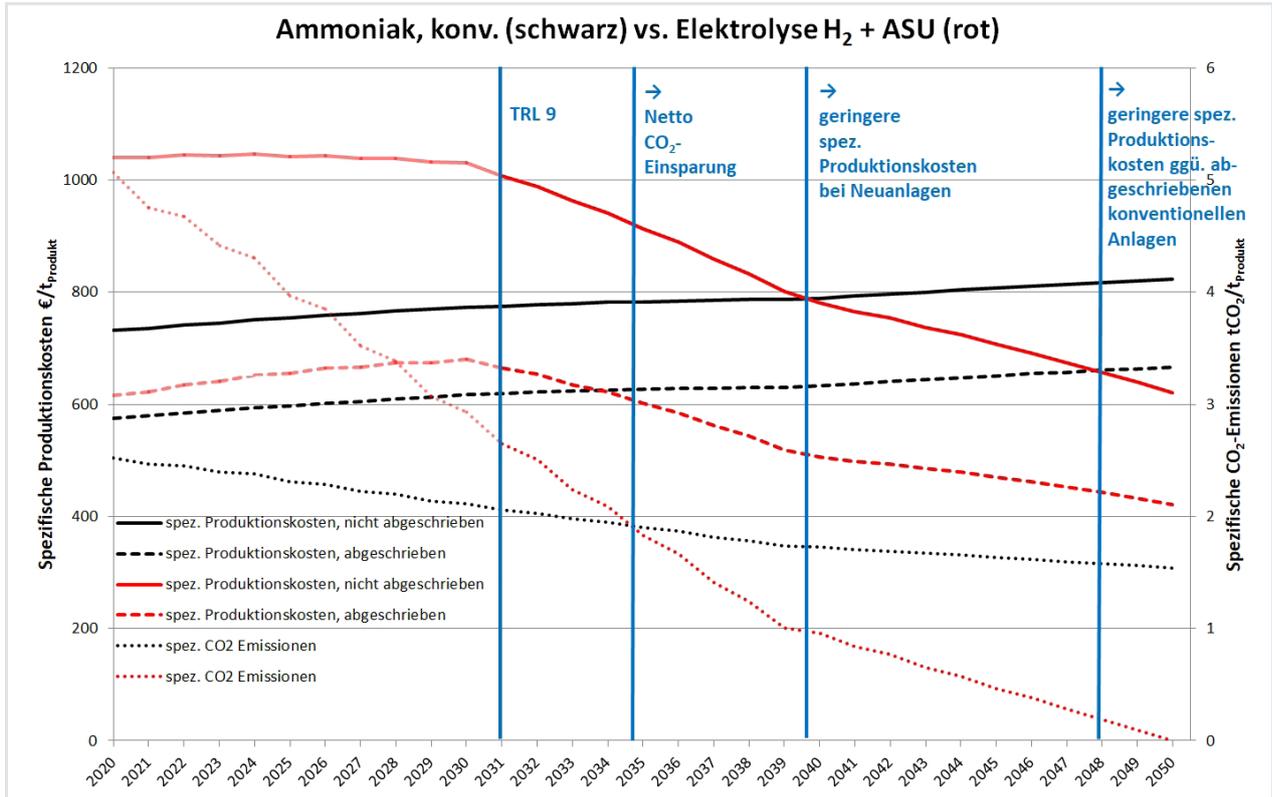


Abbildung 8: Verlauf Produktionskosten und CO₂-Emissionen für die konventionelle Ammoniaksynthese im Vergleich zur Synthese aus Elektrolyse-Wasserstoff. Die blauen senkrechten Linien zeigen zeitliche Meilensteine an: Technologiereife (schwarz) ab 2031, Netto-CO₂-Einsparung gegenüber dem Referenzprozess (rot) ab 2035, Kostenparität ggü. Referenzneuanlagen ab 2040 und ggü. abgeschriebenen Referenzanlagen ab 2048.

Ein weiterer mit blauem Balken markierter Zeitpunkt tritt im Jahr 2034 auf. Zu diesem Zeitpunkt ist der Emissionsfaktor der Stromerzeugung in Deutschland so weit erniedrigt, dass die Emissionen des Elektrolyseverfahrens mit denen des konventionellen Prozesses gleichgezogen sind. Erst nach diesem kritischen Zeitpunkt führt eine Implementierung von elektrolysebasierten Anlagen in einer ganzheitlichen Betrachtung zur Einsparung von CO₂. Eine Anlagenrealisierung vor diesem Zeitpunkt wäre nur dann sinnvoll, wenn z. B. erneuerbarer Strom aus Eigenerzeugung anstelle von Netzstrom verwendet wird. Ein Aufbau von entsprechenden Kraftwerkskapazitäten durch die deutsche chemische Industrie in größerem Umfang wird im Rahmen dieser Roadmap nicht als gegeben angenommen, da die Chemie im Zeitraum bis 2050 in den ambitionierteren Transformationspfaden bereits umfangreiche Investitionen zur Realisierung emissionsarmer Produktionstechnologien bewältigen muss.

Der dritte Zeitpunkt im Jahr 2039 markiert die Parität der spezifischen Produktionskosten für eine elektrolysebasierte Anlage gegenüber einer Neuinvestition in eine konventionelle Ammoniakanlage. In der Realität ist vor dem Hintergrund der angenommenen Konstanz der Produktionsmengen an Petrochemikalien nicht mit konventionellen Greenfield-Anlagen zu rechnen. Es werden in der Praxis die bestehenden, abgeschriebenen Bestands-

anlagen weitergenutzt und gegebenenfalls modernisiert. Dies wird mit dem blauen Balken zum vierten Zeitpunkt im Jahr 2048 visualisiert, bei dem Kostenparität der Produktion mit elektrolysebasierten Anlagen gegenüber abgeschriebenen Bestandsanlagen vollständig erreicht wird. Dieser Zeitpunkt liegt erst gegen Ende des in dieser Roadmap betrachteten Zeitraums und ist als generell zu spät für eine Erreichung weitgehender THG-Neutralität bis 2050 anzusehen. Es stellt sich somit die Frage, zu welchem Zeitpunkt eine Neuinvestition als sinnvoll zu erachten ist. Dies wird einerseits durch die Kostendifferenz zwischen der neuen und der Referenztechnologie bestimmt, andererseits durch die CO₂-Einsparungen, also der Differenz der spezifischen CO₂-Emissionen zwischen der neuen und der Referenztechnologie. Setzt man die Differenz der Produktionskosten in Relation zu den CO₂-Einsparungen, ergeben sich die relativen Kosten bezogen auf die CO₂-Einsparungen nach Gleichung 2. Man kann dem in Abbildung 9 gezeigten Kostenverlauf entnehmen, dass in dieser Betrachtung ab 2040 ein linearer Verlauf der relativen Kosten pro t CO₂ erreicht wird. Dieser Zeitpunkt wird als geeigneter Implementierungszeitpunkt für die neue Technologie betrachtet. Die relativen Kosten steigen vor 2040 exponentiell an, da sich die vom Emissionsfaktor für Strom stark beeinflussten Einsparungen an CO₂ durch die alternative Technologie dem Wert 0 annähern (im Jahr 2034).

$$\text{Rel. Kosten pro t CO}_2 = \frac{\Delta \text{Produktionskosten (alternativ zum konventionellen Prozess)}}{\Delta \text{CO}_2\text{-Emissionen (alternativ zum konventionellen Prozess)}}$$

Gl. 2

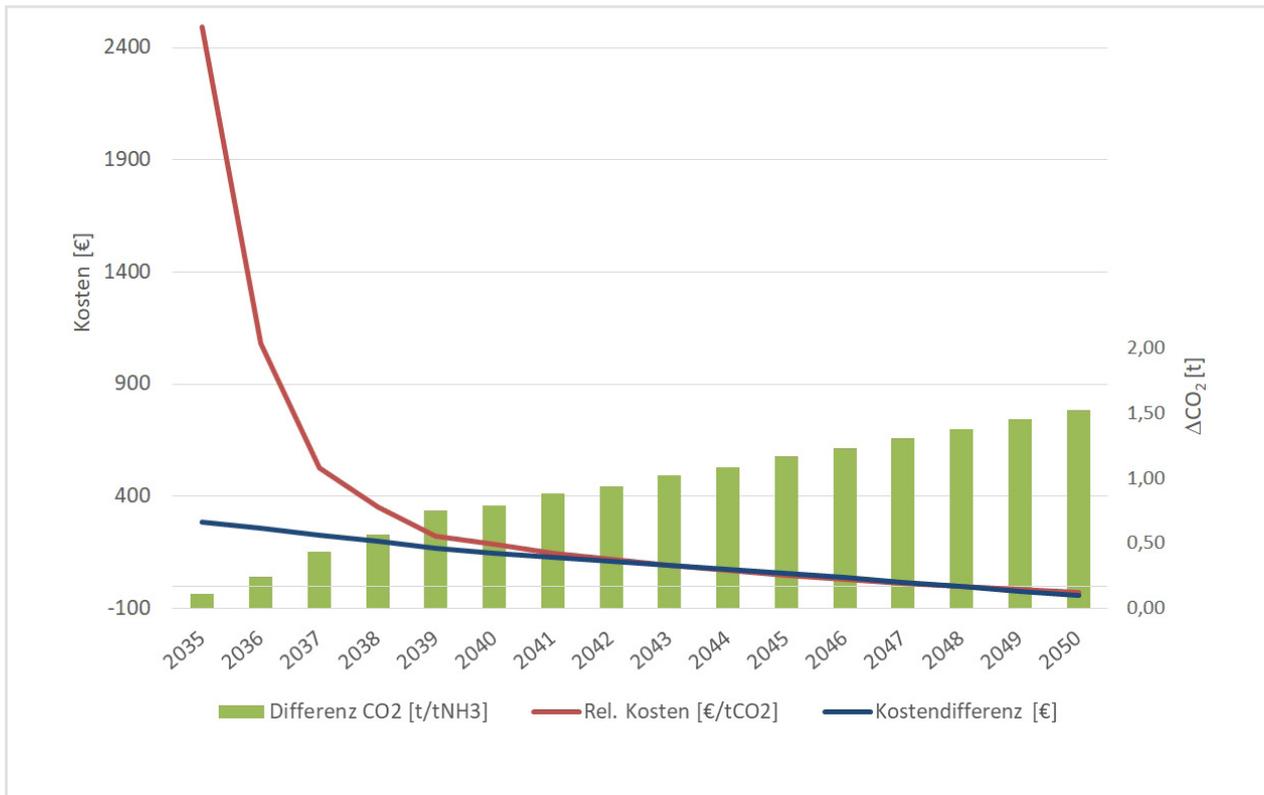


Abbildung 9: Verlauf der Differenz zwischen alternativem und Referenzverfahren bezüglich Produktionskosten (blaue Kurve) und CO₂-Emissionen (grüne Balken). Die rote Kurve stellt das Verhältnis der beiden Verläufe dar, die relativen Produktionskosten bezogen auf eingespartes CO₂ nach Gleichung 2

Aus Abbildung 8 und Abbildung 9 lassen sich folgende grundlegende Schlussfolgerungen ableiten, die auch für andere alternative Prozesse und chemische Produkte gelten:

- Es gibt einen Zeitpunkt der Technologiereife (TRL 9), ab dem die Technologie für den industriellen Einsatz zur Verfügung steht.
- Die Realisierung einer Anlage ist erst sinnvoll, wenn die CO₂-Bilanz des alternativen Verfahrens auch ganzheitlich vorteilhaft ist.
- Es gibt zwei Zeitpunkte der Kostenparität gegenüber konventionellen Neuanlagen bzw. abgeschriebenen Altanlagen. Der relative Kostenverlauf bezogen auf eingespartes CO₂ zeigt einen geeigneten Implementierungszeitpunkt für die alternative Technologie an, der auch vor der Kostenparität zu abgeschriebenen Anlagen liegen kann.

5.2.6 Ammoniak nach Methanpyrolyse

Ein zweiter Weg zur Wasserstoffbereitstellung ist die Methanpyrolyse, die in Kap. 5.2.2 beschrieben ist. Wie

schon bei der Elektrolyse ersetzt hier die Methanpyrolyse die Wasserstoffbereitstellung aus der Dampfreformierung. Es gelten die gleichen technischen Anforderungen bezüglich der Stickstoffbereitstellung über eine Luftzerlegungsanlage, eine CO₂-Wäsche ist auch hier nicht erforderlich. Und aus der Methanpyrolyse wird ebenfalls kein Dampf exportiert. Tabelle 14 fasst die wesentlichen Parameter für diesen Syntheseweg zusammen.

Tabelle 14: Parameter für Ammoniak nach Methanpyrolyse

Bezug: 1 t NH ₃		
Methanbedarf [t/t]		1,5
Strombedarf [MWh/t]		3,4
Strombedingte CO ₂ -Emissionen [tCO ₂ /t]	2020	1,62
	2030	0,90
	2050	0
Rohstoffliche CO ₂ -Emissionen [tCO ₂ /t]		0,05
CO ₂ -Äquivalente im Produkt [tCO ₂ /t]		0
Spez. Investitionskosten [€/t] (konstant, keine Kostendegression angenommen)		620
Spez. Produktionskosten 2020 [€/t]		1300
Spez. Produktionskosten 2050 [€/t]		1270
Geringere CO ₂ -Emissionen gegenüber Referenz [Jahr]		sofort
Kostenparität gegenüber konventionellen, nicht abgeschriebenen Anlagen [Jahr]		nach 2050

Der Gesamtenergiebedarf der Prozesskette Methanpyrolyse-Ammoniaksynthese liegt bei 87 GJ, von denen 75 GJ dem Energieinhalt des Feedstocks (Methan) zuzurechnen sind. Rohstoffliche Anteile an CO₂-Emissionen resultieren aus den Methanverlusten bei der Methanpyrolyse (siehe Kap. 5.2.2), werden aber von strombedingten Emissionen überlagert. Insgesamt liegen die Emissionen dieser Prozesskette schon heute unter denen des konventionellen Prozesses. Aufgrund der rohstofflichen Emissionen verbleibt im Jahr 2050 jedoch eine Restemission. Die Investitionskosten liegen nicht höher als die für eine konventionelle Neuanlage, allerdings sind die Produktionskosten deutlich höher. Grund hierfür ist der hohe Bedarf an Erdgas bezogen auf den erzeugten Wasserstoff für das Verfahren. Eine Kostenparität wird daher im betrachteten Zeitraum bis 2050 nicht erreicht, die relativen Kosten pro Tonne CO₂ nach Gleichung 2 (siehe Kap. 5.2.5) liegen bei Erreichen von TRL9 (ca. 2040) noch bei 475 €.

5.2.7 Einfluss der alternativen Ammoniaktechnologien

Zusammengefasst wird in diesem Kapitel dargestellt, welche Auswirkungen die Implementierung der beschriebenen alternativen Syntheserouten zu Ammoniak potentiell haben. Hierzu wird der Grenzfall angenommen, dass die Ammoniakherstellung in Deutschland 2050 komplett durch jeweils eine der Technologien erfolgt. Tabelle 15 zeigt die entsprechenden Zahlen für Strom-, bzw. Feedstockbedarf, erreichbare CO₂-Einsparungen und bis 2050 notwendige kumulierte Investitionen.

Tabelle 15: Auswirkungen bei 100% Implementierung der jeweiligen Syntheserouten für Ammoniak

	100% NH ₃ über Elektrolyse	100% NH ₃ über Methanpyrolyse
Strombedarf TWh/a	27,5	10,7
Methanbedarf [Mio. t/a]	-	3,9
CO ₂ -Einsparungen (2050) [Mio. t/a]	7,9	mind. 7,75
Investitionen kumuliert bis 2050 [Mrd. €]	2,58	1,6

Als Randbedingungen ist dabei zu beachten, dass die Implementierung der Ammoniaksynthese basierend auf der Wasserstoffbereitstellung durch Elektrolyse unter Verwendung von Netzstrom aus dem deutschen Strommix unter CO₂-Gesichtspunkten erst ab 2035 sinnvoll ist. Für den Prozess basierend auf der Methanpyrolyse besteht diese Limitierung nicht, hier ist jedoch die ökonomische Hürde aufgrund des hohen Rohstoffbedarfs in Verbindung mit den erforderlichen Investitionen höher.

5.3 Harnstoffsynthese

Harnstoff wird in Deutschland in einer Menge von 520 kt/a produziert [37]. Die Harnstoffsynthese schließt sich direkt an die Ammoniaksynthese an, tatsächlich wird Harnstoff ausschließlich in Kombination mit der Ammoniaksynthese in einem hoch integrierten Prozess hergestellt (siehe Abbildung 7), bei dem das aus dem Reformers stammende und vor dem Ammoniakreaktor abgetrennte CO₂ mit dem Ammoniak bei hohem Druck und Temperatur in einer zweistufigen Reaktion – Ammoniumcarbamat wird als Zwischenstufe gebildet – zu Harnstoff umgesetzt. Nicht umgesetzte Edukte werden im Kreislauf geführt.

Als emissionsarme Prozessroute steht die Umsetzung von Ammoniak aus einem der beiden zuvor beschriebenen alternativen Prozesse mit importiertem CO₂ zur Verfügung. Eine Verwendung von CO₂ aus chemischen Prozessen oder anderen industriellen Quellen stellt dabei eine Wiederverwendung (Recycling) von CO₂ dar, durch die ein Einsatz an neuen fossilen Kohlenstoff vermieden wird.

Die Harnstoffsynthese selbst wird durch die alternative Bereitstellung von Ammoniak und CO₂ aus getrennten Quellen nicht unmittelbar verändert, es findet weiterhin die Umsetzung von Ammoniak mit CO₂ statt. Tabelle 16 fasst die für die beschriebene Harnstoffsynthese relevanten Parameter zusammen. Bei entkoppelter Ammoniaksynthese durch Elektrolyse oder Methanpyrolyse wird der Energiebedarf einer solchen isolierten Harnstoffsynthese mit Import von externem CO₂ etwas höher. Ein zusätzlicher Energiebedarf von 3,29 GJ/t wird zur Dampfgenerierung benötigt, die sonst durch die Wärmeintegration der erdgasbasierten Ammoniaksynthese gedeckt wird. Für eine CO₂-arme Syntheseroute sollte dieser Energiebedarf aus erneuerbarem Strom gedeckt werden. Die für die Harnstoffsynthese pro Tonne stöchiometrisch benötigte CO₂-Menge beträgt 0,73 Tonnen, die in der Synthesebilanz als negative rohstoffliche Emissionen angerechnet werden. Die gleiche Menge wird am Produktlebensende wieder als CO₂ emittiert, so dass sich diese beiden Anteile ausgleichen. Die Wärmeversorgung wird, durch das Wegfallen des Dampfexports aus der Erdgasreformierung als strombasiert angenommen, die CO₂-Emissionen entsprechen zeitlich dem Verlauf für den deutschen Strommix. Bestehende Harnstoffanlagen können ggf. umgerüstet werden, so dass die Investitionskosten begrenzt sind. Bei den Produktionskosten resultiert dadurch initial ein Aufschlag von 25 Prozent. Für CO₂ als Rohstoff wird ein Preis von 25 € zugrunde gelegt. Tabelle 16 fasst die für die beschriebene Harnstoffsynthese relevanten Parameter zusammen. Bei entkoppelter Ammoniaksynthese durch Elektrolyse oder Methanpyrolyse wird der Energiebedarf einer solchen isolierten Harnstoffsynthese mit Import von externem CO₂ etwas höher. Ein zusätzlicher Energiebedarf von 3,29 GJ/t wird zur Dampfgenerierung

37 VCI; Zahl für 2017

benötigt, die sonst durch die Wärmeintegration der erdgasbasierten Ammoniaksynthese gedeckt wird [38]. Für eine CO₂-arme Syntheseroute sollte dieser Energiebedarf aus erneuerbarem Strom gedeckt werden. Die für die

Tabelle 16: Parameter für die Harnstoffsynthese aus alternativer Ammoniakherstellung

Bezug: 1 t Harnstoff (NH ₂) ₂ CO		
Energiegehalt Feedstock (als NH ₃) [GJ/t]		10,55
Strombedarf [MWh/t]		0,97
Strombedingte CO ₂ -Emissionen [tCO ₂ /t]	Heute	0,46
	2030	0,27
	2050	0
Rohstoffliche CO ₂ -Emissionen [tCO ₂ /t]		-0,73
CO ₂ -Äquivalente im Produkt [tCO ₂ /t]		0,73
Spez. Investitionskosten [€/t] (konstant, keine Kostendegression angenommen)		100
Spez. Produktionskosten 2020 [€/t]		386
Spez. Produktionskosten 2050 [€/t]		301
Kostenparität gegenüber konventionellen, nicht abgeschriebenen Anlagen [Jahr]		Nicht relevant, da Retrofit angenommen wird.

Harnstoffsynthese pro Tonne stöchiometrisch benötigte CO₂-Menge beträgt 0,73 Tonnen, die in der Synthesebilanz als negative rohstoffliche Emissionen angerechnet werden. Die gleiche Menge wird am Produktlebensende wieder als CO₂ emittiert, so dass sich diese beiden Anteile ausgleichen. Die Wärmeversorgung wird, durch das Wegfallen des Dampfexports aus der Erdgasreformierung als strombasiert angenommen, die CO₂-Emissionen entsprechen zeitlich dem Verlauf für den deutschen Strommix. Bestehende Harnstoffanlagen können ggf. umgerüstet werden, so dass die Investitionskosten begrenzt sind. Bei den Produktionskosten resultiert dadurch initial ein Aufschlag von 25 Prozent. Für CO₂ als Rohstoff wird ein Preis von 25 € zugrunde gelegt.

5.3.1 Einfluss der alternativen Harnstoffsynthese

Wie zuvor beschrieben, ergeben sich für die Harnstoffsynthese durch die alternative Bereitstellung von Ammoniak und CO₂ aus getrennten Quellen nur wenige Änderungen, die u. a. die Wärmebereitstellung betreffen. Es ergibt sich ein leicht erhöhter Strombedarf zur Wärmebereitstellung, die durch eine strombasierte Heizung realisiert werden sollte. Bilanzell ergeben sich für den betrachteten isolierten Harnstoffprozess kaum CO₂-Ein-

sparungen, da auch in den bestehenden Harnstoffanlagen CO₂ aus fossilen Quellen eingesetzt wird, in diesem Fall direkt aus der Ammoniaksynthese. Der Unterschied ergibt sich jedoch für die gesamte Prozesskette Ammoniaksynthese → Harnstoffsynthese, da nur ca. 45 Prozent der bei der Ammoniaksynthese anfallenden CO₂-Emissionen rohstofflich in Harnstoff eingebaut werden.

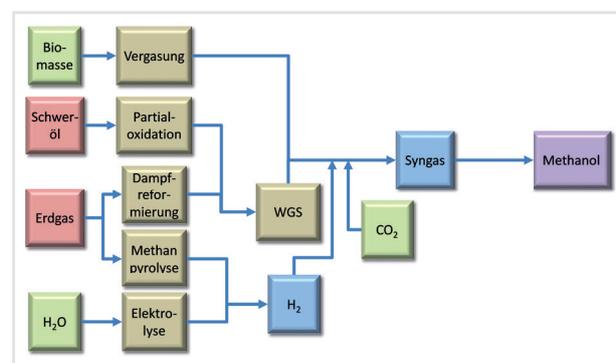
5.4 Methanolsynthese

Methanol ist global gesehen eines der großvolumigsten petrochemischen Produkte, das in Anlagen bis zu 10.000 Tonnen/Tag hergestellt wird. In Europa wird Methanol praktisch ausschließlich aus Erdgas produziert, in Deutschland jedoch erfolgen nur 40 Prozent der Produktion aus Erdgas, 60 Prozent werden in der Leuna-Methanolanlage aus Schweröl hergestellt, das als Raffinerie-Rückstand aus der Visbreaker-Kolonne stammt.

Für beide Rohstoffe startet der Prozess, analog zur Ammoniaksynthese, mit der Synthesegaserzeugung durch Dampfreformierung bzw. partielle Oxidation im Fall von Schweröl und anschließendem Wassergasshift, wodurch das Verhältnis Wasserstoff zu CO auf 2:1 eingestellt wird. Das Synthesegas enthält auch einige Prozent CO₂. Im Methanolreaktor erfolgt die katalytische Umsetzung, wobei nicht umgesetztes Gas im Kreislauf geführt wird. Die Reaktion ist exotherm, wodurch Dampf exportiert wird, der u.a. für die Produktaufarbeitung verwendet wird. Das Rohmethanol enthält Wasser und geringe Mengen an Nebenprodukten und wird durch Destillation aufgereinigt. In Deutschland wurden 2017 1,05 Mio. Tonnen Methanol hergestellt [22].

Als alternative Herstellungsverfahren kommen verschiedene Routen in Frage, die gemeinsam mit den herkömmlichen Verfahren in Abbildung 10 dargestellt sind und im Folgenden beschrieben werden.

Abbildung 10: Vereinfachte schematische Darstellung der Verfahren zur Methanolsynthese. WGS ist die Wassergasshift-Reaktion (Water Gas Shift).



38 K. Noelker, J. Ruether, Low Energy Consumption Ammonia Production: Baseline Energy Consumption, Options for Energy Optimization; Paper submitted for the Nitrogen + Syngas Conference 2011, Düsseldorf

5.4.1 Methanol aus Elektrolyse-Wasserstoff und CO₂

Die etablierten Methanolkatalysatoren sind geeignet, auch CO₂-reiche Synthesegase bis hin zu Gemischen aus reinem CO₂ und Wasserstoff umzusetzen. Verschiedene Pilot- und Demonstrationsprojekte verfolgen die Synthese von Methanol aus CO₂ und Wasserstoff aus regenerativen Energiequellen. So produziert die Firma Carbon Recycling International in Island seit 2012 Methanol in einer Demonstrationsanlage mit einer Kapazität von 5 kt/a [39]. Wird Wasserstoff durch Elektrolyse von Wasser bereitgestellt, ersetzt der Elektrolyseur den Reformer. Da kein kohlenstoffhaltiger Rohstoff eingesetzt wird, muss das benötigte CO₂, stöchiometrisch 1,37 t CO₂/t Methanol, extern bereitgestellt werden. Die Nutzung von CO₂ aus Biomasse oder industriellen Quellen wird dabei als Gutschrift (negative Emission) behandelt, da der Einsatz von neuem fossilem Kohlenstoff vermieden wird. Ein Dampfexport von ca. 2 GJ/t Methanol entfällt. Tabelle 17 fasst die wesentlichen Parameter für diesen Syntheseweg zusammen.

Tabelle 17: Parameter für die Methanolsynthese aus Elektrolyse-Wasserstoff und CO₂

Bezug: 1 t Methanol CH ₃ OH		
Strombedarf Elektrolyse [MWh/t] (bezogen auf 4,3 kWh/Nm ³ H ₂)		9,52
Strombedarf Utilities [MWh/t]		1,5
Strombedingte CO ₂ -Emissionen [tCO ₂ /t]	2020	5,23
	2030	3,02
	2050	0
Rohstoffliche CO ₂ -Emissionen [tCO ₂ /t]		-1,37
CO ₂ -Äquivalente im Produkt [tCO ₂ /t]		1,37
Investitionskosten 2020 [€/t]		1607
Investitionskosten 2050 [€/t]		578
Spez. Produktionskosten 2020 [€/t]		1045
Spez. Produktionskosten 2050 [€/t]		662
Geringere CO ₂ -Emissionen gegenüber Referenz [Jahr]		2033
Kostenparität gegenüber konventionellen, nicht abgeschriebenen Anlagen [Jahr]		2044

Der Gesamtenergiebedarf des Prozesses liegt bei 11 MWh/t Methanol bzw. 39,6 GJ/t und ist dominiert durch die Wasserelektrolyse, die über 85 Prozent des Energiebedarfs ausmacht. Dem als Gutschrift bilanzierten, in Methanol eingebauten CO₂ entspricht die gleiche Menge an CO₂-Emissionen am Ende des Produktlebenswegs. Die verbleibenden Emissionen sind strombedingt und folgen dem Verlauf der Emissionen des Strommixes. Die spezifischen Investitionskosten liegen initial bei 1700 €/t, von denen ca. 80 Prozent der Elektrolyse zuzuordnen sind. Die Investitionskosten liegen aktuell einen Faktor 4 über

denen einer konventionellen Anlage (siehe aber Diskussion zur Kostendegression am Ende von Kap. 5.2.1).

Abbildung 11 zeigt einen Vergleich der Produktionskosten und CO₂-Emissionen der elektrolysebasierten gegenüber der konventionellen Methanolsynthese im zeitlichen Verlauf.

Effekte der Kostendegression und des sich verändernden Emissionsfaktors des deutschen Strommixes sind in der Berechnung berücksichtigt. Wie bereits bei Ammoniak, markieren die in der Abbildung angegebenen blauen Balken relevante Zeitpunkte für die Implementierung der alternativen Technologie. Die Netto-CO₂-Einsparung erfolgt ab 2033, zeitlich nach Erreichen von TRL 9. Kostenparität gegenüber neuen bzw. abgeschriebenen Anlagen wird erst nach 2040 erreicht. Nach Kalkulation der relativen Kosten pro t CO₂ entsprechend Gleichung 2 (siehe Kap. 5.2.5) erscheint eine Implementierung ab 2038 sinnvoll.

5.4.2 Methanol nach Methanpyrolyse

Erfolgt die Wasserstoffbereitstellung aus der Methanpyrolyse, (siehe Kap. 5.2.2) ersetzt diese den Reformer in der konventionellen Methanolsynthese. Auch hier kann der benötigte Kohlenstoff als CO₂ bereitgestellt werden und sollte extern aus industriellen Quellen eingebracht werden. Alternativ wäre eine Wärmebereitstellung für die Methanpyrolyse durch anteilige Verbrennung von Erdgas denkbar, dies ist aber im Sinne der angestrebten Treibhausgasneutralität und Vermeidung fossiler Rohstoffe kontraproduktiv. Es gelten ansonsten die gleichen Randbedingungen, wie für das elektrolysebasierte Verfahren. Tabelle 18 fasst die wesentlichen Parameter für diesen Syntheseweg zusammen.

Tabelle 18: Parameter für die Methanolsynthese nach Methanpyrolyse

Bezug: 1 t Methanol CH ₃ OH		
Methanbedarf [t/t]		0,85
Strombedarf [MWh/t]		3,3
Strombedingte CO ₂ -Emissionen [tCO ₂ /t]	2020	1,62
	2030	0,90
	2050	0
Rohstoffliche CO ₂ -Emissionen [tCO ₂ /t]		-1,324
CO ₂ -Äquivalente im Produkt [tCO ₂ /t]		1,37
Spez. Investitionskosten [€/t] (konstant, keine Kostendegression angenommen)		667
Spez. Produktionskosten 2020 [€/t]		900
Spez. Produktionskosten 2050 [€/t]		662
Geringere CO ₂ -Emissionen gegenüber Referenz [Jahr]		Sofort
Kostenparität gegenüber konventionellen, nicht abgeschriebenen Anlagen [Jahr]		2043

39 <https://www.carbonrecycling.is/>

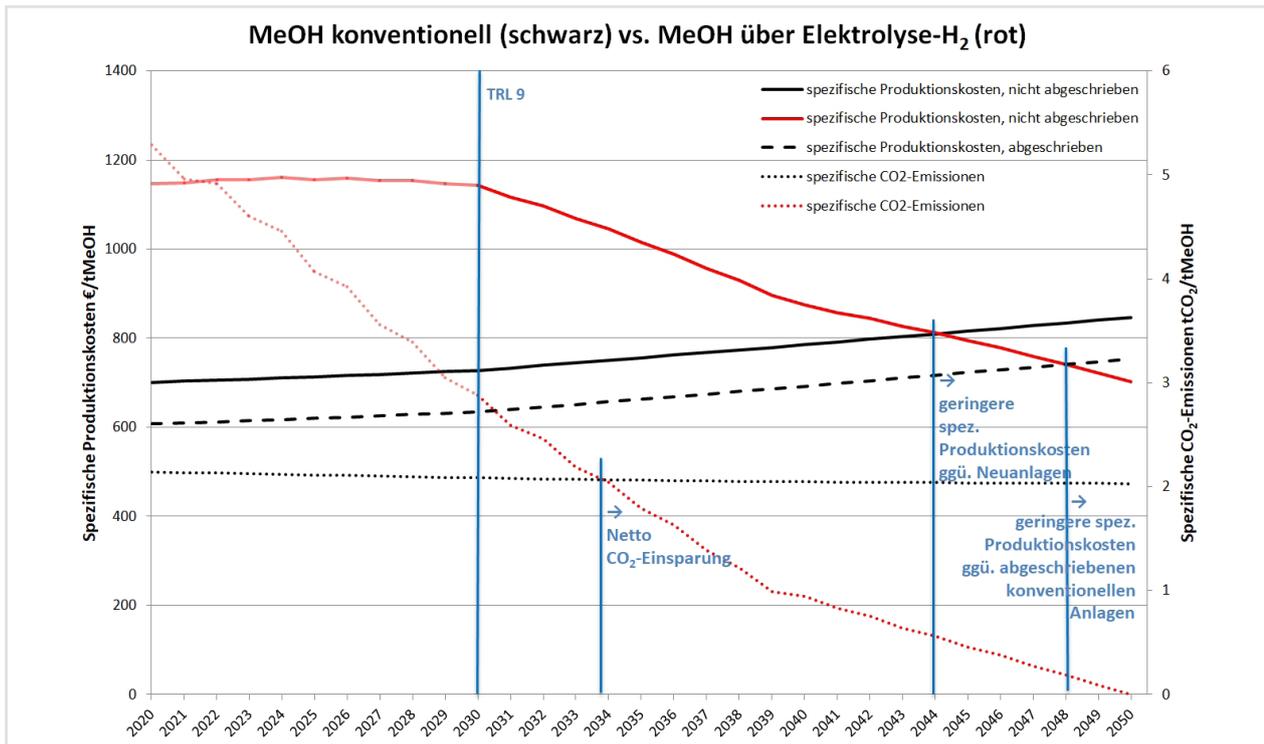


Abbildung 11: Verlauf Produktionskosten und CO₂-Emissionen für die konventionelle Methanolsynthese im Vergleich zur Synthese aus Elektrolyse-Wasserstoff. Die blauen senkrechten Linien zeigen zeitliche Meilensteine an: Technologiereife ab 2030, Netto-CO₂-Einsparung gegenüber dem Referenzprozess ab 2034, Kostenparität ggü. Referenzneuanlagen ab 2044 und ggü. abgeschriebenen Referenzanlagen ab 2048.

Der Gesamtenergiebedarf der Prozesskette Methanpyrolyse-Methanolsynthese liegt bei 51,4 GJ, von denen 37,6 GJ dem Energieinhalt des Feedstocks (Methan) zuzurechnen sind. Rohstoffliche Anteile an CO₂-Emissionen resultieren aus den Methanverlusten bei der Methanpyrolyse (siehe Kap. 5.2.2). Durch den Methanverlust wird die CO₂-Gutschrift durch Einbau von rezykliertem CO₂ in Methanol (1,37 t/t Methanol, siehe Kap. 5.4.1) um 0,049 t CO₂/t Methanol reduziert, dies bleibt auch als spezifische Restemission bestehen, wenn die strombedingten Emissionen 2050 auf null abfallen. Die Emissionen dieser Prozesskette liegen schon heute unter denen des konventionellen Prozesses. Als Koppelprodukt fallen ca. 0,62 t Kohlenstoff pro t Methanol an. Die spezifischen Investitionskosten liegen 65 Prozent höher als für konventionelle Neuanlagen, die Produktionskosten betragen, insbesondere durch den hohen Bedarf an Erdgas der Methanpyrolyse, das 1,3 fache des konventionellen Prozesses, sofern für den Kohlenstoff als Koppelprodukt eine Gutschrift angerechnet wird. Eine Kostenparität wird 2043 erreicht, die relativen Kosten pro Tonne CO₂ nach Gleichung 2 (siehe Kap. 5.2.5) liegen mit Erreichen von TRL 9 ab 2040 unter 100 €.

5.4.3 Methanol aus Biomasse

Die Herstellung von Methanol aus Biomasse erfolgt über die Synthesegaserzeugung durch Vergasung der

Biomasse gefolgt von einer konventionellen Methanolsynthese. Als Biomasse kommen aus Nachhaltigkeitsgründen im Wesentlichen organische Abfälle und Agrar- sowie Forstreststoffe in Frage. Die Ausbeute an Methanol liegt bei lignocellulosebasierten Rohstoffen wie Holz ca. 1,5 bis 2 mal höher als bei zucker- oder stärkehaltigen Rohstoffen. Die als Rohstoff eingesetzte Biomasse muss zunächst vorbehandelt, d. h. zerkleinert, bis zu einem Wassergehalt von max. 15 Prozent getrocknet und von Fremdstoffen befreit werden. Für die Vergasung, die sowohl allotherm (durch externe Wärmezufuhr) als auch autotherm (durch anteilige Verbrennung des eingesetzten Rohstoffs) betrieben werden kann, kommen Festbettvergaser, Wirbelschichtvergaser oder Flugstromvergaser in Betracht. Limitierte Sauerstoffzufuhr begünstigt die Bildung von Synthesegas und reduziert CO₂- und Wasseranteile. Der Vergasung muss sich üblicherweise eine Gasreinigung anschließen, insbesondere müssen Teer, Staub und anorganische Reststoffe abgetrennt werden. Anschließend erfolgt aus dem gebildeten Synthesegas die konventionelle Methanolsynthese. Die Technologie steht prinzipiell zur Verfügung. Eine erste Pilotanlage zur Flugstromvergasung von Biomasse in Europa wurde in Freiberg auf dem Gelände des ehemaligen Gaskombinats Schwarze Pumpe betrieben. Eine als kommerziell ausgewiesene Anlage wurde durch ThyssenKrupp Industrial Solutions (damals Uhde) 2012 bei VärmlandsMetanol AB in Schweden errichtet und hat eine Kapazität von 300 Tonnen pro Tag.

Tabelle 19 fasst die wesentlichen Parameter für diesen Syntheseweg zusammen.

Tabelle 19: Parameter für die Methanolsynthese aus Biomasse

Bezug: 1 t Methanol CH ₃ OH	
Biomassebedarf [t/t] (bezogen auf Holz mit 30% Feuchte)	2,56
Strombedarf [MWh/t]	0,17
Rohstoffliche CO ₂ -Emissionen [tCO ₂ /t]	-1,37
CO ₂ -Äquivalente im Produkt [tCO ₂ /t]	1,37
Spez. Investitionskosten [€/t] (konstant, keine Kostendegression angenommen)	1200
Spez. Produktionskosten 2020 [€/t]	774
Spez. Produktionskosten 2050 [€/t]	767
Geringere CO ₂ -Emissionen gegenüber Referenz [Jahr]	sofort
Kostenparität gegenüber konventionellen, nicht abgeschriebenen Anlagen [Jahr]	2040

Die Effizienz der Vergasung von Biomasse beträgt, abhängig von der Biomasse, bei 50-60 Prozent [40], für holzartige Biomasse liegt sie bei 60 Prozent [41]. Es resultiert ein Biomassebedarf (Holz) von 2,56 t/t Methanol, für stärkehaltige Rohstoffe wie Zuckerrüben mit einem Wassergehalt >75 Prozent erhöht sich der Bedarf auf über 8 t/t Methanol. Durch den Einsatz von Biomasse erfolgt bilanziell eine CO₂-Gutschrift, die dem Kohlenstoffgehalt des Produkts Methanol entspricht, die äquivalente Menge wird am Produktlebensende wieder emittiert, so dass die verbleibenden Emissionen nur strombedingt sind. Das Verfahren weist bereits heute geringere Emissionen als der fossile Prozess auf, aufgrund des relativ hohen Biomassebedarfs ist die Methanolherstellung aus Biomasse aber nicht sehr ressourceneffizient. Aus dem gleichen Grund macht der Rohstoffanteil an den Produktionskosten 30 Prozent aus. Die angenommenen Kosten für trockene Biomasse von 160 €/t werden ab 2040 durch die steigenden Kosten für CO₂-Emissionen kompensiert, ab diesem Zeitpunkt wird Kostenparität gegenüber konventionellen Anlagen erreicht.

5.4.4 Weitere Verfahren zur Methanolerzeugung

Als weiteres, prinzipiell mögliches Verfahren soll hier noch die Methanolsynthese mit elektrischer Beheizung erwähnt werden. In diesem Fall wäre eine konventionelle, Methanolsynthese gekoppelt mit einer elektrischen Heizung zur Dampferzeugung, so dass der fossile Brennstoff eingespart werden kann. Es verbleiben aber auch bei vollständiger Deckung des Wärmebedarfs

aus erneuerbarem Strom die im Produkt gebundenen fossilen CO₂-Emissionen von 1,37 t/t Methanol, so dass diese Verfahrensvariante nicht zu einer vollständigen Treibhausgasneutralität führt. Es wird im Rahmen der Roadmap daher nicht vertieft betrachtet.

Ein weiteres, kürzlich veröffentlichtes Verfahren sieht eine partielle Oxidation von Erdgas und Verbrennung der gesammelten Prozessabgasströme aus Methan, Kohlenmonoxid, Kohlendioxid sowie Wasserstoff in einem Oxyfuel-Verfahren mit reinem Sauerstoff vor. Das resultierende Rauchgas durchläuft eine Gaswäsche, das abgetrennte CO₂ wird mit zusätzlichem Wasserstoff (aus Elektrolyse oder Methanpyrolyse) wieder in den Prozess zurückgeführt. Für das Verfahren wird ein niedriger TRL angenommen, so dass eine technische Reife im Zeitraum bis 2050 wahrscheinlich nicht erreicht wird.

5.4.5 Einfluss der alternativen Methanoltechnologien

Die potentiellen Auswirkungen einer Implementierung der beschriebenen alternativen Syntheserouten zu Methanol mit dem Grenzfall einer jeweils ausschließlichen Produktion durch eine der Technologien in 2050 ist in Tabelle 20 dargestellt.

Tabelle 20: Auswirkungen bei 100 % Implementierung der jeweiligen Syntheserouten für Methanol

100 % Methanolproduktion über	Elektrolyse	Methanpyrolyse	Biomassevergasung
Strombedarf TWh/a	11,6	3,46	0,17
Methanbedarf [Mio. t/a]	-	890	-
Biomassebedarf (2050) [Mio. t/a] (Holz, 30 % Feuchte)	-	-	2,7
CO ₂ -Einsparungen (2050) [Mio t/a]	2,23	2,18	1,56
Investitionen kumuliert bis 2050 [Mio. €]	905	695	1260

Als Randbedingungen ist dabei zu beachten, dass die Implementierung der Methanolsynthese basierend auf der Wasserstoffbereitstellung durch Elektrolyse unter Verwendung von Netzstrom aus dem deutschen Strommix unter CO₂-Gesichtspunkten erst ab 2033 sinnvoll ist. Für die Prozesse basierend auf der Methanpyrolyse und Biomassevergasung besteht diese Limitierung nicht, hier ist jedoch die ökonomische Hürde aufgrund des jeweils hohen Rohstoffbedarfs in Verbindung mit den erforderlichen Investitionen höher.

40 L. Bromberg and W.K. Cheng, Methanol as an alternative transportation fuel in the US: Options for sustainable and/or energy-secure transportation; http://www.afdc.energy.gov/pdfs/mit_methanol_white_paper.pdf; abgerufen 23.07.2019

41 C. Azar, K. Lindgren and B. A. Andersson, Global energy scenarios meeting stringent CO₂ constraints—cost-effective fuel choices in the transportation sector; Energy Policy, 2003, 31, 961-976.

5.5 Herstellung von Olefinen und Aromaten

Zur Herstellung der Olefine Ethylen, Propylen und Butadien sowie der Aromaten Benzol, Toluol und Xylol steht eine Reihe von konventionellen und alternativen Verfah-

ren zur Verfügung. Im Rahmen dieser Roadmap werden insbesondere die in Abbildung 12 skizzierten Prozesse näher betrachtet, die im Folgenden beschrieben werden.

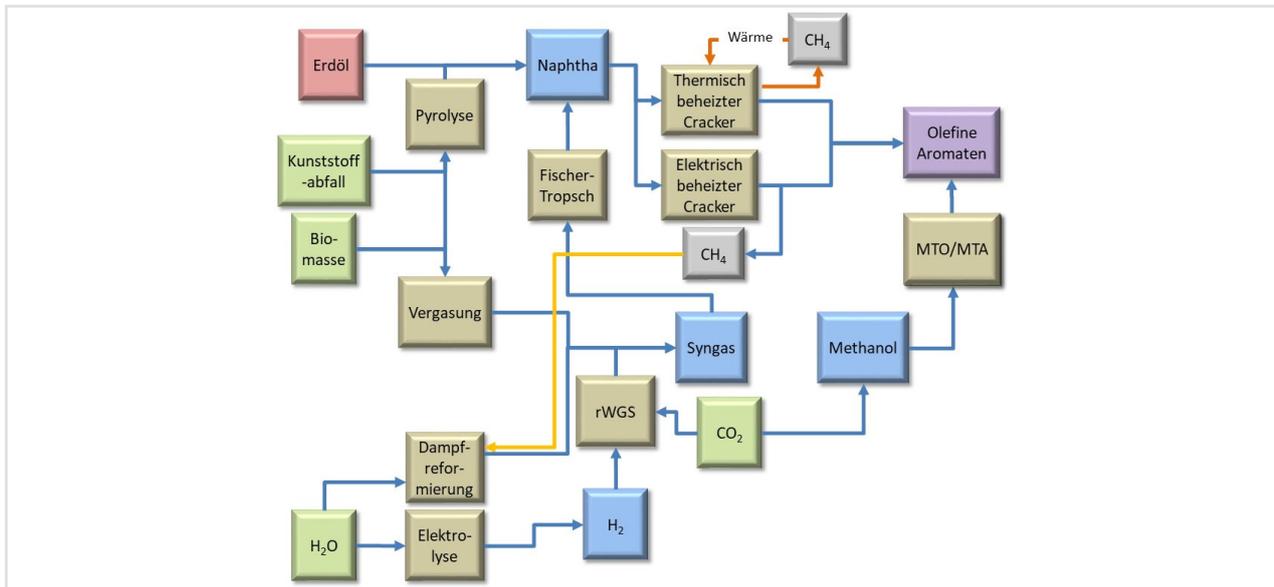


Abbildung 12: Vereinfachte schematische Darstellung der Verfahren zur Methanolsynthese (WGS ist Wassergasshift)

5.5.1 Cracker

Zur Herstellung von Olefinen und Aromaten wird in der chemischen Industrie größtenteils Naphtha eingesetzt, eine Fraktion der Erdöldestillation, die in Crackern in ein Produktgemisch umgesetzt wird. Der Rohstoffeinsatz in Deutschland liegt bei 21,5 Mio. t/a. [42]

Beim Cracken werden die Kohlenwasserstoffketten der Einsatzstoffe, i. d. R. Naphtha thermisch mit Hilfe von Wasserdampf gespalten. Neben den genannten Hauptprodukten entstehen bei diesem Prozess als Nebenprodukte Methan, Wasserstoff und Schweröl. Diese Stoffe werden bisher zur Energiebedarfsdeckung des Prozesses verbrannt, wodurch CO₂-Emissionen entstehen. Durch Beheizung des Prozesses mit Strom werden diese Emissionen vermieden, wobei die Nebenprodukte in anderen Prozessen eingesetzt werden können. Die Emissionen des Prozesses sind beim strombeheizten Cracker vom Emissionsfaktor des eingesetzten Strommixes abhängig.

Die gewünschten Produkte des Cracker-Prozesses sind die Olefine Ethylen, Propylen, Buten und Butadien, die Aromaten Benzol, Toluol und Xylol und eine weitere Mischfraktion aus nicht aromatischen ungesättigten Kohlenwasserstoffen. Diese Stoffe werden als High Value Chemicals (HVC) zusammengefasst. Die Zusammensetzung des Produktgemisches variiert je nach Einstellung

des Crackers und Einsatzstoff für den Prozess. Um trotz dieser Komplexität den Prozess im Modell abbilden zu können, wird ein Produktverhältnis angenommen, das dem Verhältnis der Einsatzmengen dieser Produkte in Deutschland entspricht. Diese sind in Tabelle 21 zusammengefasst. Es wird eine vollständige Produktion dieser Einsatzstoffe aus Naphtha und in Crackern angenommen. Es bestehen zwar auch andere Quellen für die einzelnen HVCs und Cracker können auch mit anderen Einsatzstoffen betrieben werden, da diese Prozesse jedoch einen ähnlichen Energiebedarf aufweisen und in Deutschland überwiegend Naphtha in Crackern eingesetzt wird, führt diese Vereinfachung zu keinen großen Abweichungen. Der Energiebedarf für die Herstellung beträgt durchschnittlich 16,5 GJ/t_{HVC} (4,6 MWh/t_{HVC}).

Tabelle 21: Durchschnittliche Anteile von Crackerprodukten und Jahresproduktion in Deutschland 2017

Produkt	Anteil im Produktgemisch	Jahresproduktion [kt]
Ethylen	24,5 %	5200
Propylen	19,6 %	4150
Buten & Butadien	10,8 %	2282
BTX	13,8 %	2926
C5+	7,3 %	
HVC	76,0 %	
Non-HVC	24,0 %	

5.5.2 Elektrisch beheizter Cracker

Zur Umrüstung auf einen strombasierten Prozess müssen die Verbrennungsöfen des Crackers gegen elektrisch beheizte Elemente ausgetauscht werden. Da der strombeheizte Prozess die bisher für die Prozessenergie eingesetzten Nebenprodukte Methan und Schweröl als Nebenprodukte liefert, muss für eine CO₂-Reduktion eine nicht-energetische Verwertung dieser Stoffe stattfinden. Durch Vergasung lassen sich diese Stoffe wieder in Synthesegas überführen und in den Fischer-Tropsch-Prozess einspeisen.

Der elektrisch beheizte Cracker befindet sich aktuell im Entwicklungsstadium, wobei unter anderem die Bereitstellung der nötigen großen Energiemengen auf kleinem Raum durch elektrische Heizung eine Herausforderung darstellt. Tabelle 22 fasst die wesentlichen Parameter für den elektrischen Cracker zusammen.

Es ist davon auszugehen, dass es sich beim elektrischen Cracker nicht um den Neubau einer Anlage, sondern um die Umrüstung einer bestehenden konventionellen Anlage handelt. Daher wird der wirtschaftliche Vergleich anders als bei den anderen in dieser Roadmap betrachteten Technologien nur gegen eine abgeschriebene Bestandsanlage durchgeführt. Das nötige Investment für den elektrischen Ofen wird mit 250 €/jato_{HVC} angenommen.

Tabelle 22: Durchschnittliche Anteile von Crackerprodukten und Jahresproduktion in Deutschland 2017

Bezug: 1 t HVC		
Energiebedarf Cracker [GJ/t]	16,5	
Strombedarf Utilities [GJ/t]	1	
Energiebedingte Emissionen konventioneller Cracker [tCO ₂ /t]	0,87	
Strombedingte CO ₂ -Emissionen elektrischer Cracker [tCO ₂ /t]	2020	2,22
	2030	1,23
	2050	0
CO ₂ -Äquivalente im Produkt [tCO ₂ /t]	3,17	
Investitionskosten [€/t] (konstant, keine Kostendegression angenommen)	250	
Spez. Produktionskosten 2020 [€/t]	930	
Spez. Produktionskosten 2050 [€/t]	860	
Geringere CO ₂ -Emissionen gegenüber Referenz [Jahr]	2035	
Kostenparität gegenüber konventionellen, nicht abgeschriebenen Anlagen [Jahr]	2049	

Durch den Emissionsfaktor des deutschen Strommixes ergibt sich beim elektrisch beheizten Cracker eine CO₂-Einsparung ab dem Jahr 2035. Zu diesem Zeitpunkt ist auch mit der Einsatzreife der Technologie zu rechnen. Im Vergleich zu einem abgeschriebenen konventionellen Cracker wird eine Kostenparität für die Produktion erst 2049 erreicht. Der zeitliche Verlauf der Produktionskosten und spezifischen CO₂-Emissionen ist in Abbildung 13 dargestellt.

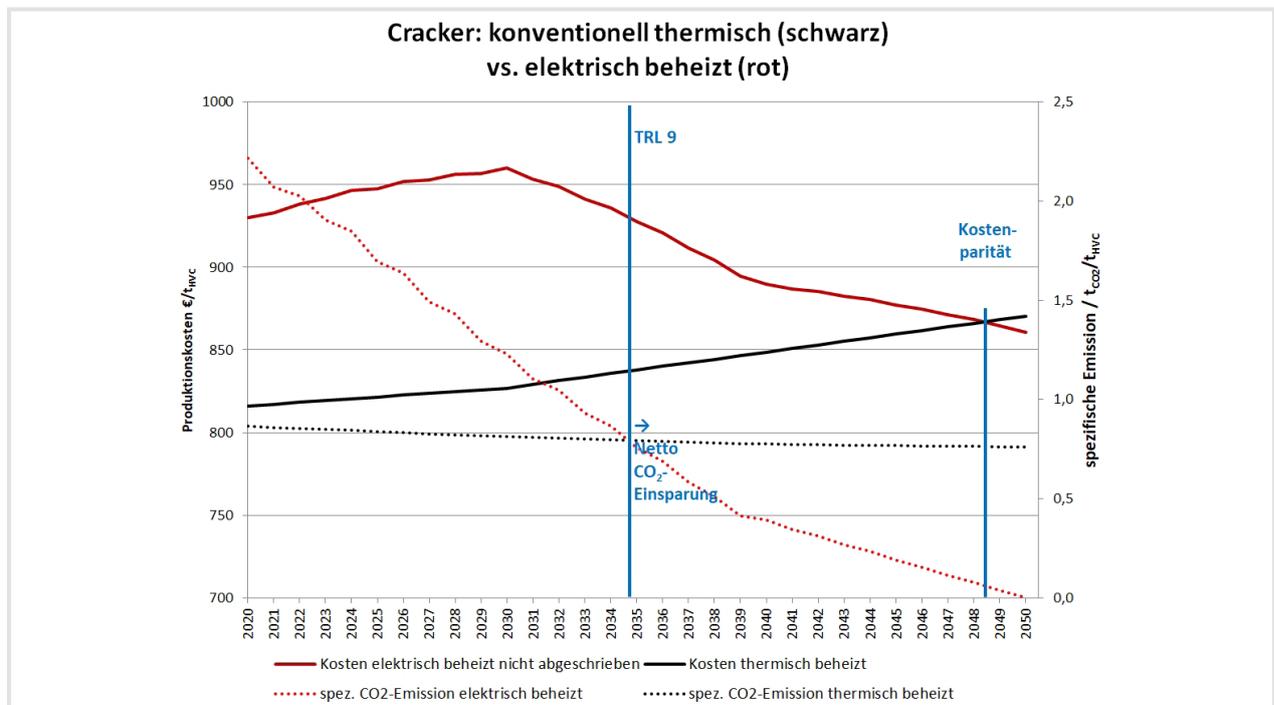
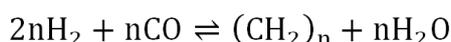


Abbildung 13: Verlauf Produktionskosten und CO₂-Emissionen für den konventionellen im Vergleich zum elektrisch beheizten Cracker. Die blauen senkrechten Linien zeigen zeitliche Meilensteine an: Technologiereife und Netto-CO₂-Einsparung gegenüber dem Referenzprozess ab 2035, Kostenparität ggü. Referenzneuanlagen ab 2049.

5.5.3 Synthetisches Naphtha

Naphtha wird bisher aus Erdöl gewonnen. Ein alternatives Verfahren zur Naphthagewinnung steht über die Fischer-Tropsch-Synthese zur Verfügung. Hierbei wird Synthesegas zu langkettigen, aliphatischen Kohlenwasserstoffen umgesetzt. Synthesegas kann aus Wasserstoff, der z. B. über Wasserelektrolyse gewonnen wird, durch Umsetzung mit CO₂ erzeugt werden:



Auch aus diversen kohlenstoffhaltigen Quellen kann Synthesegas gewonnen werden. Biomasse und kohlenstoffhaltige Abfälle können vergast werden und das überschüssige Methan, das beim elektrisch beheizten Cracker anfällt, kann durch Dampfreformierung in Synthesegas überführt werden.

Die wesentlichen Parameter für die Herstellung von synthetischem Naphtha sind in Tabelle 23 zusammengefasst.

Tabelle 23: Parameter für die Herstellung von Fischer-Tropsch-Naphtha

Bezug: 1 t Naphtha aus Fischer-Tropsch-Synthese		
Energiebedarf Elektrolyse für Fischer-Tropsch [GJ/t]		123
Strombedarf Utilities [GJ/t]		3
Energiebedingte Emissionen konventioneller Cracker [tCO ₂ /t]		
Strombedingte CO ₂ -Emissionen elektrischer Cracker [tCO ₂ /t]	2020	16,65
	2030	9,63
	2050	0
CO ₂ -Äquivalente im Produkt [tCO ₂ /t]		3,03
Investitionskosten [€/t]	2020	6171
	2050	1768
Spez. Produktionskosten 2020 [€/t]		2803
Spez. Produktionskosten 2050 [€/t]		902
Geringere CO ₂ -Emissionen gegenüber Referenz [Jahr]		2041
Kostenparität gegenüber erdölbasiertem Naphtha [Jahr]		2079

Der mit Abstand größte Energiebedarf für die Fischer-Tropsch-Synthese besteht bei der Elektrolyse zur Erzeugung des benötigten Wasserstoffs. Der Gesamtbedarf elektrischer Energie beträgt 126 GJ/t Naphtha.

Beim Einsatz von Biomasse (z. B. Holz) zur Naphthaherstellung über die Fischer-Tropsch Synthese entfällt der Strombedarf für die Elektrolyse. Dafür entsteht ein Biomassebedarf, der für eine CO₂-Reduktion aus nachhaltigen Quellen stammen muss. Durch den hohen Wassergehalt von Biomasse und die große Menge an Heteroatomen in der Kohlenstoffstruktur werden 5,7 t Holz pro Tonne Naphtha benötigt.

Das nötige Investment für die Installation der Elektrolysekapazität beträgt zu Beginn 5870 €/jato Naphtha und nimmt bis 2050 durch Kostendegression der Elektrolysetechnologie auf 1470 €/jato Naphtha ab. Die Kosten für die Anlage der Fischer-Tropsch-Synthese werden konstant mit 300 €/jato Naphtha und für die Feststoffvergasung (Biomasse, Kunststoffe) mit 300 €/jato Naphtha angenommen. Da Naphtha ein Nebenprodukt der Erdölraffinerie ist, erfolgt ein Kostenvergleich in diesem Fall nicht anhand einer Referenzanlage sondern gegenüber dem erdölbasierten Produkt Naphtha.

5.5.4 Olefine und Aromaten über Methanol

Alternative Routen zu Olefinen und Aromaten können prinzipiell auch über Methanol aufgebaut werden. Diese Routen wurden in der Studie [5] beschrieben und beruhen auf Methanol-to-Olefin (MTO) bzw. Methanol-to-Aromatics (MTA)-Technologien. Aufbauend auf den in Kap. 5.4 beschriebenen emissionsarmen Methanolverfahren wird Methanol als Einsatzstoff für diese sich anschließenden Prozesse bereitgestellt. MTO-Prozesse werden u. a. von UOP/Hydro oder Lurgi lizenziert und sind großtechnisch einsatzbereit. Der MTA-Prozess wurde bereits in den 80er Jahren intensiv erforscht [43] und liegt bei TRL 7. Die Ausbeute für BTX liegt für diesen Prozess bei ca. 56 Prozent [44]. Beide Prozesse würden durch die Prozesskette über Methanol umfangreiche zusätzliche Produktionskapazitäten für Methanol erfordern. Stöchiometrisch sind für eine Tonne Ethylen oder Propylen 2,8 t Methanol erforderlich, für die Aromaten wären ca. 4,3 t/t notwendig. Der Energiebedarf der Prozesskette liegt bei 95,5 GJ/t für die Prozesskette über MTO und 176 GJ/t für die Prozesskette über MTA.

5.5.5 Einfluss der alternativen Olefin – und Aromatenproduktion

Tabelle 24 zeigt den Einfluss der verschiedenen Technologien für die Herstellung von Olefinen und Aromaten.

Tabelle 24: Auswirkungen bei 100 % Implementierung der jeweiligen Syntheserouten für Olefine und BTX

100 % HVC Produktion	Elektrolyse und Fischer-Tropsch für Naphtha	Biomassevergasung und Fischer-Tropsch für Naphtha	Elektrischer Cracker zur Produktion von HVCs aus Naphtha
Strombedarf TWh/a	595,5	-	69,8
Biomassebedarf (2050) [Mio. t/a] (Holz, 30 % Feuchte)	-	121,1	-
CO ₂ -Einsparungen (2050) [Mio. t/a]	51,1	51,1	13,9
Investitionen kumuliert bis 2050 [Mio. €]	43 923	15 920	4 027

5.5.6 Recycling von Kunststoffen

Aliphatische und aromatische Kohlenwasserstoffe sind Ausgangsstoffe weit verzweigter chemischer Wertschöpfungsketten. Ein großer Anteil dieser Grundstoffe dient zur Herstellung von unterschiedlichen Kunststoffen, die in verschiedenen Anwendungen genutzt werden, wie etwa Gebäudeisolierung, effiziente Verpackungen, Leichtbau im Automobil usw.. Am Ende des Produktlebensweges trägt eine Kreislaufwirtschaft, d. h. Recycling des im Kunststoff enthaltenen Kohlenstoffs, zur Einsparung von Treibhausgasemissionen bei. Beim Recycling von Abfallkunststoffen ist, wie in Abbildung 14 schematisch dargestellt, zwischen mechanischem und chemischem (rohstofflichem) Recycling zu unterscheiden. Mechanisches Recycling beinhaltet die sortenreine Sammlung eines Abfalls und dessen Aufbereitung zu einem qualitativ hochwertigen Rezyklat, das Kunststoffneuware ganz oder teilweise ersetzen kann. Das chemische Recycling setzt bei solchen Abfallfraktionen an, bei denen die Qualität für das mechanische Recycling nicht ausreicht. Dabei werden die kunststoffhaltigen Abfälle in kleinere chemische Bestandteile zerlegt, die über die gängigen Verfahren wieder zu neuen Kunststoffen aufgebaut werden können.

In Abhängigkeit von Abfallqualität und Verwertungstechnologien ergibt sich folgende generelle Einschätzung:

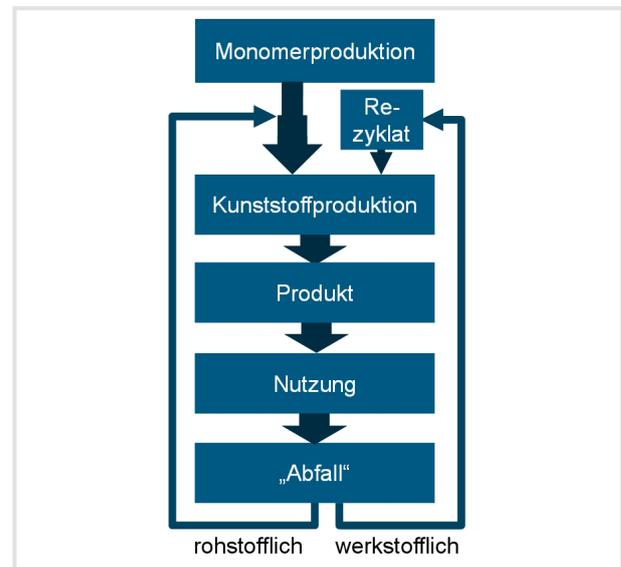


Abbildung 14: Beitrag von mechanischem und chemischem Recycling zur Kunststoffproduktion

- Sortenreine und saubere Abfallfraktionen eignen sich für mechanische Verfahren
- Vermischte und verschmutzte Abfallfraktionen bieten sich für chemische Verfahren an.

Verfahren zum chemischen Recycling

Die Abfallfraktionen, bei denen die Qualität für ein mechanisches Recycling nicht ausreicht, können durch chemisches Recycling wieder in den Stoffkreislauf zurückgeführt werden. Hierbei können verschiedene Verfahren zum Einsatz kommen. Durch **Solvolyse oder Depolymerisierung** können bestimmte aufbereitete Kunststoffabfälle wieder in ihre Monomere zerlegt werden, aus denen anschließend neue Polymere aufgebaut werden können.

Breiter einsetzbar auch für gemischte Abfälle ist die Umwandlung von Kunststoffabfällen durch entweder **Pyrolyse oder Vergasung**. Bei der Pyrolyse entstehen gasförmige, flüssige und feste Kohlenwasserstoffgemische, die im Cracker wieder zu den Ausgangsstoffen der Olefinsynthese gespalten werden können. Bei der Vergasung entsteht Synthesegas, das wieder in verschiedene chemische Prozesse eingespeist werden kann, u. a. kann über Fischer-Tropsch-Synthese wieder Naphtha als Ausgangsstoff für den Cracker erzeugt werden. Beide Prozesse erfordern eine Vorbehandlung der Kunststoffabfälle (Zerkleinerung, Abtrennung von Fremdstoffen etc.) und nach dem chemischen Umwandlungsprozess auch eine Aufreinigung des jeweiligen Hauptprodukts.

Der Energiebedarf für die Pyrolyse bzw. die Vergasung kann entweder durch energetischen Einsatz eines Teils des Abfalls erbracht werden oder durch elektrische Heizung. Im ersten Fall verringert sich die Kohlenstoffeffizienz des Verfahrens und im zweiten Fall entsteht ein erhöhter Elektrizitätsbedarf. Außerdem erfordert die elektrische Beheizung höhere Investitionen für die elektrischen Öfen. Aufgrund der begrenzten Elektrizitätsmengen in Pfad 2, wird dort die Energieversorgung des chemischen Recyclings ohne elektrische Heizung umgesetzt.

In Pfad 3 wird die elektrische Heizung zur Steigerung der Kohlenstoffeffizienz eingesetzt. In beiden Pfaden wird das vollständige nicht mechanisch verwertbare Potential des Kunststoffabfalls für chemisches Recycling ausgeschöpft. Die Annahmen zur Entwicklung der Abfallmengen sind in Kapitel 5.3.3 dargelegt. Die Effizienz der Pyrolyse oder Vergasung liegen derzeit bei 45-46 Prozent. Bis 2050 wird angenommen, dass die Effizienz auf 75 Prozent gesteigert werden kann, u. a. ist dafür jedoch eine elektrische Heizung zur Deckung des Energiebedarfs erforderlich.

Der Anteil des chemischen Recyclings durch Pyrolyse und Vergasung wird mit jeweils 50 Prozent ange-

Tabelle 25: Parameter für das chemische Recycling

Bezug: 1 t Kunststoffeinsatz; Annahme: 65 % Kohlenstoffeffizienz des Verfahrens	
Brennstoffbedarf [GJ] (Annahme: Heizwert Kunststoffabfälle bei 40 GJ/t)	11,2
Strombedarf [MWh/t]	0,13
Energetische CO ₂ -Emissionen [tCO ₂ /t]	0
Rohstoffliche CO ₂ -Emissionen [tCO ₂ /t]	-1,52
Kohlenstoffgehalt im Produkt [t/t]	0,52
Rohstoffeinsatz [t/ t] (bezogen auf Pyrolyseöl als Naphthaersatz)	1,99
Spez. Investitionskosten [€/t] (konstant, keine Kosten-degression angenommen)	480
Spez. Produktionskosten 2020 für 1 t Pyrolyseöl als Naphthaersatz [€/t]	524
Spez. Produktionskosten 2050 für 1 t Pyrolyseöl als Naphthaersatz [€/t]	249

nommen. Bei der Pyrolyse entstehen Gase, Öle und Koks. Das Pyrolyseöl ist als Rohstoff für den Cracker geeignet. Bei der Vergasung wird Synthesegas produziert, das im Fischer-Tropsch-Verfahren in Naphtha umgewandelt werden muss. Hierdurch entsteht weiterer Investitionsbedarf durch Aufbau größerer Fischer-Tropsch-Kapazitäten. Tabelle 25 fasst die Parameter für die Pyrolyse bzw. Vergasung zusammen.

Als Brennstoffbedarf wird vereinfacht der Energiegehalt des nicht im Produkt der Pyrolyse oder der Verbrennung verbleibenden Kunststoffanteils betrachtet. Energetische Emissionen aus der anteiligen Verbrennung von Kunststoffabfällen zur Energiebereitstellung des Prozesses werden auf null gesetzt, da die Scope 3-Emissionen von Kunststoffen bereits in der Olefin- bzw. Aromatenproduktion berücksichtigt sind. Um eine Doppelzählung zu vermeiden, wird der in das Produkt (Pyrolyseöl, Gas) enthaltene Kohlenstoff mit einer CO₂-Gutschrift versehen (negative rohstoffliche Emission), analog zu Biomasse oder zur Wiederverwendung von CO₂ als Rohstoff.

Der Kohlenstoffgehalt des Pyrolyseprodukts oder des Synthesegases berechnet sich aus dem angenommenen durchschnittlichen Kohlenstoffgehalt der Kunststoffabfälle (80 Prozent, vgl. Kap. 4.4.2) und der Kohlenstoffeffizienz des Pyrolyse – bzw. Vergasungsverfahrens. Für eine Tonne Pyrolyseöl müssen rund 2 Tonnen Abfallkunststoffe als Rohstoff eingesetzt werden. Investitionen in Neuanlagen ersetzen in diesem Fall nicht den Betrieb bestehender Anlagen, da das chemische Recycling erst implementiert werden muss.

5.5.7 Entwicklung des Kunststoffrecyclings

Tabelle 26 zeigt die auf den in Kap. 4.4.2 für die zirkuläre Wirtschaft beschriebenen Annahmen beruhende Entwicklung der Rezyklatmengen aus dem mechanischen Recycling. Diese Rezyklate ersetzen anteilig neu produzierte Kunststoffe in der Fertigung von Kunststoffwaren. Da im Rahmen des Basischemiemodells dieser Roadmap eine konstante Produktion von chemischen Grundstoffen und somit auch der daraus erzeugten Basiskunststoffe angenommen wird, führt die Wachstumsrate an Rezyklat zu einem leichten Wachstum von 0,2 Prozent p. a. bis 2050 an Kunststoffneueuern und Rezyklaten.

Tabelle 26: Entwicklung des mechanischen Recyclings

Mengen in kt	2017	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Abfallmenge für mech. Recycling	2775	3058	3495	3925	4395	4475	4555	4555
Rezyklatausbeute	68 %	70 %	70 %	75 %	75 %	75 %	75 %	75 %
Rezyklatmenge	1900	2140	2447	2944	3296	3356	3416	3416
Kunststoffneueure und Rezyklate	19900	20140	20447	20944	21296	21356	21416	21416

Die wesentlichen Parameter für das chemische Recycling sind in Tabelle 27 zusammengefasst.

Tabelle 27: Entwicklung des chemischen Recyclings

Mengen in kt	2017	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Verfügbare Abfallmenge [kt]	3648	3572	3605	3993	4040	4180	4320	4320
Nutzbare Menge [kt]	n/a	n/a	n/a	726	1138	1596	2208	2488
Entspricht Olefinmenge [kt HVC]	n/a	n/a	n/a	359	562	788	1091	1229

Gesammelte Kunststoffabfälle, die nicht für ein mechanisches Recycling eingesetzt werden können, stehen vollständig dem chemischen Recycling zur Verfügung. Aus diesen ergeben sich entsprechend der in Kap. 4.4.2 abgeleiteten Annahmen für die Recyclinganteile verschiedener Abfallfraktionen (Verpackungen, Produktionsabfälle und restliche Post-consumer-Abfälle) die Abfallmenge, die dem chemischen Recycling zugeführt werden können. Sie ersetzen dabei anteilig fossile Rohstoffe in der Produktion von Petrochemikalien.

5.6 Standortenergieerzeugung

Die Standorte der chemischen Industrie in Deutschland verfügen über eine erhebliche Kapazität zur Erzeugung von Strom und Wärme in Eigenerzeugungsanlagen.

Je nach Standortkonfiguration kommen Kraft-Wärme-gekoppelte Anlagen (KWK), zur kombinierten Strom- und Wärmeerzeugung, sowie einzelne Anlagen auf Basis verschiedenster Brennstoffe zur spezifischen Strom- oder Wärmeerzeugung zum Einsatz. Hinzu kommt noch die direkte Verbrennung von Brennstoffen zur direkten Erzeugung von Prozesswärme in einigen Prozessen. Darüber hinaus bezieht die chemische Industrie auf Strom aus dem öffentlichen vorgelagerten Stromnetz und in begrenztem Umfang Fernwärme.

Die chemische Industrie hat einen jährlichen Strombedarf von rund 54 TWh/a und eine Stromeigenerzeugung von rund 17 TWh/a, also rund ein Drittel des jährlichen

Bedarfs. Die KWK-Anlagen werden in der Regel wärmegeführt gefahren, d. h. Strom ist das Nebenprodukt, und erreichen aufgrund des relativ konstanten Wärmebedarfs eine hohe Zahl von Volllaststunden. Sie gehören damit zu den effizientesten konventionellen Kraftwerken, die in Deutschland betrieben werden, was in den Emissionsfaktoren in Abbildung 15 deutlich wird. Abbildung 15 ist auch zu entnehmen, wie sich nach Maßgabe der Kommission WSB die spezifischen Emissionen der allgemeinen Stromerzeugung entwickeln, mit einem Anteil von 100 Prozent erneuerbarer Stromerzeugung in 2050. Für Fernwärme wird aktuell für 2050 ein Emissionsfaktor von 20 g CO₂/kWh (entspricht 7 t CO₂/TJ) angestrebt [45].

Die Eigenerzeugung der chemischen Industrie ist ebenfalls Veränderungen unterworfen. Für alle Pfade wurden die Vorgaben der Kommission WSB übernommen und die Eigenerzeugung auf Basis von Braun- und Steinkohle läuft mit Wirkung von 2038 aus. Für die Brennstoffe, die in der Eigenerzeugung Verwendung finden, wurden die in Tabelle 28 zusammengefassten Annahmen getroffen.

Der Emissionsfaktor gilt für die eingesetzten Brennstoffe in der Kombination der Wärme- und Stromerzeugung. Da die KWK-Anlagen in der chemischen Industrie in der Regel wärmegeführt betrieben werden, werden die Emissionen bilanziell der Wärme zugeschrieben, so dass für den Strom aus der Eigenerzeugung bilanziell keine Emissionen angerechnet werden.

45 „40/40 Strategie – Unser Konzept für die Wärmewende“, AGFW, Frankfurt am Main, 2018

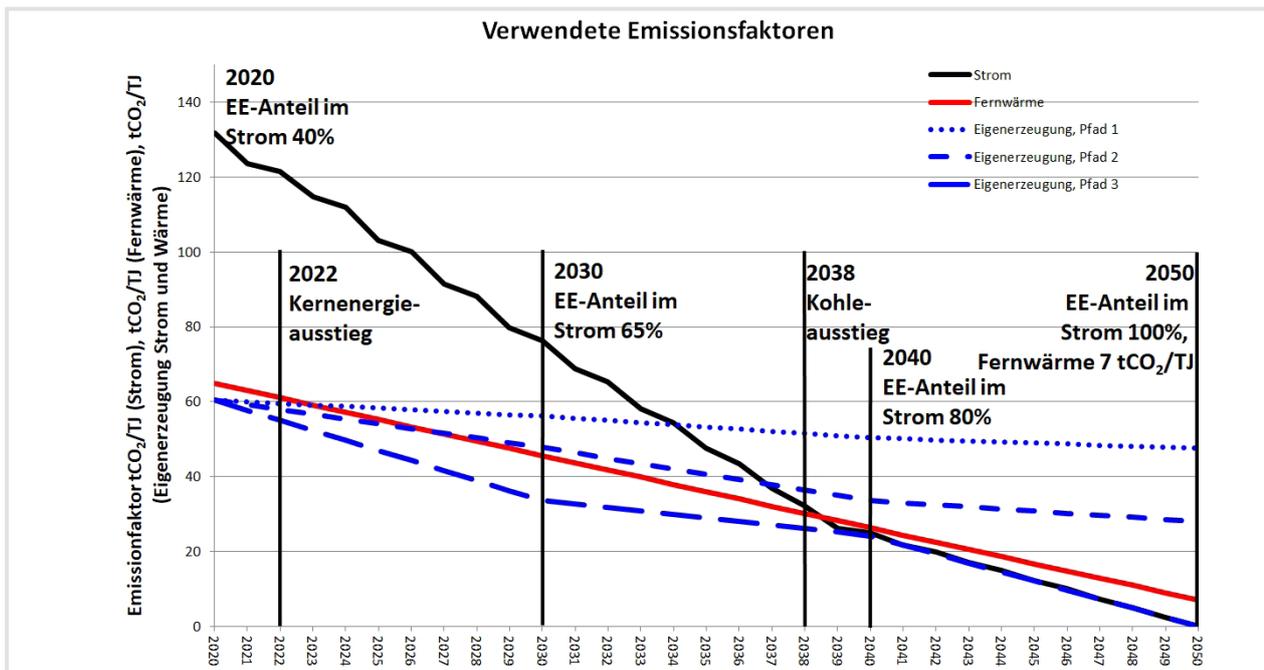


Abbildung 15: Verwendete Emissionsfaktoren mit Aufschlüsselung

Die Umstellung der Eigenenergieerzeugung auf den Einsatz erneuerbarer Brennstoffe (siehe Tabelle 28)

ist ein wichtiger Hebel für die Reduzierung der CO₂-Emissionen der chemischen Industrie (Scope 1).

Tabelle 28: Annahmen für Brennstoffbedarf, Aufteilung nach Brennstoffen und Emissionsfaktoren

	Brennstoffbedarf PJ/a	Braun- und Steinkohlen	Ölbasierte Brennstoffe	Erdgas	Erneuerbare Brennstoffe	Emissionsfaktor t CO ₂ /TJ
Ausgangssituation 2020	456	8 %	12 %	80 %	0 %	60,43
Pfad 1 (2030)	432	5 %	10 %	80 %	5 %	56,16
Pfad 1 (2040)	419	0 %	0 %	90 %	10 %	50,34
Pfad 1 (2050)	413	0 %	0 %	85 %	15 %	47,55
Pfad 2 (2030)	432	5 %	10 %	65 %	20 %	47,77
Pfad 2 (2040)	412	0 %	0 %	60 %	40 %	33,56
Pfad 2 (2050)	311	0 %	0 %	50 %	50 %	27,97
Pfad 3 (2030)	432	0 %	0 %	65 %	35 %	36,36
Pfad 3 (2040)	322	0 %	0 %	55 %	45 %	33,23
Pfad 3 (2050)	124	0 %	0 %	0 %	100 %	0,00

Die Einsparungen, bei gleichen Effizienzfortschritten in den Pfaden (verringertes Brennstoff-

bedarf) ohne Umstellung der Prozesse für die Pfade 2 und 3 sind in Tabelle 29 aufgeführt.

Tabelle 29: CO₂-Einsparungen ohne Prozessumstellung

Pfad	Zeitraum	Kumulierte Einsparung ggü. Pfad 1 [Mio. t CO ₂]	Pfad	Zeitraum	Kumulierte Einsparung ggü. Pfad 1 [Mio. t CO ₂]
2	2021-2030	20,18	3	2021-2030	47,36
2	2031-2040	55,03	3	2031-2040	80,28
2	2041-2050	15,21	3	2041-2050	27,17



Zum Vergleich: ein Anteil von 10 Prozent erneuerbare Brennstoffe entspricht im Jahr 2020 rund 46 PJ (2050: 41 PJ). Nach AGEB [46] betrug der Gesamteinsatz erneuerbarer Brennstoffe (ohne Biokraftstoffe) 472 PJ, aus dem bisher nur rund 2 PJ Eintrag in die chemische Industrie bilanziert werden.

Die kumulierten Einsparungen erreichen insbesondere im 2. Zeitraum von 2031-2040 hohe Werte gegenüber dem Referenzpfad. Dies ist ein Indiz, dass hier effektive CO₂-Emissionsreduzierungen erreicht werden können, zu einem Zeitpunkt, zu dem die neuen Prozesse noch keine Kostenparität gegenüber den bestehenden Prozessen erreicht haben und daher im Pfad 2 noch nicht implementiert werden.

5.7 Zusammenfassung der Schlüsselparameter für den Einsatz der betrachteten Technologien

Tabelle 30 fasst die wesentlichen Parameter zusammen, die den Einsatz der zuvor betrachteten Technologien bestimmen.

46 AGEB Satellitenbilanz „Erneuerbare Energieträger 2017“; https://ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=sat17.xlsx

Tabelle 30: Übersicht über die Schlüsselparameter der betrachteten Technologien und Verfahren.

Technologie	Erreichen von TRL 9	Kostenparität ggü. Neuinvestitionen	Kostenparität ggü. Bestandsanlagen	Einsatzjahr	Emissionsreduktion (hauptsächlich erreicht durch)
Chlor-Alkali Elektrolyse (versch. Verfahren)	erreicht			im Einsatz	Dekarbonisierung des Stromsystems; Reduktion des Strombedarfs durch stetige Effizienzsteigerungen
Bereitstellung von Wasserstoff					
Wasserelektrolyse	2030				Dekarbonisierung des Stromsystems; Reduktion des Strombedarfs durch stetige Effizienzsteigerungen
Methanpyrolyse	2040				Vermeidung von CO ₂ -Emissionen aus fossilem Rohstoff durch alternatives Verfahren
Ammoniaksynthese					
aus Elektrolysewasserstoff	2031	2039	2048	2040	Dekarbonisierung des Stromsystems
nach Methanpyrolyse	2040	nach 2050	nach 2050	2045	Vermeidung von CO ₂ -Emissionen aus fossilem Rohstoff durch alternatives Verfahren
Harnstoffsynthese	erreicht		nicht relevant, Retrofit angenommen		
Methanolsynthese					
aus Elektrolysewasserstoff und CO ₂	2030	2044	2048	2035	Dekarbonisierung des Stromsystems
nach Methanpyrolyse	2040	2043	nach 2050	2040	Vermeidung von CO ₂ -Emissionen aus fossilem Rohstoff durch alternatives Verfahren
aus Biomasse	2025	2040	nach 2050	2035	Biomasse als alternativer Rohstoff
Olefine und Aromate					
elektrisch beheizter Cracker	2035	2044	2049	2035	vermiedener Brennstoffeinsatz
synthetisches Naphtha durch Elektrolyse und Fischer-Tropsch	2030*	2079; Vergleich zu erdölbasiertem Produkt nicht zu einer Referenzanlage		2040	vermiedener Rohstoffeinsatz (Scope 3)
synthetisches Naphtha durch Biomassevergasung und Fischer-Tropsch	2025*	2055; Vergleich zu erdölbasiertem Produkt nicht zu einer Referenzanlage		2025	vermiedener Rohstoffeinsatz (Scope 3)
Recycling von Kunststoffen					
mechanisch	erreicht				
chemisch: Solvolyse	2030	nicht betrachtet	nicht betrachtet		
chem.: Depolymerisierung	2040	nicht betrachtet	nicht betrachtet		vermiedener Rohstoffeinsatz (Scope 3)
chemisch: Pyrolyse	2030	2030; Vergleich zu erdölbasiertem Produkt, nicht zu einer Referenzanlage		2030	
chemisch: Vergasung	2030	nicht betrachtet		2030	
Standortenergieerzeugung	erreicht	nicht betrachtet	nicht betrachtet		Brennstoffeinsparung und -wechsel (Scope 1)

6. Referenzpfad unter heutigen Bedingungen

Der Referenzpfad bildet die heutige Struktur der Chemieindustrie in Deutschland ab und – soweit möglich – auch bereits bekannte Entwicklungen äußerer Rahmenbedingungen, insbesondere den Ausstieg aus der Kohleverstromung.

Er berücksichtigt auch angenommene Effizienzsteigerungen in der Chemieindustrie, jedoch keine neuen, heute noch nicht in der industriellen Praxis angewendeten Technologien.

6.1 Beschreibung

Pfad 1 wurde als Referenzpfad entwickelt. In ihm bestehen heutige Rahmenbedingungen weitestgehend fort. Der Referenzpfad ermittelt folglich, welche Minderungen unter heutigen Bedingungen wirtschaftlich sind.

Die Kohlestromerzeugung läuft in diesem Pfad gemäß den Empfehlungen der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ (WSB) bis 2038 aus. Dies gilt sowohl für den Fremdbezug wie auch für die Eigenerzeugung von Strom und auch Wärme durch die Unternehmen. Der Kohleausstieg wirkt sich bereits im Referenzszenario stark auf den CO₂-Faktor im Strommix

aus. Zudem wird die Umsetzung der Empfehlungen der WSB zur Kostendämpfung/-kompensation der Industrie angenommen, was sich insbesondere im angenommenen Strompreis niederschlägt. Im Referenzszenario werden des Weiteren Effizienzgewinne sowie Effekte aus vorhandenen Circular Economy-Regularien und Fortschritte beim Recycling angenommen. Letztere beschränken sich jedoch auf eine weitere Steigerung des mechanischen Recyclings, chemisches Recycling durch Pyrolyse oder Vergasung wird zu den neuen Technologien gezählt, für die im Referenzpfad generell keine Implementierung vorgesehen ist. Dies gilt auch für alle weiteren neuen Produktionsprozesse und -verfahren.

6.2 Ergebnisse

Der Referenzpfad lässt die grundlegenden Prozesskonfiguration und Prozessparameter gegenüber dem Status Quo unverändert. Die Produktionsmenge, die Einsatzstoffe und auch das Verhältnis zwischen Basis- und Spezialchemikalien bleiben unverändert. Für die Prozesse der Basis- und Spezialchemie werden Effizienzsteigerungen angenommen, die sich im Energieverbrauch, dem damit verbundenen Ausstoß an Treibhausgasen und auch in den Kosten niederschlagen.

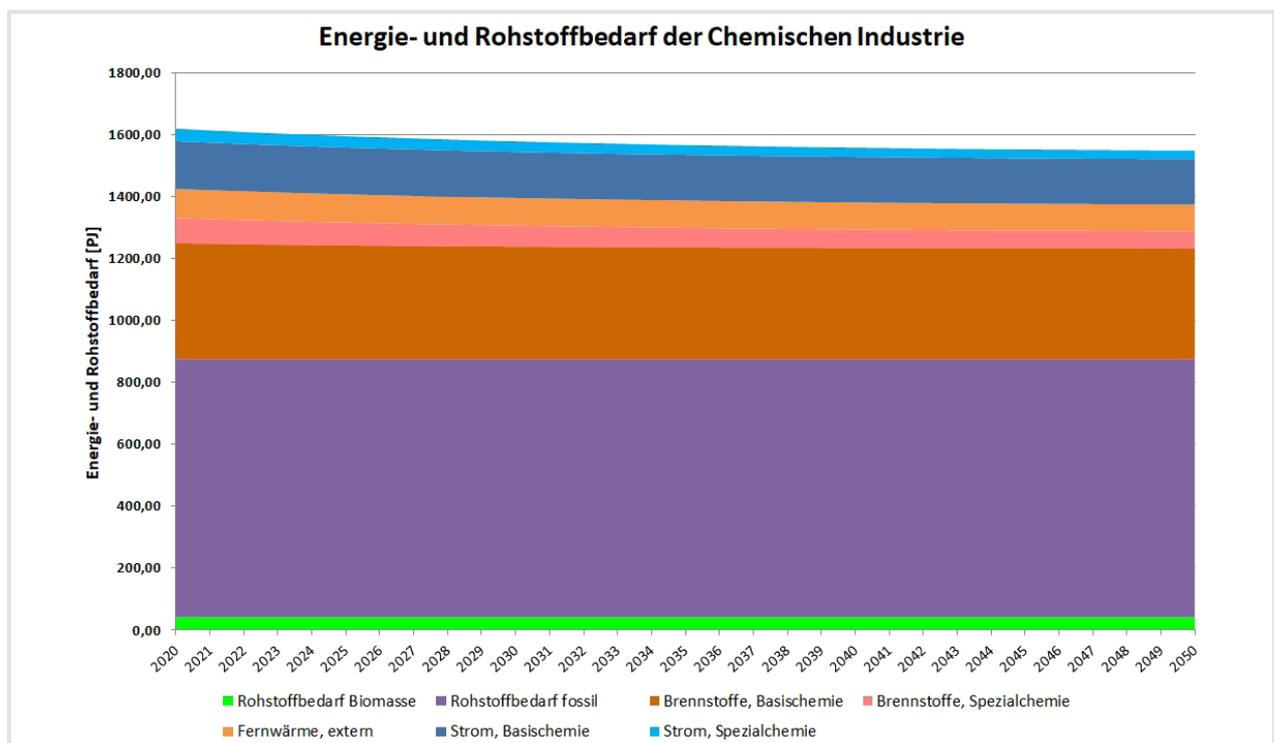


Abbildung 16: Entwicklung des Energie- und Rohstoffbedarfs der deutschen chemischen Industrie im Referenzpfad für verschiedene Energieformen und Rohstoffe.

Der Energiebedarf der chemischen Industrie beträgt 1620 PJ im Jahr 2020, also rund 15 Prozent des Energieangebots in der inländischen Umwandlungsbilanz 2017 [47] und reduziert sich bis 2050 durch Effizienzmaßnahmen auf 1548 PJ (-4,4 Prozent). Während in 2020 der Energiebedarf der chemischen Industrie näherungsweise zu 54 Prozent auf den Rohstoffeinsatz entfällt, führen die Effizienzsteigerungen bis 2050 zu einer leichten Anpassung des Verhältnisses in Richtung eines höheren Rohstoffanteils von rund 57 Prozent. Der Rest des Energieeintrages kommt aus Brennstoffen sowie dem externen Strom- und Fernwärmeeintrag. In Abbildung 16 ist die modellierte Entwicklung des Energie- und Rohstoffbedarfs der chemischen Industrie im Referenzpfad dargestellt.

Da für die Spezialchemie eine höhere Effizienzsteigerung als für die Basischemie unterstellt wird, ändert sich das Verhältnis des Energieverbrauchs (ohne Rohstoffeinsatz) zwischen Basischemie von 82 Prozent (Brennstoffe) und 79 Prozent (Strom) im Jahr 2020 zu 87 Prozent und 84 Prozent entsprechend bis 2050.

Für die Treibhausgasemissionen ergibt sich ein leicht verändertes Bild. Die Gesamtemissionen betragen 2020 112,8 Mio. t CO₂-äq und 2050 82,1 Mio. t CO₂-äq. Davon entfallen aktuell rund die Hälfte und in 2050

rund 70 Prozent auf den Kohlenstoffanteil in den Produkten, der aktuell statistisch nicht bilanziert wird.

Während die Prozessemissionen (Scope 1) im Referenzfall unverändert bleiben, ändert sich der Brennstoffeinsatz und damit dessen Emissionen (Scope 1) durch zunehmende Effizienz der Prozesse. Zusätzlich werden die Empfehlungen der Kommission WSB umgesetzt und Kohle bis 2038 durch Erdgas ersetzt.

Eine entsprechende angenommene Anpassung der Fernwärmeversorgung (Scope 2) zeigt ebenfalls einen Effekt. Die dominanten Effekte werden durch die Änderungen des Strommixes und die damit einhergehenden Emissionen (Scope 2) hervorgerufen. Die Emissionen des in Produkten gebundenen Kohlenstoffs (Scope 3) bleiben aufgrund der konstanten Produktion unverändert, sie entsprechen aufgrund der Annahmen dem Kohlenstoffgehalt der eingesetzten Rohstoffe (vgl. Kap. 3.2). Der Emissionsverlauf ist in Abbildung 17 dargestellt.

In der Entwicklung der zu erwartenden jährlichen Kosten für den Bezug von Energie, den Bedarf an Roh- und Brennstoffen sowie CO₂-Kosten, wird ein sehr leichter Anstieg von 2020 mit 23,0 Mrd. €/a zu 2050 23,2 Mrd. €/a nominal, (+1 Prozent) erwartet.

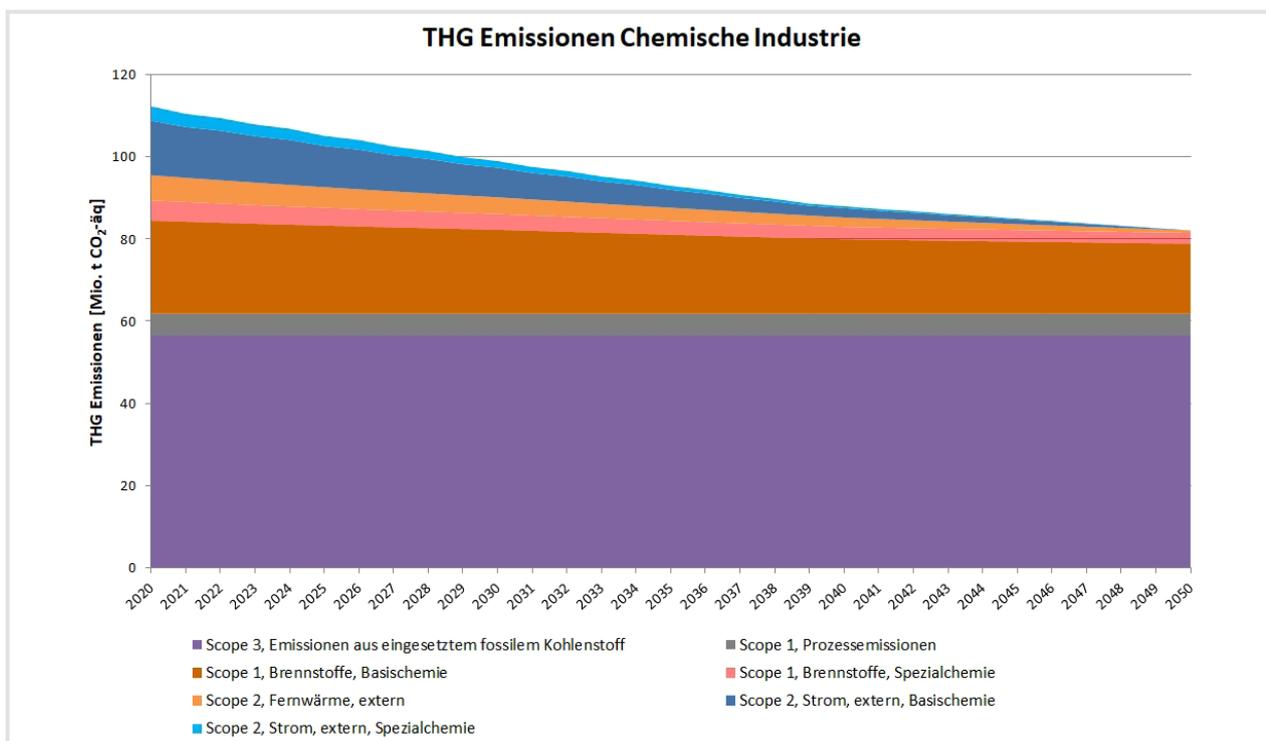


Abbildung 17: Verlauf der Treibhausgasemissionen der deutschen chemischen Industrie von 2020 - 2050 im Referenzpfad, aufgeschlüsselt nach Scope 1 bis 3 und verschiedenen Anteilen



Der zugrunde gelegte Anstieg der CO₂-Preise unter der Annahme weitestgehend konstanter Stromkosten (vgl. Kap.4.4.1) übertrifft die Effizienz-
einsparung leicht. Die Entwicklung der betrachteten Kosten ist in Abbildung 18 dargestellt. Alle Ergebnisse sind in Tabelle 31 gesammelt aufgeführt.

6.3 Zusammenfassende Erkenntnisse

Der Referenzpfad dient zur Einordnung der anderen Transformationspfade und ist daher absichtlich so gewählt, dass die Effekte in den anderen Pfaden in der vergleichenden Gegenüberstellung gut identifiziert und quantifiziert werden können. In diesem Sinne weisen die Ergebnisse des Referenzpfades keine unabhängige Sensitivität auf, da die Parameter erst in den anderen Transformationspfaden variiert werden.

Dennoch lassen sich einige generelle Aussagen treffen:

- Effizienzmaßnahmen sind verantwortlich für die Reduzierung des Energiebedarfs um 71 PJ zwischen 2020 und 2050, was einer Minderung um

4,4 Prozent des Gesamtenergiebedarfs 2020 entspricht (inklusive Rohstoffe) bzw. 10 Prozent bezogen auf Brennstoffe und Energieträger.

- Für die Treibhausgase bedeutet dies eine Reduzierung um 30,2 Mio. t CO₂-äq im Jahr 2050 im Vergleich zu 2020, entsprechend -26,9 Prozent, bzw. -5,4 Prozent relativ zum Gesamtenergieeintrag mit und ohne der Berücksichtigung des Rohstoffeinsatzes. Diese Emissionsminderung verteilt sich zu 74 Prozent auf Emissionen aus der externen Strom- und Fernwärmebereitstellung (Scope 2) und 26 Prozent aus den reduzierten Brennstoffbedarf (Scope 1).
- Der Anstieg der (nominalen) Aufwendungen der chemischen Industrie für Energieträger, organische Rohstoffe und CO₂-Zertifikate ist auf die unterstellte Entwicklung der CO₂-Zertifikatepreise von 25 €/t CO₂-äq in 2020 auf 100 €/t CO₂-äq im Jahr 2050 zurückzuführen. Dies kann nur größtenteils durch einen geringeren Energieeinsatz aufgrund verbesserter Effizienz und der Dekarbonisierung des Strom- und Fernwärmesektors kompensiert werden.

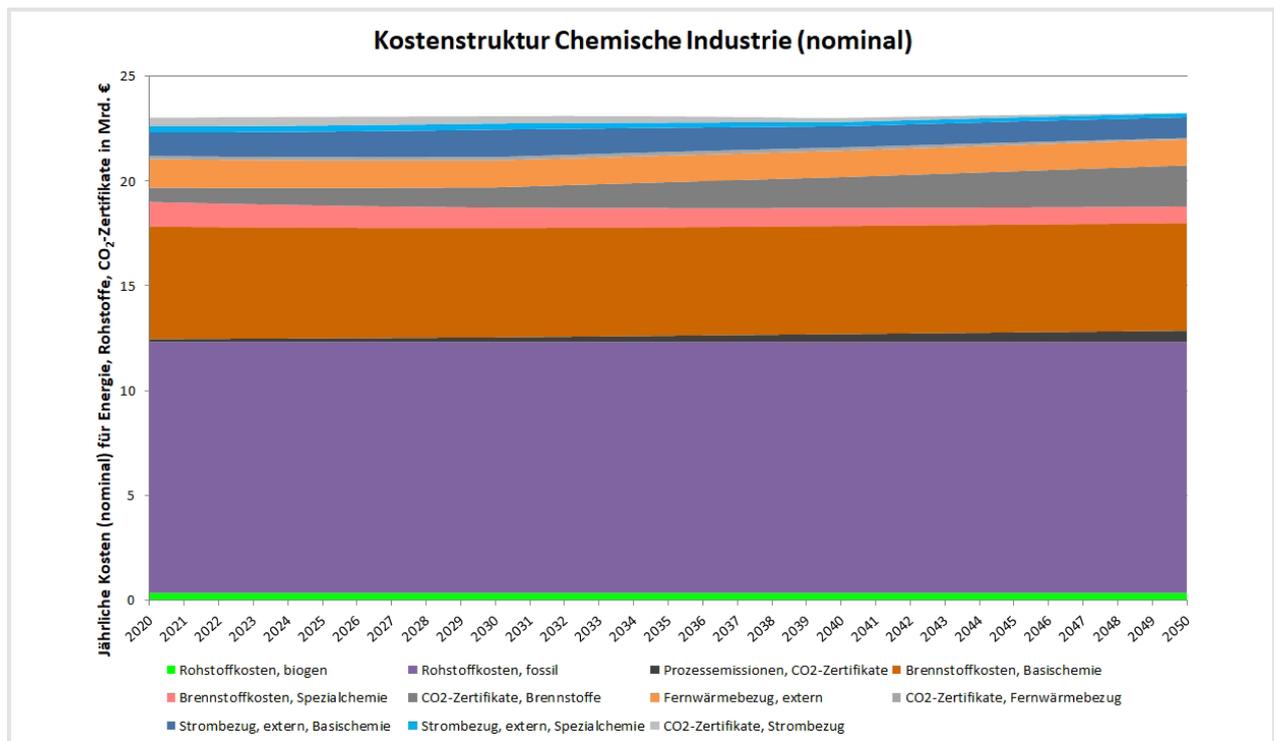


Abbildung 18: Entwicklung der Kosten der chemischen Industrie für die Bereitstellung von Energie und organischen Rohstoffen sowie Emissionszertifikate.

Tabelle 31: Gesamtergebnisse des Referenzpfades 2020 bis 2050; die einhergehenden Änderungen zwischen 2020 und 2050 sind in den letzten beiden Spalten ausgewiesen.

	Einheit	2020	2030	2040	2050	Änderung 2020 - 2050	
						absolut	prozentual
Gesamtenergiebedarf	PJ/a	1619,7	1578,5	1558,2	1548,4	-71,2	-4 %
davon Strom	TWh/a	54,0	50,7	49,1	48,3	-5,7	-11 %
davon externer Strombezug	TWh/a	35,4	32,1	30,5	29,7	-5,7	-16 %
davon Fernwärme	PJ/a	94,4	89,5	87,4	86,6	-7,8	-8 %
davon Brennstoffe	PJ/a	455,8	431,3	418,9	412,9	-42,9	-9 %
davon fossile Rohstoffe	PJ/a	834,8	834,8	834,8	834,8	0,0	0 %
davon Biomasse	PJ/a	40,4	40,4	40,4	40,4	0,0	0 %
Rohstoffmenge fossil	Mt/a	19,1	19,1	19,1	19,1	0,0	0 %
Rohstoffmenge Biomasse	Mt/a	2,5	2,5	2,5	2,5	0,0	0 %
Rohstoffmenge CO ₂	Mt/a	0,04	0,04	0,04	0,04	0,0	0 %
THG-Emissionen	t CO ₂ -äq/a	112,8	98,9	88,0	82,1	-30,7	-27 %
davon Prozessemissionen	t CO ₂ -äq/a	5,3	5,3	5,3	5,3	0,0	0 %
davon Brennstoffemissionen (inkl. Eigenstromerzeugung)	t CO ₂ /a	27,5	24,2	21,1	19,6	-7,9	-29 %
Gesamt Scope 1	t CO ₂ /a	32,9	29,6	26,4	25,0	-7,9	-24 %
davon externer Strom	t CO ₂ /a	16,8	8,8	2,7	0,0	-16,8	-100 %
davon externe Fernwärme	t CO ₂ /a	6,1	4,1	2,3	0,6	-5,5	-90 %
Gesamt Scope 2	t CO ₂ /a	23,4	12,9	5,0	0,6	-22,8	-97 %
davon Rohstoffe	t CO ₂ /a	56,5	56,5	56,5	56,5	0,0	0 %
Gesamt Scope 3	t CO ₂ /a	56,5	56,5	56,5	56,5	0,0	0 %
Gesamtkosten (Energie- und Rohstoffe, CO₂-Zertifikate)	Mrd. €/a	23,0	23,1	23,0	23,2	0,2	+1 %
davon Brennstoffe	Mrd. €/a	6,5	6,2	6,0	5,9	-0,6	-9,4 %
davon CO ₂ -Zertifikate (Scope 1)	Mrd. €/a	0,8	1,2	1,8	2,5	1,7	+204 %
davon externer Strom	Mrd. €/a	1,4	1,6	1,2	1,2	-0,2	-16 %
davon externe Fernwärme	Mrd. €/a	1,4	1,3	1,3	1,2	-0,1	-8 %
davon CO ₂ -Zertifikate (Scope 2)	Mrd. €/a	0,6	0,5	0,4	0,1	-0,5	-89 %
davon Rohstoffe	Mrd. €/a	12,3	12,3	12,3	12,3	0,0	0 %
Anlageninvestitionen	Mrd. €/a	7	7	7	7	keine zusätzl. Investitionen bis 2050	

Die nachfolgenden Schlussfolgerungen basieren auf den folgenden zentralen Beobachtungen:

- Bis 2030 sinken die direkten Emissionen der Chemieindustrie (Scope 1) um rund 3,0 Mio. t CO₂-äq/a und bis 2050 um 7,9 Mio. t CO₂-äq/a. Dies erfolgt insbesondere durch Effizienzsteigerungen, den Ausstieg aus der Kohlenutzung auch bei Eigenerzeugungsanlagen und deren Umstellung auf Erdgas und erneuerbare Energien.
- Die mit dem nationalen Ausstieg aus der Kohleverstromung verbundene Reduktion der indirekten Emissionen (Scope 2) liefert insgesamt den stärksten Reduktionsbeitrag von 10,0 Mio. t CO₂-äq/a (2030) bzw. 22,3 Mio. t CO₂-äq/a (2050).
- Die rohstoffbedingten Emissionen (Scope 3) sinken nicht, auch nicht durch Effekte der zirkulären Wirtschaft, da, wie in Kap. 5.5.7 am Beispiel der Kunststoff-Kreislaufwirtschaft erläutert, die Erhöhung der Rezyklatmengen aus dem mechanischen Recyclings keine Auswirkungen auf die Produktion der Basischemikalien hat.

Daraus lassen sich folgende Schlussfolgerungen ziehen:

Die Chemieindustrie reduziert durch den Kohleausstieg und eigene Maßnahmen bereits bis 2030 direkte Emissionen.

Bis zur Mitte der 30er Jahre ist die Umgestaltung der Eigenerzeugung von Wärme und Strom, und damit die Übertragung des Kohleausstiegs auf die Chemieindustrie, ein in der Verantwortung der Branche liegendes Handlungsfeld. Dies wird sich in Investitionen in die eigenen Energieerzeugungsanlagen niederschlagen und eine direkte Reduktion von Emissionen zur Folge haben. Da keine grundsätzlichen technologischen Barrieren existieren, liegt hierin ein erster Schwerpunkt für eigene Aktivitäten.

CO₂-armer Strom ist eine zwingende Voraussetzung für höhere Minderungsbeiträge der Chemieindustrie.

Dies gilt nicht nur für die Senkung indirekter Emissionen, sondern ist auch Voraussetzung dafür, dass

neue Produktionsverfahren in absehbarer Zeit auch tatsächlich zu Minderungen führen können. Mit Blick auf die Wettbewerbsfähigkeit deutscher Produktionsstandorte ist an dieser Stelle zu betonen, dass die Dämpfung und ggf. Kompensation von Kosteneffekten aus dem Umbau der deutschen Stromerzeugung von zentraler Bedeutung für die Chemieindustrie ist.

Im Ausbau eigener Standort-Kapazitäten zur Stromerzeugung könnte ein weiterer Minderungsbeitrag der Chemieindustrie bestehen.

Die Chemieindustrie hat auch im Referenzpfad einen signifikanten Bedarf an sicher verfügbarem Strom. Dieser Bedarf und die angenommenen niedrigen Kosten der Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien könnten die Attraktivität für Standorterzeugungsanlagen auch über den eigenen Wärmebedarf hinaus erhöhen. Die heutige Ausgestaltung wichtiger Kostendämpfungsinstrumente – etwa zur Strompreiskompensation – kann hier jedoch als Barriere wirken.

Bei der Dämpfung indirekter Kosten sollte bei der konkreten Ausgestaltung deshalb stärker als bisher darauf geachtet werden, dass damit nicht Barrieren für ein stärkeres Engagement der Unternehmen bei Standorterzeugungsanlagen zur Produktion Erneuerbaren Stroms errichtet werden. Werden Standorterzeugungsanlagen auf Basis Erneuerbarer Energien attraktiver, könnten auch aus der Chemieindustrie weitere Beiträge möglich werden. Damit würde nicht nur ein Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele geleistet, sondern auch zum Gelingen der Energiewende in Deutschland.

Notwendige ambitionierte Ziele nach 2030 sind ohne neue Technologien nicht erreichbar.

Nach 2030 sinkt das Emissionsniveau im Referenzpfad nur noch langsam. Daraus folgt, dass neue Technologien und Produktionsprozesse zwingend sind. Unter den Rahmenbedingungen des Referenzpfads stellen sich jedoch keine weiteren Minderungen ein. Deren Markteinführung und die dafür zu erfüllenden Voraussetzungen werden im Pfad 2 untersucht.

7. Technologiepfad

Der Technologiepfad (Pfad 2) baut auf dem Referenzpfad auf, beinhaltet im Unterschied zu diesem die Nutzung neuer Technologien. In Pfad 2 werden die verfügbaren Strommengen sowie die verfügbaren Investitionsvolumina und damit die durch die Maßnahmen zur Treibhausgasminde rung entstehenden Mehrkosten gegenüber dem Referenzpfad begrenzt.

7.1 Beschreibung

Wie im Referenzpfad bewirkt der Kohleausstieg bis 2038 auch in Pfad 2 Minderungen über die Veränderung des Strommixes im Fremdbezug und in der Standortenergieerzeugung. Auch Emissionsminderungen durch Effizienzsteigerungen treten in gleichem Maße wie im Referenzpfad auf.

Darüber hinaus kommen in Pfad 2 neue Technologien aus dem untersuchten Portfolio zum Einsatz. So wird beispielweise die erste Inbetriebnahme einer Methanpyrolyse-Anlage im großtechnischen Maßstab im Jahr 2040 angenommen. Für die Implementierung neuer Technologien werden neben ihrer technischen Reife die Wirtschaftlichkeit der Technologien sowie die in Kap. 4.4 beschriebenen Limitierungen berücksichtigt d. h.:

- die für die Chemie verfügbare Strommenge wird auf 225 TWh im Jahr 2050 begrenzt;
- das verfügbare Investitionsbudget wird auf 8,5 Mrd. € pro Jahr begrenzt, dies entspricht einer Steigerung von 1,5 Mrd. € p. a. gegenüber den Erhaltungs- und Modernisierungsinvestitionen für Anlagen im Referenzpfad. Rund 5 Mrd. € p. a. davon werden als verfügbar für Investitionen in den gesondert betrachteten Prozessen der Basischemie angenommen.

Da in Pfad 2 auch das chemische Recycling von Kunststoffen hinzukommt, zeigen sich außerdem etwas stärkere Minderungs-Effekte durch den anteiligen Ersatz fossiler Rohstoffe in einer erweiterten Kreislaufwirtschaft im Kunststoff-Teilbereich der Chemie. Carbon Capture and Storage kommt in Pfad 2 nicht zur Anwendung.

Da die meisten Technologien für die Transformation zur Treibhausgasreduzierung auf strombasierten Verfahren basieren, ist die verfügbare Strommenge ein entscheidendes Kriterium für das erreichbare Technologieportfolio im Jahr 2050.

Außerdem wird ein Technologiehochlauf erst als sinnvoll erachtet, wenn mit dem Wechsel eine Einsparung an CO₂-Emissionen verbunden ist. Die CO₂-Emissionen

werden bei den strombasierten Verfahren von den Emissionsfaktoren des eingesetzten Strommixes bestimmt. Diese werden 2050, bei vollständiger Erzeugung von Strom auf Basis erneuerbarer Energien, 0 erreichen, bis ca. 2035 aber noch so hoch liegen, dass keine Netto-CO₂-Reduktionen durch die strombasierten ggü. den etablierten konventionellen Verfahren resultieren.

Die CO₂-Vermeidungskosten hängen neben den Investitionskosten für die Anlage auch von der relativen Emissionseinsparung ab. Ein Technologiehochlauf beginnt im Technologiepfad, sobald die relativen Kosten bezogen auf CO₂-Einsparungen (vgl. die Erläuterungen in Kap. 5.2.5) einen linearen Verlauf erreichen.

Biomassebasierte Verfahren können bereits früher eingesetzt werden, um eine Emissionsreduktion zu erreichen. Bei diesen Verfahren ist die Technologiereife die limitierende Größe für die Einführung. Da eine Emissionsreduktion nachhaltig gewonnene Biomasse erfordert, ist die Produktionsmenge auch durch die als ungenutzte Rest- und Abfallstoffe gegenüber dem Referenzpfad zusätzlich verfügbare Biomasse in Pfad 2 begrenzt.

Zur Reduktion des Rohstoffbedarfs wird im Gegensatz zum Referenzpfad in Pfad 2 außerdem verstärkt das chemische Kunststoffrecycling eingesetzt. Hierfür werden im Wesentlichen Post-Consumer-Kunststoffabfälle eingesetzt, die nicht für ein mechanisches Recycling verwendbar sind.

Auf Basis der betrachteten Technologien wurde ein Portfolio zusammengestellt, das die Limitierungen des Pfades berücksichtigt. Der Technologiehochlauf der einzelnen Technologien ist im Annex 14.3 Pfad 2: Technologiepfad beschrieben.

7.2 Ergebnisse

In Abbildung 19 ist die modellierte Entwicklung des Energie- und Rohstoffbedarfs der chemischen Industrie im Pfad 2 dargestellt. Der Energiebedarf der chemischen Industrie sinkt in Pfad 2 durch Effizienzsteigerungen zunächst analog zum Referenzpfad leicht ab, nimmt aber ab 2040 durch die zunehmende Implementierung der neuen Technologien mit ihrem hohen Strombedarf, wieder zu. Die strombasierten Verfahren setzen ab 2040 ein, hierdurch ergibt sich ab diesem Zeitpunkt ein Anstieg des jährlichen Strombedarfs bis auf 224 TWh, der Anteil des Strombedarfs am Gesamtenergiebedarf (inkl. Rohstoffe) erhöht sich von 12 Prozent im Jahr 2020 auf 48 Prozent im Jahr 2050. Der Anteil der fossilen Brennstoffe nimmt hingegen ab. Auch die schon in Pfad 2 ausgeprägte Rohstofftransformation ist in Abbildung 19 erkennbar. Die Menge der fossi-

len Rohstoffe nimmt um 45 Prozent ab und wird u. a. durch Biomasse, Kunststoffabfall und CO₂ als Kohlenstoffquelle ersetzt. Bis 2050 wird in Pfad 2 15 Prozent des Methanols biomassebasiert hergestellt und die Produktion von Naphtha erfolgt zu 10 Prozent über Biomassevergasung. Der Einsatz von Biomasse erhöht sich um 8,9 Mio. Tonnen, dies entspricht dem 4-fachen Energiegehalt der heute in der chemischen Industrie eingesetzten nachwachsenden Rohstoffe. Das chemische Recycling von Kunststoffabfällen setzt ab 2030 ein, macht aber insgesamt nur einen kleinen Teil des Rohstoffeinsatzes aus. Nicht dargestellt in der Abbildung ist der Einsatz von CO₂ als Rohstoff, da dieser keinen Energieinhalt hat. Die Energie für die Nutzung des Rohstoffs CO₂ wird durch den über Elektrolyse oder Methanpyrolyse hergestellten Wasserstoff bereitgestellt.

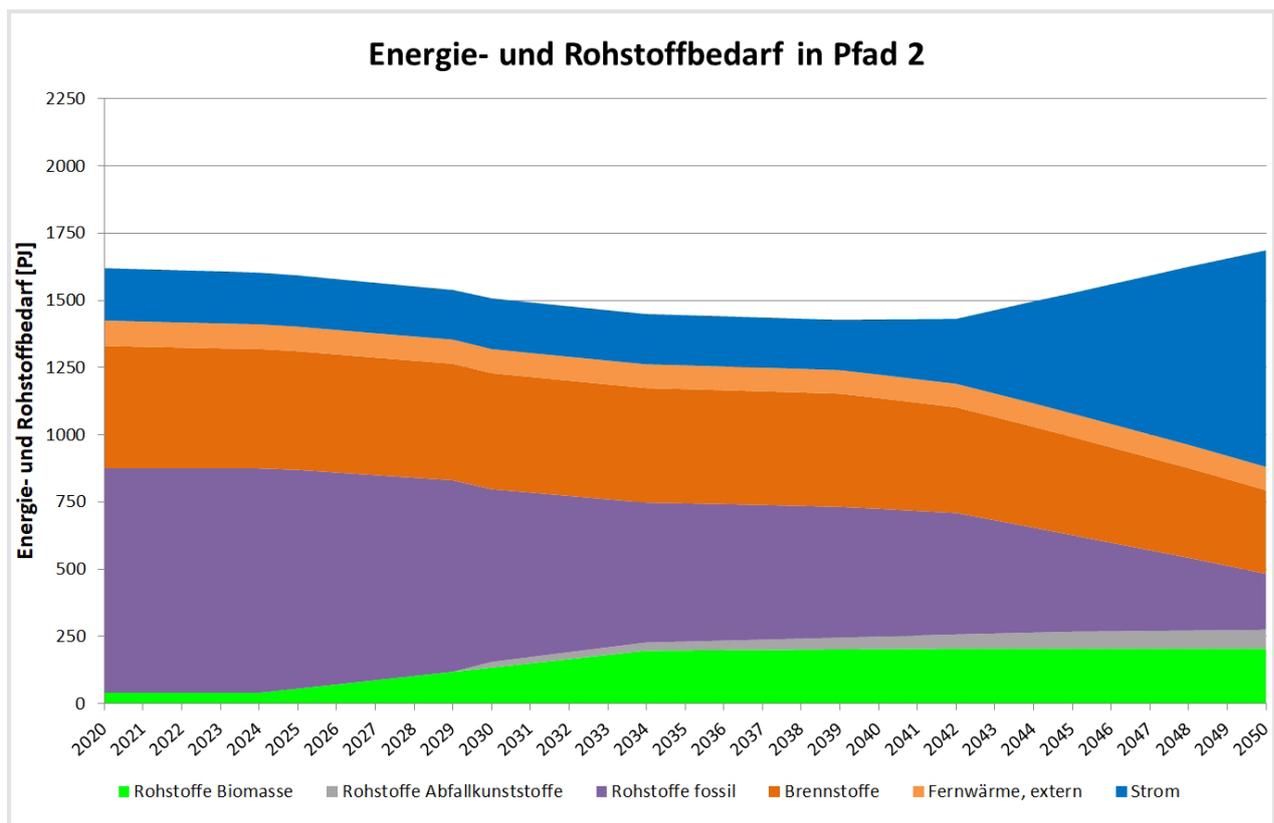


Abbildung 19: Entwicklung des Energie- und Rohstoffbedarfs der deutschen chemischen Industrie im Technologiepfad für verschiedene Energieformen und Rohstoffe.

Die Treibhausgasemissionen für Pfad 2 sind in Abbildung 20 dargestellt. Durch den Hochlauf der neuen Technologien sinken die CO₂-Emissionen der chemischen Industrie bis 2050 auf jährlich 44,4 Mt, was im Vergleich zum Referenzpfad einer weiteren Reduktion um ca. 37,7 Mt entspricht. Von dieser Reduktion lassen sich 2,3 Mt auf den reduzierten Emissionsfaktor

der Standortenergieerzeugung zurückführen (siehe auch Kap. 5.6). Eine Reduktion von 25,4 Mt CO₂ ergibt sich aus verringerten Scope 3 Emissionen, also aus dem Ersatz von fossilen Rohstoffen mit alternativen Quellen. 10 Mt ergeben sich aus dem Ersatz fossiler Brennstoffe durch elektrische Heizung oder energetischen Eigenverbrauch bei der Biomasseumsetzung.

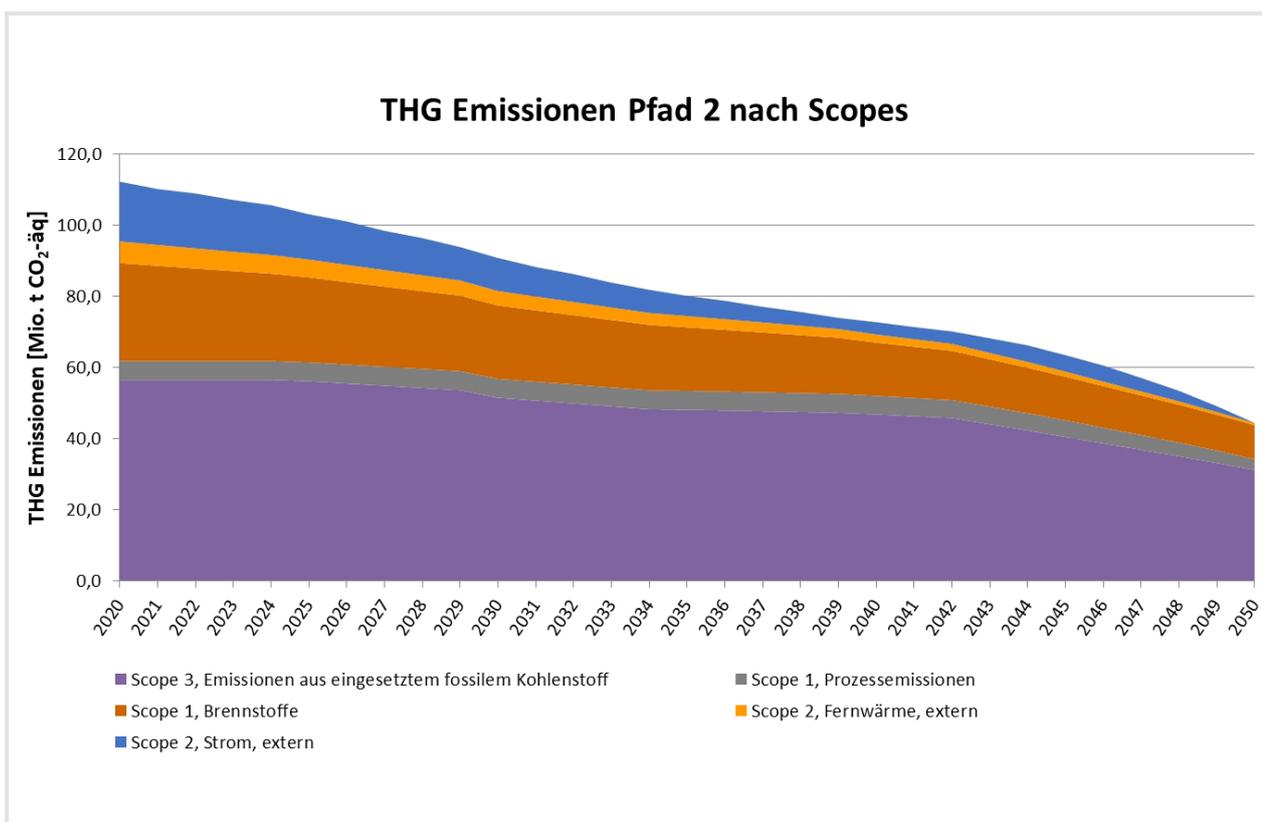


Abbildung 20: Verlauf der Treibhausgasemissionen der deutschen chemischen Industrie von 2020 - 2050 im Technologiepfad, aufgeschlüsselt nach Scope 1 bis 3 und verschiedenen Anteilen.

Abbildung 21 zeigt die Treibhausgasemissionen in Pfad 2 aufgeschlüsselt nach den betrachteten Produkten.

Die CO₂-Emissionen der nicht betrachteten Verfahren der Basischemie und der gesamten Spezialchemie wurden auf Basis der statistischen Daten des VCI extrapoliert. Diese als „restliche Chemie“ in Abbildung 21 zusammengefassten Werte wurden mit den resultierenden Emissionsfaktoren aus der Transformation des Energiesystems über den Betrachtungszeitraum fortgeschrieben. Die

Emissionen werden durch den Kohlenstoffgehalt der Naphtha-basierten Produkte (Olefine und BTX) sowie die Prozessemissionen dieser Produkte dominiert, gefolgt von den Emissionen aus dem Ammoniakherstellung.

Sinkende Emissionsfaktoren insbesondere beim Strom und die höheren angenommenen Effizienzsteigerungen in der Spezialchemie führen für die restlichen Chemieprodukte zu einer kräftigen Abnahme der Emissionen bis 2050.

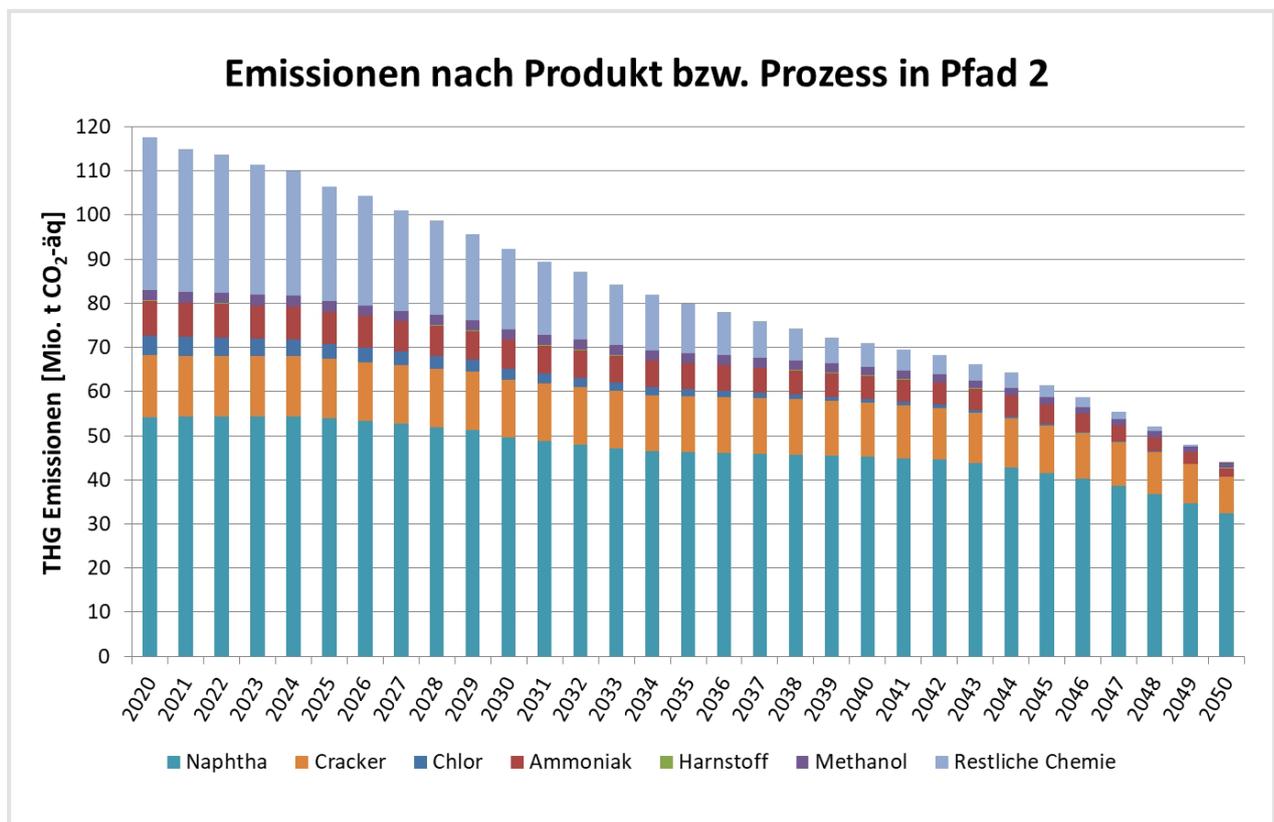


Abbildung 21: THG Emissionen in Pfad 2, aufgeschlüsselt nach Produkten bzw. Prozessen. Nicht-betrachtete Basischemie- und Spezialchemieprodukte sind als „restliche Chemie“ zusammengefasst.

Dem Verlauf der Treibhausgasemissionen in Pfad 2 ist in Abbildung 22 der Strombedarf, aufgeschlüsselt nach Produkten gegenübergestellt. Der angenommene Technologiehochlauf ist so gestaltet, dass der limitierte Strombedarf von max. 225 TWh in 2050 eingehalten wird. Der Strombedarf wird durch die Herstellung von Fischer-Tropsch-Naphtha über Elektro-

lyse-Wasserstoff als Rohstoff für die Produktion von Olefinen und Aromaten dominiert. Die ansteigende Implementierung der strombasierten Technologien in Verbindung mit den sinkenden Emissionsfaktoren für den Strommix führen zu der sichtbar stärkeren Abnahme der CO₂-Emissionen ab 2042.

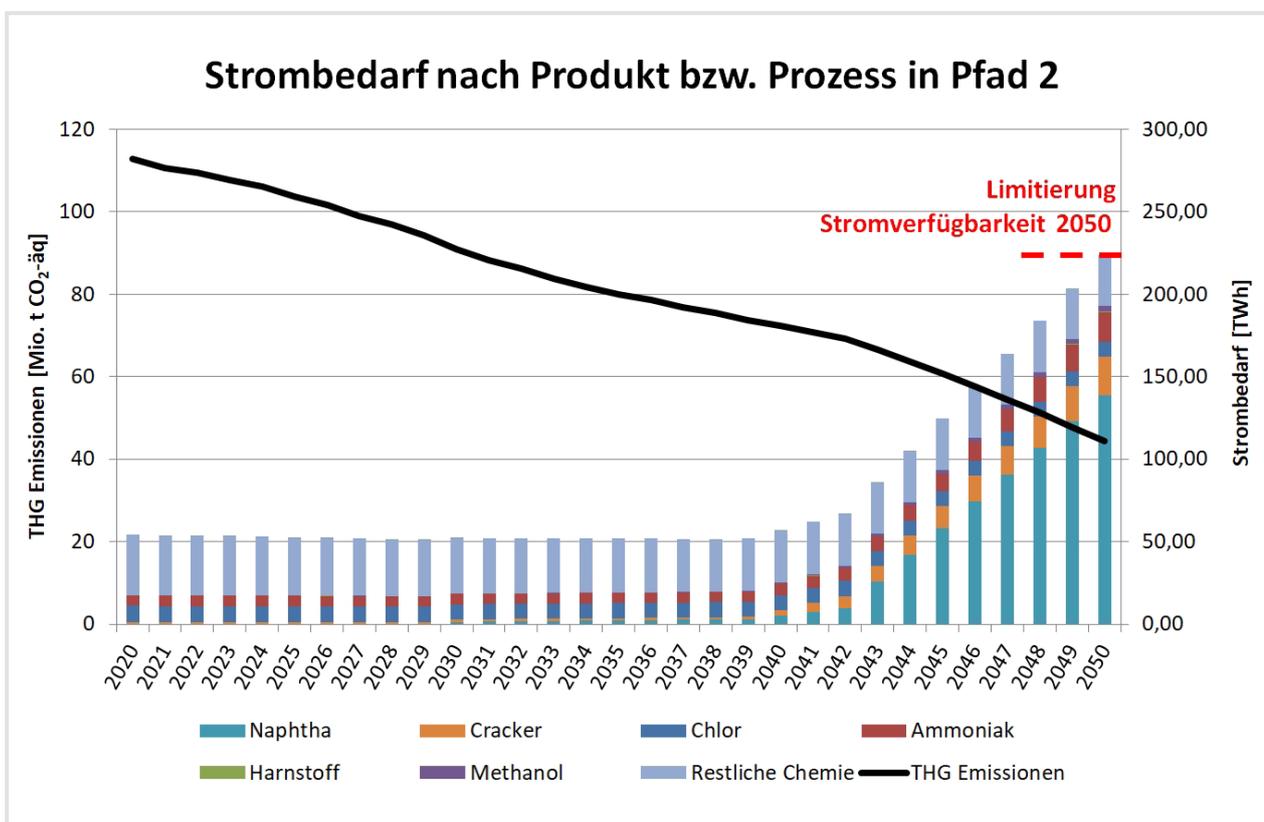


Abbildung 22: Strombedarf in Pfad 2 nach Produkten bzw. Prozessen (Balken) und Verlauf der THG Emissionen zwischen 2020 und 2050 (schwarze Linie). Nicht-betrachtete Basischemie- und Spezialchemieprodukte sind als „restliche Chemie“ zusammengefasst.

Die Entwicklung der zu erwartenden jährlichen Kosten für den Bezug von Energie, den Bedarf an Roh- und Brennstoffen sowie CO₂-Zertifikatekosten ist in Abbildung 23 dargestellt. Insgesamt steigen die betrachteten Kosten, insbesondere in der letzten Dekade, um 18 Prozent an, da die zusätzlichen Stromkosten die Einsparungen in den Brennstoffkosten deutlich überschreiten. Die Rohstoffkosten steigen zunächst leicht an und gehen dann auf das ursprüngliche Niveau zurück, wobei eine Verlagerung von den fossilen zu den alternativen Rohstoffen sichtbar wird. Der Rückgang der

Rohstoffkosten ab 2040 beruht auf dem verstärkten Einsatz von CO₂ (9,9 Mio. t in 2050) als Kohlenstoffquelle, hierfür wurde ein Preis von 25 €/t CO₂ zugrunde gelegt. Ein höherer CO₂-Rohstoffpreis würde die Gesamtrohstoffkosten entsprechend erhöhen.

Tabelle 32 fasst die wesentlichen Zahlenwerte in Zehnjahresschritten zusammen. Verwendete Parameter für einzelne Technologien und ihre Anteile in Pfad 2 sind in Annex 14.3 Pfad 2: Technologiepfad zusammengestellt.

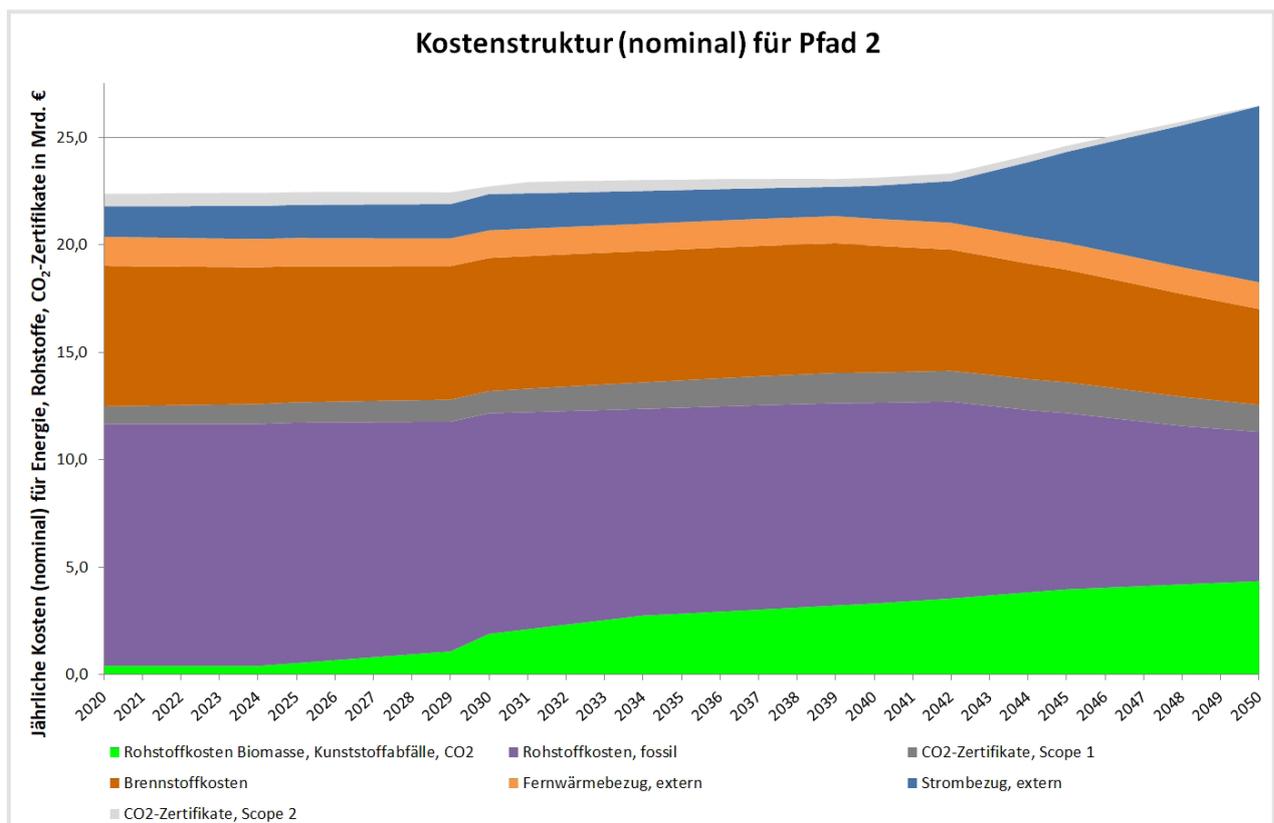


Abbildung 23: Entwicklung der Kosten der chemischen Industrie in Pfad 2 für die Bereitstellung von Energie und Rohstoffen sowie Emissionszertifikate.

Tabelle 32: Gesamtergebnisse des Technologiepfads für 2020 bis 2050; die einhergehenden Änderungen zwischen 2020 und 2050 sind in den letzten beiden Spalten ausgewiesen.

	Einheit	2020	2030	2040	2050	Änderung 2020-2050	
						absolut	prozentual
Gesamtenergiebedarf	PJ/a	1619,7	1507,7	1429,0	1686,1	66,4	+4 %
davon Strom	TWh/a	54,0	52,4	56,9	223,7	169,7	+314 %
davon externer Strombezug	TWh/a	35,4	33,8	38,3	205,4	169,7	+479 %
davon Fernwärme	PJ/a	94,4	89,5	87,4	86,6	-7,8	-8 %
davon Brennstoffe	PJ/a	455,8	431,8	411,8	311,1	-144,7	-32 %
davon fossile Rohstoffe	PJ/a	834,7	642,3	475,7	208,1	-626,5	-61 %
Abfallkunststoffe	PJ/a	0	21,0	46,2	70,3	+70,3	+100 %
Biomasse	PJ/a	40,4	134,4	203,1	204,6	+164,2	+407 %
Rohstoffmenge fossil	Mt/a	19,1	17,4	15,8	10,5	-8,6	-45 %
Rohstoffmenge Biomasse	Mt/a	2,5	7,6	11,3	11,4	+8,9	+355 %
Rohstoffmenge Kunststoffabfälle	Mt/a	0	0,8	1,9	2,8	+2,8	+100 %
Rohstoffmenge CO ₂	Mt/a	0,04	0,04	0,08	9,9	+9,9	+100 %
THG-Emissionen	Mio. t CO ₂ -äq/a	112,8	90,8	72,3	44,4	-68,3	-61 %
davon Prozessemissionen	Mio. t CO ₂ -äq/a	5,3	5,3	5,2	3,1	-2,3	-43 %
davon Brennstoffemissionen (inkl. Standorterzeugung)	Mio. t CO ₂ /a	27,5	20,6	15,0	9,6	-18,0	-65 %
Gesamt Scope 1	Mio. t CO ₂ /a	32,9	25,9	20,2	12,4	-20,3	-62 %
davon externer Strom	Mio. t CO ₂ /a	16,8	9,3	3,4	0	-16,8	-100 %
davon externe Fernwärme	Mio. t CO ₂ /a	6,1	4,1	2,3	0,6	-5,5	-90 %
Gesamt Scope 2	Mio. t CO ₂ /a	23,4	13,4	5,3	0,6	-22,8	-97 %
davon Rohstoffe	Mio. t CO ₂ /a	56,5	51,5	46,8	31,2	-25,3	-45 %
Gesamt Scope 3	Mio. t CO ₂ /a	56,5	51,5	46,8	31,2	-25,3	-45 %
Gesamtkosten (Energie- und Rohstoffe, CO₂-Zertifikate)	Mrd. €/a	22,4	22,7	23,1	26,5	+4,1	+18 %
davon Brennstoffe	Mrd. €/a	6,5	6,2	5,9	4,5	-2,1	-32 %
davon CO ₂ -Zertifikate (Scope 1)	Mrd. €/a	0,8	1,04	1,4	1,26	0,4	+54 %
davon externer Strom	Mrd. €/a	1,4	1,7	1,5	8,2	6,8	+479 %
davon externe Fernwärme	Mrd. €/a	1,4	1,3	1,3	1,2	-0,1	-8 %
davon CO ₂ -Zertifikate (Scope 2)	Mrd. €/a	0,6	0,36	0,37	0,0	-0,6	-97 %
davon fossile Rohstoffe	Mrd. €/a	11,3	10,3	9,3	6,9	-4,3	-38 %
davon alternative Rohstoffe	Mrd. €/a	0,4	1,9	3,3	4,3	+3,9	+987 %
Anlageninvestitionen	Mrd. €/a	7	7,86	8,24	8,27	Kumulierte zusätzl. Investitionen bis 2050: 23,5 Mrd. €	



7.3 Zusammenfassende Erkenntnisse

Die folgenden Beobachtungen sind zentral für die hier gezogenen Schlussfolgerungen:

- Das Ziel der Treibhausgasneutralität bis 2050 wird trotz insgesamt deutlicher Emissionsreduktionen im Technologiepfad nicht erreicht.
- Die direkten Emissionen der Chemieindustrie (Scope 1) sinken bis auf verbleibende residuale (stark prozessbedingte) Emissionen sehr deutlich, was auch in diesem Pfad durch den Ausstieg aus der Kohlenutzung und stärkerem Einsatz erneuerbarer Energien bei Standortenergieerzeugungsanlagen bedingt ist.
- Auch in diesem Pfad liefert die mit dem nationalen Ausstieg aus der Kohleverstromung verbundene Reduktion der indirekten Emissionen (Scope 2) insgesamt den stärksten Reduktionsbeitrag bis in die 30er Jahre hinein.
- Insgesamt sinken die in den bisherigen Abgrenzungen dargestellten Emissionen der Branche (ohne Scope 3) stark ab.
- Die rohstoffbedingten Emissionen (Scope 3) sinken beginnend ab Mitte der 20er Jahre infolge von Reduktionsbeiträgen aus verbesserter Kreislaufführung zunächst leicht, später aufgrund des chemischen Recyclings und der Markteinführung neuer Technologien stärker. Erst in den 40er Jahren sind jedoch auch hier deutliche Emissionsrückgänge zu verzeichnen.
- Mit der Markteinführung neuer Technologien nimmt der Strombedarf der chemischen Industrie sehr deutlich zu. Dieser muss ggf. durch Importe gedeckt werden.
- Als verfügbar angenommene Investitionsmittel bleiben für Emissionsreduktionen ungenutzt, weil der größere Teil der neuen Technologien bis weit in die 30er Jahre noch nicht marktreif sind.

Daraus lassen sich nachfolgende Schlussfolgerungen ziehen. Sie gelten über diejenigen aus dem Referenzpfad hinaus.

Neue Technologien erlauben umfassendere Minderungen, das Ziel weitgehender Treibhausgasneutralität im Jahr 2050 wird jedoch noch nicht erreicht.

Durch die Nutzung neuer Technologien und alternativer Verfahren sind trotz der um die Rohstoffbasis erweiterten Betrachtung erheblich stärkere Emissionsreduktionen durch die Chemieindustrie möglich als im Referenzpfad. Sie leistet damit einen erheblichen Beitrag zur Erreichung immer ambitionierterer Ziele nach 2030. Dennoch wird unter den gegebenen Restriktionen für Investitionen und Stromverfügbarkeit das Ziel der weitgehenden Treibhausgasneutralität verfehlt, und dies trotz bereits angenommener staatlicher Investitionsunterstützung.

Die Bedeutung von Kosteneffekten der Umgestaltung der Stromerzeugung nimmt zu.

Mit dem Einsatz neuer Technologien geht ein deutlicher Anstieg des Strombedarfs einher. Die Bedeutung der Dämpfung und Kompensation von Kosteneffekten, die aus dem Umbau der deutschen Stromerzeugung resultieren, steigt besonders nach 2030 noch einmal zusätzlich an.

Der Zeitpunkt der Marktreife neuer Technologien und Verfahren wird zum Schlüssel für das Erreichen der Treibhausgasneutralität der Chemischen Industrie.

Die Ergebnisse des Technologiepfads zeigen sehr deutlich, wie entscheidend es ist, neue Technologien möglichst schnell zur Marktreife zu führen. Denn erst dann beginnen diese, Bestandsanlagen zu verdrängen. Je früher die Marktreife erreicht ist, desto näher kommt die Chemieindustrie dem Ziel der weitgehenden Treibhausgasneutralität. Zugleich werden auch die in diesem Pfad gesetzten Restriktionen relevanter, insbesondere die unterstellte begrenzte Verfügbarkeit von Strom.

Deshalb sollte die Förderung von Forschung und Entwicklung durch geeignete Instrumente verstärkt und langfristig tragfähige, branchenübergreifende Kooperationen, zum Beispiel zur Kreislaufwirtschaft im Teilbereich der Kunststoffe und damit verbundener Senkung des fossilen Rohstoffbedarfs, unterstützt werden.

Verfügbare Mittel für Investitionen bleiben ungenutzt, weil die Technologien noch nicht bereit sind.

Um Mittel, die potentiell für (spätere) Investitionen in Treibhausgasreduzierungs-technologien verfügbar sind, nicht ungenutzt zu lassen, sollte über geeignete Instrumente nachgedacht werden.

Die Verfügbarkeit von Strom aus erneuerbaren Energien ist eine zentrale Rahmenbedingung.

Erneuerbarer Strom ist in weit höherem Umfang als bisher erforderlich. Deshalb werden sowohl die Rahmenbedingungen für Standortenergieerzeugung als auch die Ausweitung von Importoptionen durch internationale Kooperationen noch wichtiger.

Gegebenenfalls sind weitere Maßnahmen zum Erhalt der Wettbewerbsfähigkeit geboten.

Mit der Markteinführung neuer Technologien sind unvermeidlich Kostenimplikationen verbunden. Diese können zum Schutz europäischer Produktionsstandorte auch eine Synchronisierung der europäischen Handels- und Klimapolitik, notwendig werden lassen, sofern in anderen Weltregionen vergleichbare Anstrengungen unterbleiben.



8. Pfad Treibhausgasneutralität 2050

Im „Pfad Treibhausgasneutralität 2050“ gibt es bei den untersuchten Technologien keine Restriktionen hinsichtlich Kosten, Machbarkeit und Wirtschaftlichkeit.

8.1 Beschreibung

Pfad 3 wird als „Pfad Treibhausgasneutralität 2050“ bezeichnet. In ihm gibt es bei den untersuchten Technologien keine Restriktionen hinsichtlich Kosten, Machbarkeit und Wirtschaftlichkeit. Dies führt zu schnellerer und vollständigerer Marktdurchdringung. Außerdem werden frühere Verfügbarkeiten neuer Technologien und Verfahren angenommen. Das Ziel, (nahezu vollständige) Treibhausgasneutralität bis 2050 zu erreichen, wird in den Modellrechnungen für die hier betrachteten Technologien erzwungen. Die Verfügbarkeit von erneuerbarem Strom ist nicht begrenzt, es wird eine Deckung des Bedarfs ggf. durch Importe unterstellt. Die ermittelten Strombedarfe und Investitionsmittel sind Rechenergebnisse.

Zudem gelten die Annahmen der Pfade 1 und 2. Der Kohleausstieg wird bis 2038 umgesetzt und hat Änderungen im Strommix für den Fremdbezug und die Standortenergieerzeugung zufolge. Dies beinhaltet auch dort enthaltene Empfehlungen zur Kostendämpfung/-kompensation der Industrie. Ferner sind die gleichen Annahmen für Effizienzgewinne zugrunde gelegt.

In Pfad 3 werden Technologien unabhängig von der Kostenparität eingeführt, sobald sich eine CO₂-Ersparnis aus deren Einsatz ergibt und sie verfügbar sind (TRL 9). Bis 2050 werden alle konventionellen Verfahren der Basischemie gegen alternative Verfahren ohne CO₂-Emissionen ersetzt. Die Biomassenutzung ändert sich im Vergleich zu Pfad 2 nicht. Beim Recycling werden Anlagen mit elektrischer Beheizung eingesetzt, um die Stoffausbeute zu verbessern. Die Entwicklung der Technologieportfolios ist im Annex 14.4 Pfad 3: Pfad Treibhausgasneutralität dargestellt.

8.2 Ergebnis

In Abbildung 24 ist die modellierte Entwicklung des Energie- und Rohstoffbedarfs der chemischen Industrie im Pfad 3 dargestellt. Wie schon in Pfad 2 sinkt der Energiebedarf durch Effizienzsteigerungen zunächst, nimmt aber ab 2035 durch die zunehmende Implementierung der strombasierten Technologien mit ihrem hohen Energiebedarf wieder zu. Der Anstieg ist besonders ab 2040 sehr groß, der Strombedarf steigt bis 2050 auf 684 TWh an. Der Anteil des Strombedarfs am Gesamtenergiebedarf (inkl. Rohstoffe) liegt dann bei 81 Prozent. Der Einsatz fossiler Brennstoffe nimmt, entsprechend den getroffenen Annahmen zur Standortenergieerzeugung in Pfad 3, stark ab, der verbleibende Brennstoffbedarf von 124 PJ im Jahr 2050 wird aus erneuerbaren Energiequellen gedeckt. Die Rohstofftransformation wird in Pfad 3 vollständig vollzogen, d. h. fossile Rohstoffe werden fast vollständig ersetzt, bis auf den Einsatz von teilweise fossilem Methan in der Methanpyrolyse, der zum Ende des betrachteten Zeitraums in Pfad 3 wieder leicht ansteigt und 2050 bei 1,5 Mio. Tonnen liegt. Der Einsatz von Biomasse erhöht sich bis 2050 auf 11,4 Mio. Tonnen (205 PJ) und 2,8 Mio. Tonnen Kunststoffabfälle (73 PJ) dienen als Rohstoff für die chemischen Recyclingverfahren. Nicht dargestellt in der Abbildung ist der Einsatz von CO₂ als Rohstoff, da dieser keinen Energieinhalt hat. Die Energie für die Nutzung des Rohstoffs CO₂ wird durch den über Elektrolyse oder Methanpyrolyse hergestellten Wasserstoff bereitgestellt.

Abbildung 25 zeigt die Treibhausgasemissionen in Pfad 3 aufgeteilt nach Scopes. Die Emissionen des in Scope 1 abgebildeten externen Strom- und Wärmebezug entsprechen im Wesentlichen dem Verlauf in Pfad 2, bezüglich des Stromeinsatzes resultiert die vollständige Emissionsreduktion (31,3 Mt) durch die in 2050 erreichte vollständige Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer

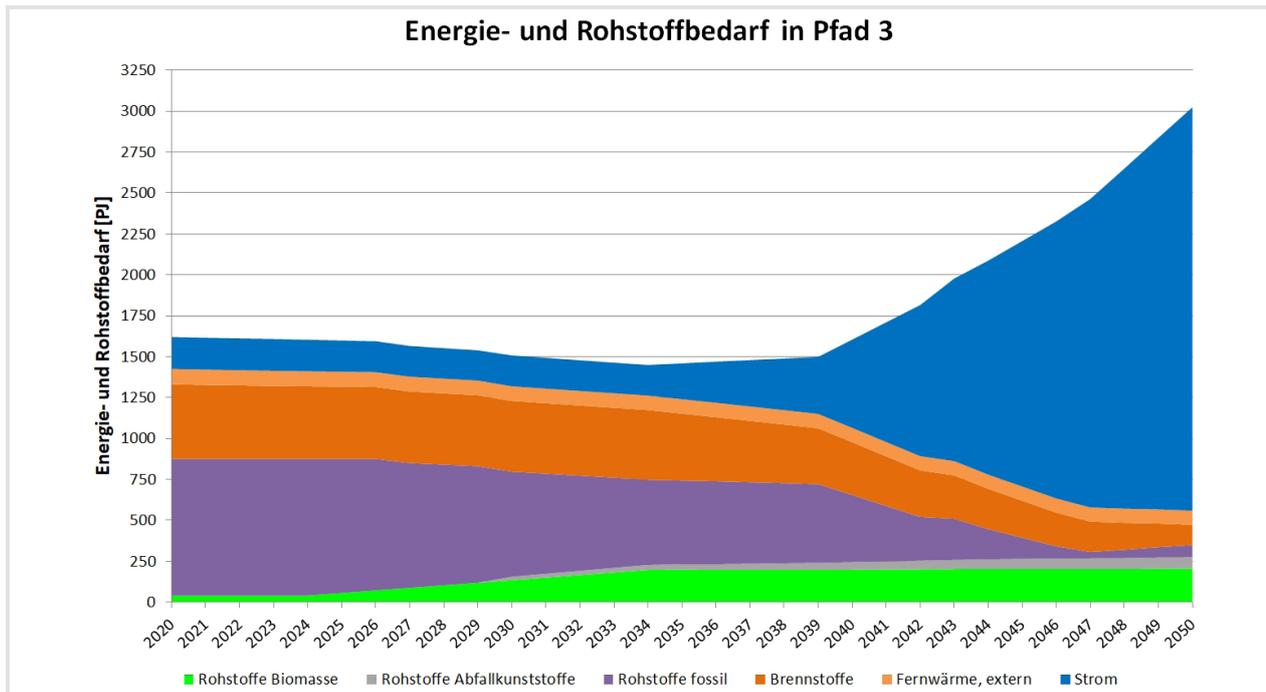


Abbildung 24: Entwicklung des Energie- und Rohstoffbedarfs der deutschen chemischen Industrie im Technologiepfad für verschiedene Energieformen und Rohstoffe.

Energien. Brennstoffemissionen gehen durch den Ersatz fossiler Brennstoffe durch elektrische Heizung, die für Pfad 3 getroffenen Annahmen und energetischen Eigenverbrauch bei der Biomasseumsetzung um 27,4 Mt auf null zurück. Besonders ausgeprägt ist die Abnahme in Scope 3 von 56,4 Mt, die aus dem weitgehenden Ersatz

fossiler Rohstoffe bis 2050 resultiert. Es verbleiben Residualemissionen in Höhe von 2,2 Mio. t/a, die sich vornehmlich aus Lachgas- und anderen, nicht-CO₂-bedingten Emissionen zusammensetzen. Ein kleiner Teil der Restemissionen ergibt sich außerdem aus dem Emissionsfaktor der extern bezogenen Fernwärme.

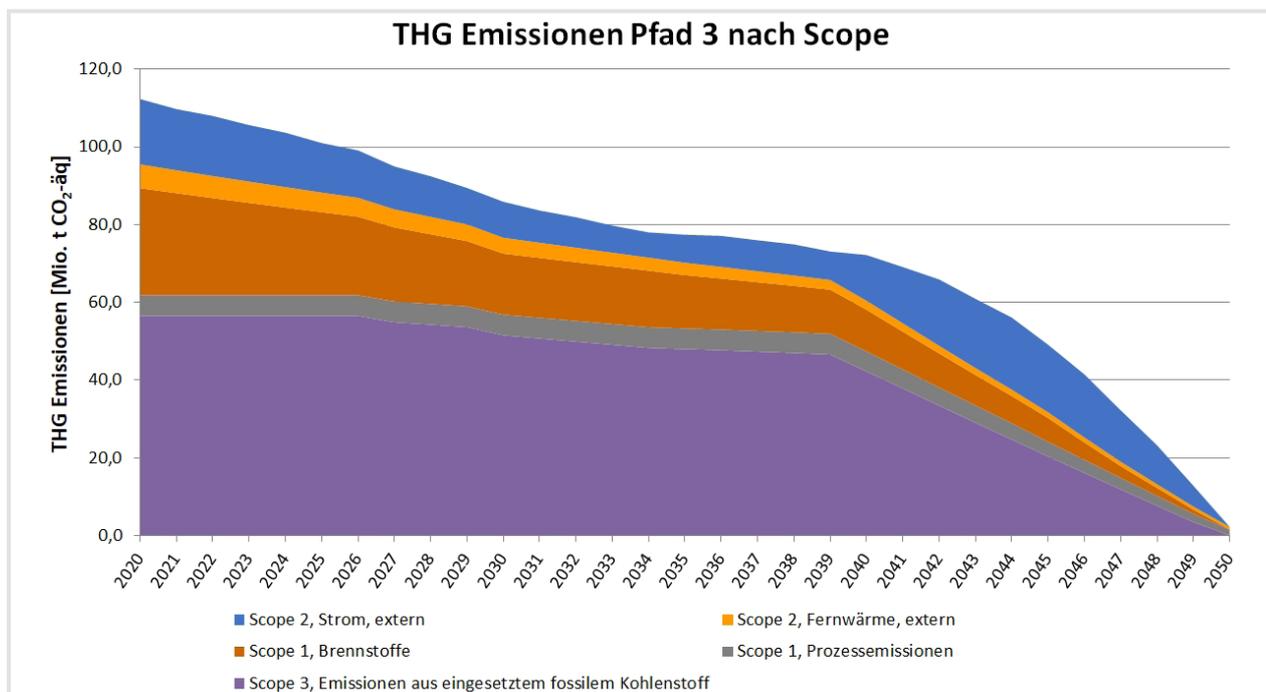


Abbildung 25: Verlauf der Treibhausgasemissionen der deutschen chemischen Industrie von 2020 - 2050 im Pfad Treibhausgasneutralität, aufgeschlüsselt nach Scope 1 bis 3 und verschiedenen Anteilen.

Die Aufschlüsselung der Emissionen nach den in der Roadmap betrachteten Produkten und Prozessen ist in Abbildung 26 dargestellt. Die CO₂-Emissionen der nicht betrachteten Verfahren der

Basischemie und der gesamten Spezialchemie wurden auf Basis der statistischen Daten des VCI extrapoliert. Verbleibende Restemissionen im Jahr 2050 sind dieser restlichen Chemie zugeordnet.

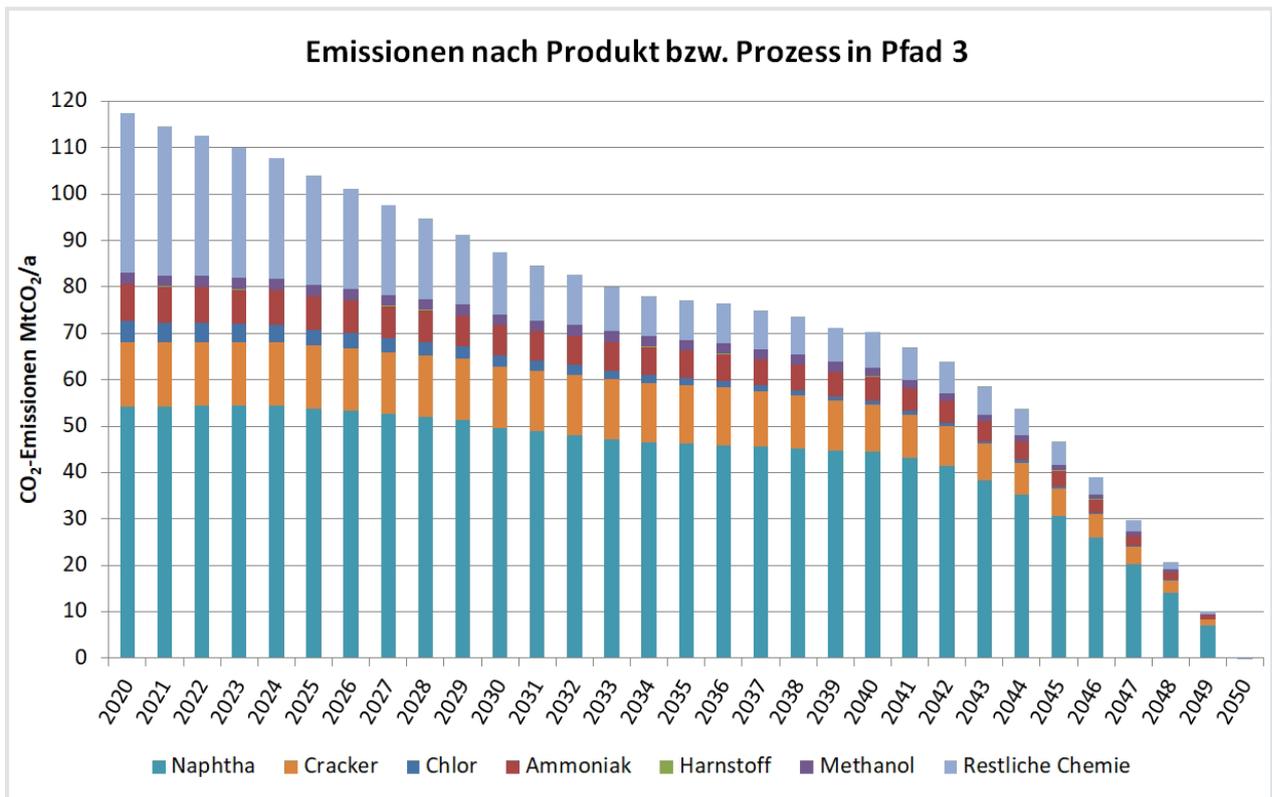


Abbildung 26: THG Emissionen in Pfad 3, aufgeschlüsselt nach Produkten bzw. Prozessen; nicht-betrachtete Basischemie- und Spezialchemieprodukte sind als „restliche Chemie“ zusammengefasst.

Abbildung 27 zeigt schließlich den zeitlichen Verlauf des Strombedarfs, aufgeschlüsselt nach Produkten und Prozessen. Die Treibhausgasemissionen sind dem gegenübergestellt. Wie schon in Pfad 2 wird der Strombedarf durch die Herstellung von Fischer-Tropsch-Naphtha über Elektrolyse-Wasserstoff als

Rohstoff für die Produktion von Olefinen und Aromaten dominiert. Die ansteigende Implementierung der strombasierten Technologien in Verbindung mit den sinkenden Emissionsfaktoren für den Strommix führen zu der sichtbar stärkeren Abnahme der CO₂-Emissionen ab 2040.

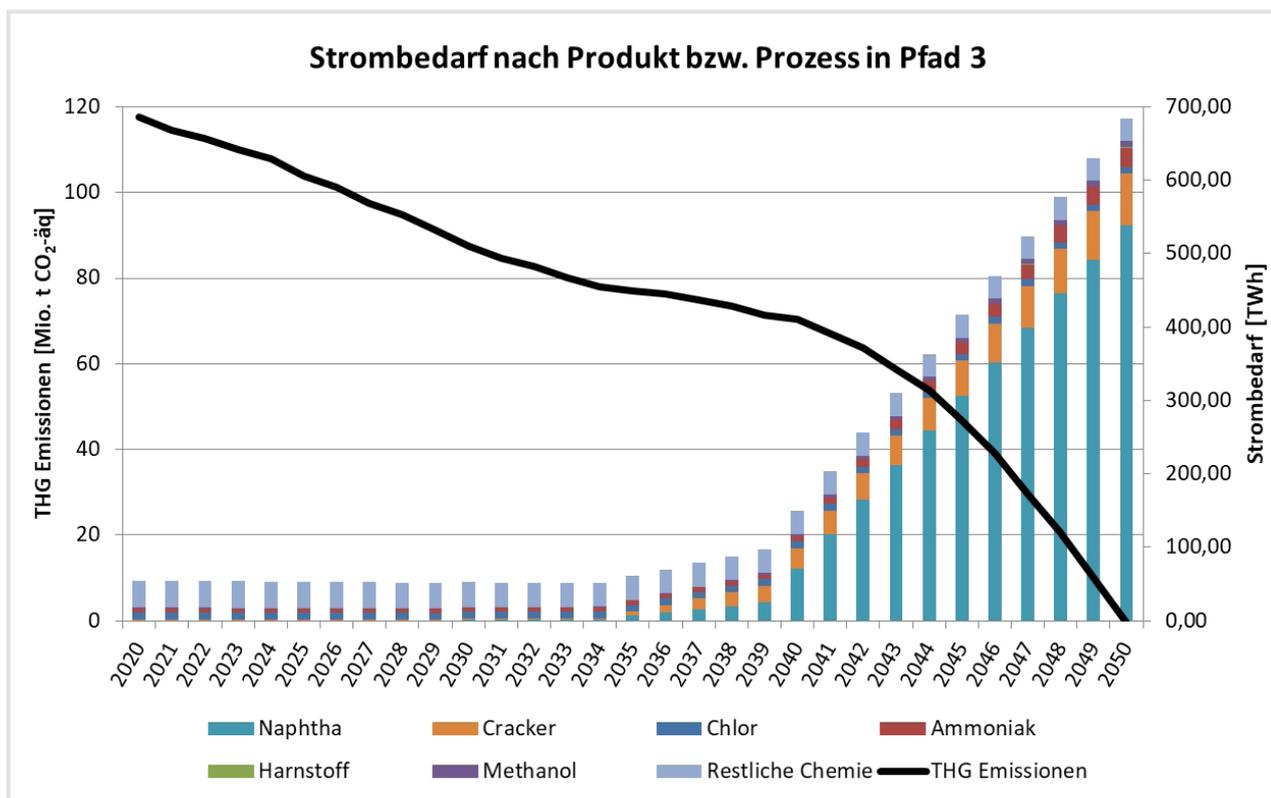


Abbildung 27: Strombedarf in Pfad 3 nach Produkten bzw. Prozessen (Balken) und Verlauf der THG Emissionen zwischen 2020 und 2050 (schwarze Linie). Nicht-betrachtete Basischemie- und Spezialchemieprodukte sind als „restliche Chemie“ zusammengefasst.

Die Entwicklung der zu erwartenden jährlichen Kosten für den Bezug von Energie, den Bedarf an Roh- und Brennstoffen sowie CO₂-Zertifikatekosten in Pfad 3 ist in Abbildung 28 dargestellt. Die betrachteten Kosten steigen zwischen 2040 und 2050 auf 160 Prozent der Kosten in 2020 an. Fast 75 Prozent dieser Kosten können dem Strombezug zugeordnet werden, so dass dies der dominierende Kostenfaktor in Pfad 3 ist. Es sei an dieser Stelle daran erinnert, dass für die Stromkosten in dieser Roadmap lediglich 4 ct/kWh angenommen werden, höhere Stromkosten hätten entsprechend große Auswirkungen. Kosten für fossile Rohstoffe nehmen stark ab, da diese, mit Ausnahme von Methan für die

Methanpyrolyse, bis 2050 vollständig ersetzt werden. Auch der Ersatz von fossilen Brennstoffen führt zur Kostenreduktion. Die Kosten für alternative Rohstoffe steigen hingegen auf 5,1 Mrd. € an, davon entfallen 1,8 Mrd. € auf Biomasse, 2,3 Mrd. € auf Kunststoffabfälle und 1 Mrd. € auf CO₂ als Rohstoff, unter den in Kap. 4.4.1 beschriebenen Annahmen für Rohstoffkosten.

Alle Ergebnisse zu Pfad 3 sind in Tabelle 33 gesammelt aufgeführt. Verwendete Parameter für einzelne Technologien und ihre Anteile in Pfad 3 sind in Annex 14.4 Pfad 3: Pfad Treibhausgasneutralität dargestellt.

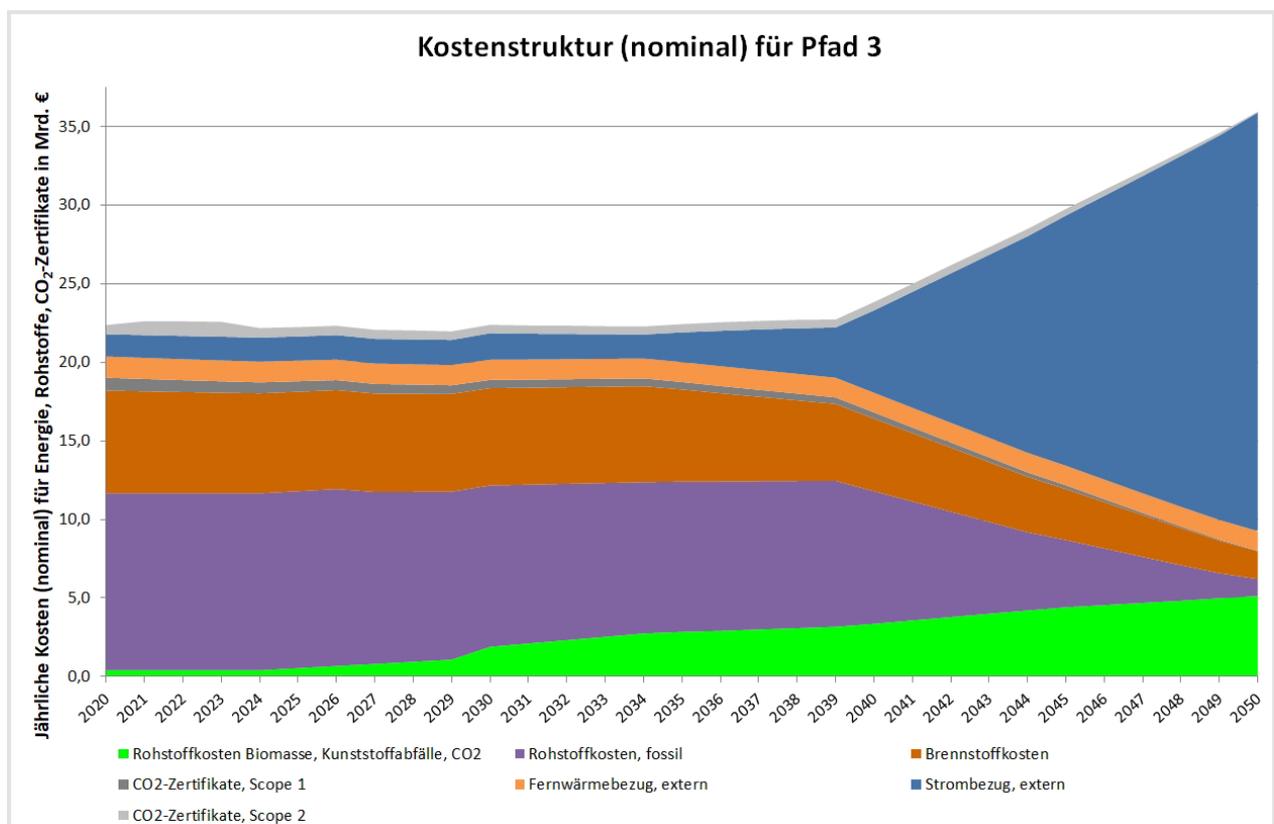


Abbildung 28: Entwicklung der Kosten der chemischen Industrie in Pfad 3 für die Bereitstellung von Energie und Rohstoffen sowie Emissionszertifikaten.

Table 33: Gesamtergebnisse des Pfads Treibhausgasneutralität 2020 bis 2050; die einhergehenden Änderungen zwischen 2020 und 2050 sind in den letzten beiden Spalten ausgewiesen.

	Einheit	2020	2030	2040	2050	Änderung 2020-2050	
						absolut	prozentual
Gesamtenergiebedarf	PJ/a	1619,7	1507,6	1603,6	3023,4	+1403,8	+87 %
davon Strom	TWh/a	54,0	52,4	149,6	684,6	630,5	+1162 %
davon externer Strombezug	TWh/a	35,4	33,8	131,0	665,9	+630,5	+1781 %
davon Fernwärme	PJ/a	94,4	89,5	87,4	86,6	-7,8	-8 %
davon Brennstoffe	PJ/a	455,8	431,8	322,3	123,6	-332,2	-73 %
davon fossile Rohstoffe	PJ/a	834,7	642,3	411,0	74,3	-760,3	-91 %
Abfallkunststoffe	PJ/a	0	20,9	45,9	69,9	+69,9	+100 %
Biomasse	PJ/a	40,4	134,4	198,4	204,6	+164,2	+407 %
Rohstoffmenge fossil	Mt/a	19,1	17,4	14,3	1,5	-17,6	-92 %
Rohstoffmenge Biomasse	Mt/a	2,5	7,6	11,0	11,4	+8,9	+355 %
Rohstoffmenge Kunststoffabfälle	Mt/a	0	0,9	1,9	2,8	+2,8	+100 %
Rohstoffmenge CO ₂	Mt/a	0,04	0,04	3,9	41,0	+41,0	+100 %
THG-Emissionen	Mio. t CO₂-äq/a	112,8	85,9	65,5	2,2	-110,5	-98 %
davon Prozessemissionen	Mio. t CO ₂ -äq/a	5,3	5,3	5,2	1,4	-3,9	-73 %
davon Brennstoffemissionen (inkl. Standorterzeugung)	Mio. t CO ₂ /a	27,5	15,7	10,7	0,1	-27,4	-99,6 %
Gesamt Scope 1	Mio. t CO₂/a	32,9	21,0	15,8	1,5	-31,3	-95 %
davon externer Strom	Mio. t CO ₂ /a	16,8	9,3	11,8	0,0	-16,8	-100 %
davon externe Fernwärme	Mio. t CO ₂ /a	6,1	4,1	2,3	0,6	-5,5	-90 %
Gesamt Scope 2	Mio. t CO₂/a	23,4	13,4	7,5	0,6	-22,8	-97 %
davon Feedstock	Mio. t CO ₂ /a	56,5	51,5	42,2	0,0	-56,5	-100 %
Gesamt Scope 3	Mio. t CO₂/a	56,5	51,5	42,2	0,0	-56,5	-100 %
Gesamtkosten (Energie- und Rohstoffe, CO₂-Zertifikate)	Mrd. €/a	22,4	22,4	23,8	36,0	+13,6	+61 %
davon Brennstoffe	Mrd. €/a	6,5	6,2	4,6	1,8	-4,8	-73 %
davon CO ₂ -Zertifikate (Scope 1)	Mrd. €/a	0,8	0,5	0,4	0,04	-0,8	-95 %
davon externer Strom	Mrd. €/a	1,4	1,7	5,2	26,6	25,2	+1780 %
davon externe Fernwärme	Mrd. €/a	1,4	1,3	1,3	1,2	-0,1	-8 %
davon CO ₂ -Zertifikate (Scope 2)	Mrd. €/a	0,6	0,5	0,5	0,06	-0,52	-90 %
davon fossile Rohstoffe	Mrd. €/a	11,3	10,1	8,4	1,9	-10,2	-90 %
davon alternative Rohstoffe	Mrd. €/a	0,4	2,1	3,4	5,1	+4,7	+1181 %
Anlageninvestitionen	Mrd. €/a	7	8,0	12,8	11,1	Kumulierte zusätzl. Investitionen bis 2050: 68 Mrd. €	

8.3 Sensitivitäten

Die Implementierung der in Kap. 5 beschriebenen Technologien hängt maßgeblich von ökonomischen Faktoren ab. Die bisher beschriebenen Produktionskosten gelten unter den in dieser Roadmap getroffenen Annahmen, die in Kap. 4.3 und 4.4 sowie bei den jeweiligen Technologien ausführlich beschrieben sind. An dieser Stelle soll anhand von Ammoniak als Beispielprozess aufgezeigt werden, inwieweit die Ergebnisse sensitiv auf Änderungen in diesen Annahmen reagieren. Unter den in dieser Roadmap beschriebenen Annahmen kann eine elektrolysebasierte Ammoniakanlage 2040 wettbewerbsfähig gegenüber einer konventionellen Neuanlage produzieren. Abbildung 29 zeigt, welche Auswirkungen eine Veränderung dieser Annahmen auf die spezifischen Produktionskosten von Ammoniak hat. Untersucht wurde die Sensitivität auf die Parameter

Strom-, CO₂-, und fossile Rohstoffkosten, Diskontsatz, Abschreibungszeitraum und CAPEX. Die entsprechenden Zahlen wurden ausgehend von den Annahmewerten zwischen 50 und 150 Prozent variiert, wobei alle anderen Annahmen konstant gehalten wurden.

Aufgezeigt ist die jeweilige Zeitspanne, in der, je nach Zahlenwert des jeweiligen Parameters Parität der Produktionskosten gegenüber konventionellen Neuanlagen erreicht wird. Der Balken für die Netto-CO₂-Einsparung markiert den Grenzzeitpunkt, ab dem die neue Technologie unter Verwendung von Strom aus dem deutschen Stromnetz zur CO₂-Minderung beitragen kann.

Das beispielhafte Sensitivitätsbild ist grundsätzlich auf alle in dieser Roadmap beschriebenen neuen Tech-

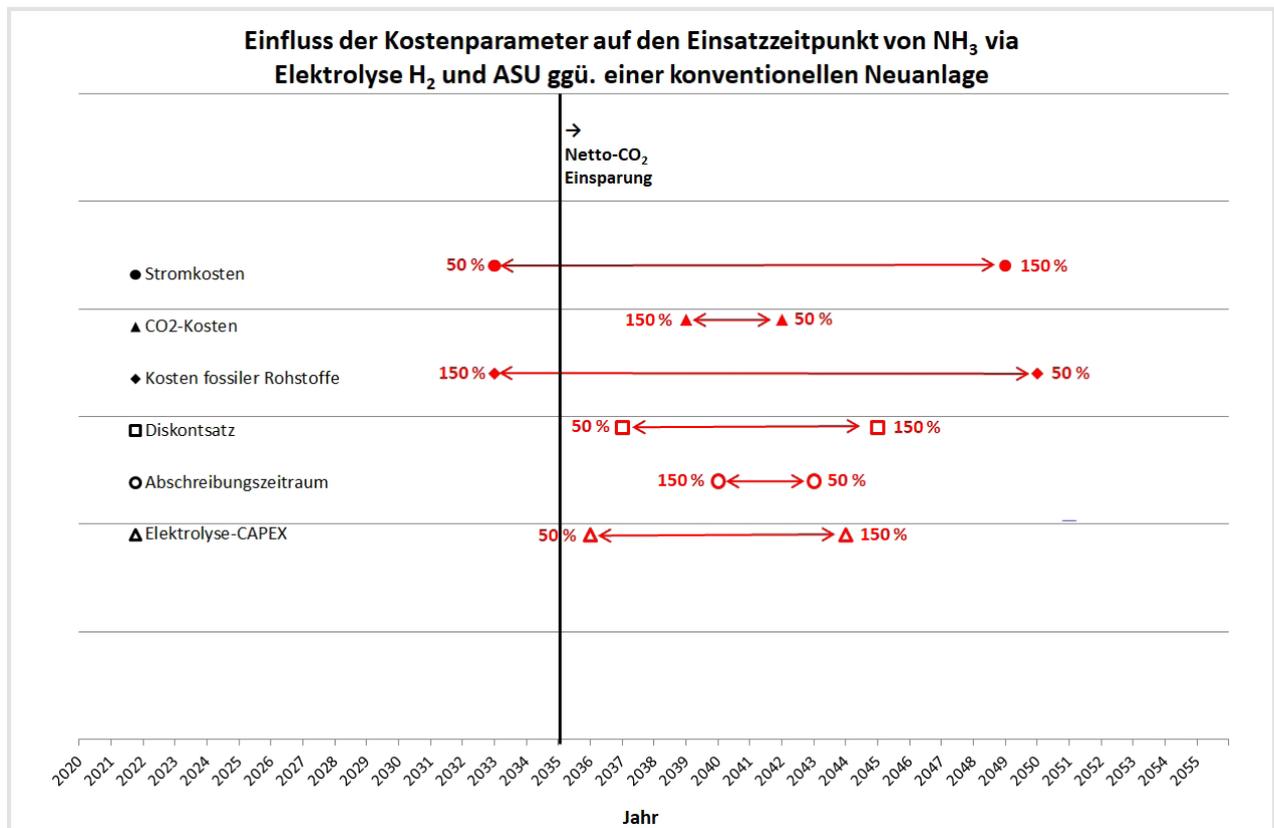


Abbildung 29: Sensitivitätsanalyse bezüglich ausgewählter Parameter am Beispiel der Ammoniaksynthese. Bsp.: Sind die Stromkosten um 50 Prozent niedriger als in der Roadmap angesetzt, ist das Verfahren schon 7 Jahre früher (2033) wirtschaftlich, sind sie 50 Prozent höher, erst 9 Jahre später (2049), sofern die Entscheidung über den Bau einer Neuanlage ansteht. dabei werden jeweils alle anderen Parameter konstant gehalten (ceteris paribus).

nologien übertragbar. Die gezeigten Einflüsse sind zudem unabhängig von den Transformationspfaden, sie gelten also gleichermaßen für Pfad 2 und 3.

Die Sensitivitätsanalyse zeigt eine ausgeprägte Abhängigkeit bei den Parametern Strom- und Rohstoffkosten, gefolgt von den Investitionskosten. Die Stromkostensensitivität ist bei allen elektrolysebasierten Prozessen, wie dem in Abbildung 29 gezeigten Fall, besonders ausgeprägt, Änderungen der Kosten von fossilen Rohstoffen wirken sich auf die Referenzprozesse aus, aber auch auf die Methanpyrolyse (hoher Methanbedarf) oder biomassebasierte Synthesen (hoher Biomassebedarf). Deutlich geringere Auswirkungen haben dagegen geänderte Annahmen beim CO₂-Preis, Diskontsatz oder Abschreibungszeitraum.

Abbildung 30 zeigt den Einfluss von Investitionsförderung auf den Zeitpunkt der Kostenparität. Durch finanzielle Unterstützung der Investitionen lässt sich der Investitionszeitpunkt um einige Jahre nach vorne verlegen. Auch diese Aussage ist auf andere Prozesse übertragbar.

Generell ist zu berücksichtigen, dass auf ein zeitliches Vorziehen der Markteinführung neuer Technologien zielende Maßnahmen auch eine beschleunigte Marktdurchdringung zur Folge haben, mit entsprechender Beschleunigung der Emissionsreduktion und daraus folgenden niedrigeren kumulierten Emissionen im Betrachtungszeitraum 2020-2050.

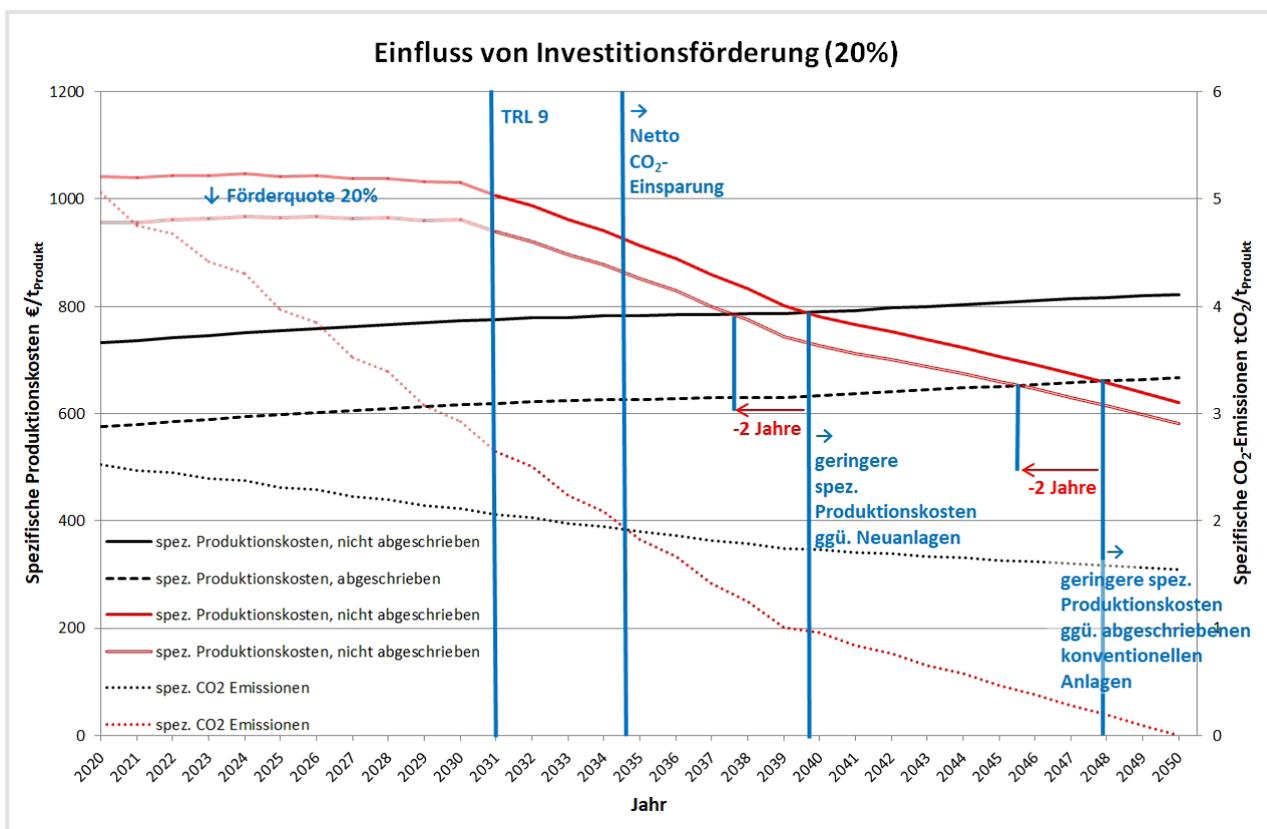


Abbildung 30: Einfluss von Investitionsförderung auf die Wirtschaftlichkeit. Mit einer Förderquote von 20 Prozent wird im gezeigten Fall eine Kostenparität mit der konventionellen Technologie 2 Jahre früher erreicht. Zur weiteren Erläuterung der Abbildung siehe Abbildung 8 in Kap. 5.2.5

8.4 Zusammenfassende Erkenntnisse

Der umfassende Einsatz neuer Technologien erlaubt es, das Ziel der fast vollständigen Treibhausgasneutralität im Jahr 2050 noch zu erreichen.

Stärkere Minderungen durch die Chemieindustrie sind möglich, allerdings sinken auch in diesem Pfad die Scope 3-Emissionen erst in den 40er-Jahren stark ab. Dennoch ist der Verlauf der Emissionsreduktionen schneller als im Pfad 2.

Das Ziel fast vollständiger Treibhausgasneutralität im Jahr 2050 wird erreicht unter Inkaufnahme eines sehr starken zusätzlichen Anstiegs des Strombedarfs.

Der Strombedarf steigt in diesem Pfad ab den 40er Jahren steil an auf über 600 TWh/a im Jahr 2050 – fast eine Verdreifachung gegenüber dem Pfad 2 und mehr als der aktuelle Nettostromverbrauch in Deutschland. Die Dämpfung von Kosteneffekten insbesondere bei Strom wird noch zwingender, zugleich ist die Frage der Verfügbarkeit von Strom noch dringlicher.

Das Ziel fast vollständiger Treibhausgasneutralität im Jahr 2050 wird erreicht auch unter Inkaufnahme höherer Kosten, insbesondere höherer Investitionen.

Dies kann zum einen mit Blick auf die Wettbewerbsfähigkeit eine noch deutlichere finanzielle Unterstützung für neue Verfahren (Förderung von Forschung und Entwicklung und Markteinführung) nötig machen. Zudem könnte gerade in diesem Pfad der Druck zunehmen, zum Schutz europäischer Produktionsstandorte eine Flankierung der Klimapolitik um handelspolitische Maßnahmen vorzunehmen, sofern in anderen Weltregionen angemessene Anstrengungen unterbleiben – mit erheblichen neuen Risiken und Fragestellungen, die nicht Gegenstand der hier vorgenommenen Untersuchungen waren.

Es verbleiben Residualemissionen.

Auch im Pfad 3 verbleiben Residualemissionen, selbst wenn diese gering sind. Für diese Residualemissionen, die auch in anderen Sektoren zu erwarten sind, werden für die Umsetzung der im Pariser Abkommen angestrebten Treibhausgasneutralität langfristig Kompensationen an anderer Stelle oder zusätzliche technische (CCS) oder natürliche Senken erforderlich werden.

9. Übergreifende Ergebnisse

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der drei betrachteten Pfade zur Treibhausgasminderung zusammengefasst betrachtet.

9.1 Treibhausgasminderung

Abbildung 31 zeigt einen Vergleich der CO₂-Emissionen zwischen den drei Transformationspfaden. Obwohl die für Pfad 2 und 3 maßgeblichen Änderungen gegenüber Pfad 1 auf der Implementierung neuer, emissionsarmer Technologien nach 2030 beruhen, zeigen sich Unterschiede zu Pfad 1 bereits vorher. Dies beruht im Wesentlichen auf den verschiedenen zugrunde gelegten Emissionsfaktoren für die Standortenergieerzeugung (siehe Kapitel 5.6). 2050 liegen die Emissionen im Technologiepfad ca. 37,5 Mio. t unter denen des Referenzpfads, im Pfad 3 beträgt die THG-Minderung 80 Mio. t. Es verbleibt dort eine Restemission von 2,2 Mio. t.

Die prozentualen Emissionsminderungen in den drei Technologiepfaden sind in Tabelle 34 zusammengestellt.

Tabelle 34: Prozentuale Emissionsminderung in den drei betrachteten Pfaden, referenziert auf 2020 als Ausgangsjahr

Emissionsminderungen in %	2020	2030	2040	2050
Pfad 1	0 %	12 %	22 %	27 %
Pfad 2	0 %	19 %	36 %	61 %
Pfad 3	0 %	24 %	42 %	98 %

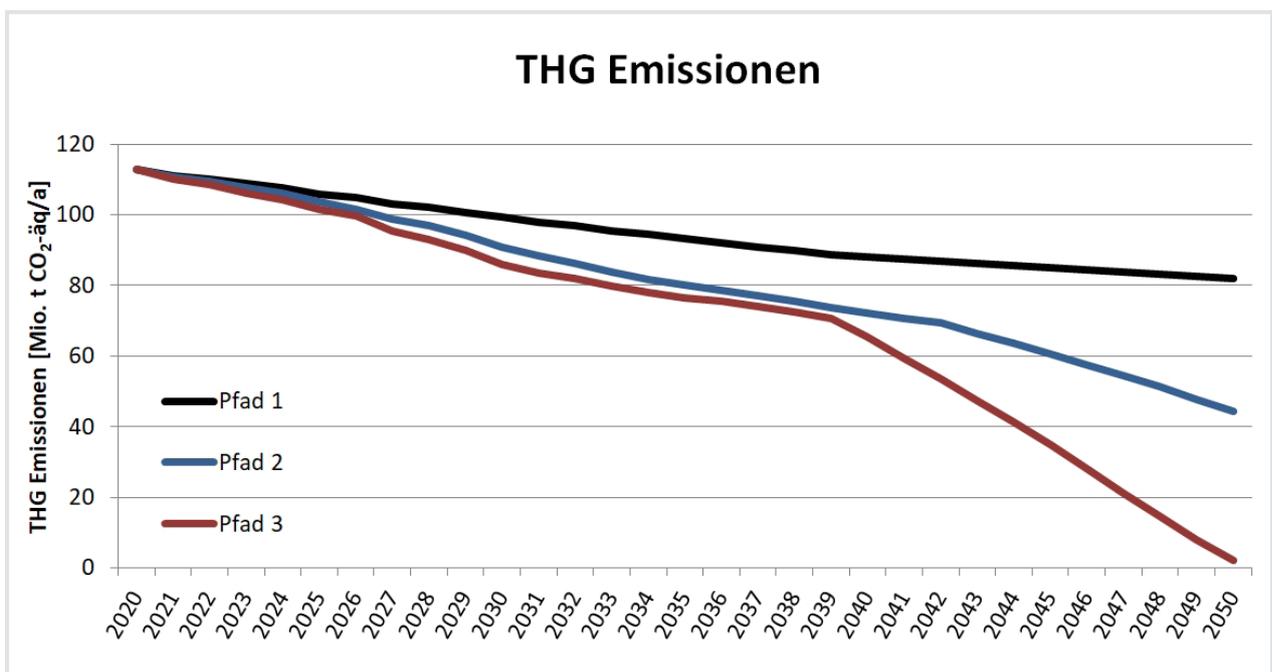


Abbildung 31: Vergleich der Transformationspfade – Verlauf der Treibhausgas-Emissionen

Tabelle 35 zeigt die erreichte aufsummierte Emissionsminderung in den drei Transformationspfaden bis 2030, 2040 und 2050. Die Maßnahmen in Pfad 2 und 3 führen schon 2030 zu einer höheren Emissionsvermeidung im Vergleich zu Pfad 1. Bis 2050 werden in Pfad 3 knapp 200 Mio. t CO₂ mehr vermieden als in Pfad 2, dies ist in Bezug zu setzen zum nachfolgend diskutierten Strom- und auch Investitionsbedarf. Es soll an dieser Stelle nochmals darauf hingewiesen werden, dass eine frühere Implementierung der beschriebenen neuen Technologien auch eine größere kumulierte Vermeidung von CO₂-Emissionen ermöglicht. So führt z. B. eine um 5 Jahre vorgezogene Implementierung der Erzeugung von synthetischem Naphtha über Elektrolyse und Fischer-Tropsch bis 2050 zu einer zusätzlichen kumulierten Emissionsminderung von 27,6 Mio t CO₂.

Tabelle 35: Kumulierte Emissionsminderungen für die verschiedenen Transformationspfade in Mio. t

Emissionsminderungen in [Mio. t CO ₂]	bis 2030	bis 2040	bis 2050
Pfad 1	13,3	24,3	30,2
Pfad 2	35,5	174,2	445,4
Pfad 3	35,5	181,8	640,0

Es ist auch zu betonen, dass die in dieser Roadmap für die Pfade 2 und 3 jeweils zugrunde gelegten Technologiehochläufe zunächst eine Parität der Treibhausgasemissionen des alternativen Prozesses mit dem konventionellen Verfahren (im Wesentlichen geprägt durch Scope 2-Emissionen) fordert. In einer Betrachtung von kumulierten Emissionen bzw. Emissionsmin-

derungen erscheint dies nicht unbedingt erforderlich. So kann eine frühere Technologieimplementierung trotz zunächst ungünstiger CO₂-Bilanz langfristig zu einer höheren kumulierten Minderung führen. Dieser Ansatz wäre vergleichbar mit dem Vorgehen in der Elektromobilität, setzt aber zwingend voraus, dass die vollständige Umstellung des Stromsektors auf erneuerbare Energien verlässlich vollzogen wird.

Schließlich wird an dieser Stelle nochmals darauf hingewiesen dass die dargestellten Emissionsrückgänge sich zum einen auf das Basisjahr 2020 beziehen und zum anderen auch Emissionen der Rohstoffbasis beinhalten (Scope 3).

9.2 Strombedarf

Wie Abbildung 32 zeigt, liegt der Strombedarf für die Pfade 2 und 3 erwartungsgemäß um ein Vielfaches über dem des Pfades 1. Die deutliche Zunahme setzt ab etwa 2035 mit der Implementierung strombasierter Verfahren ein, nach Erreichen von TRL 9 und einer vorteilhaften CO₂-Bilanz aufgrund der fortschreitenden Umstellung des Stromsektors auf erneuerbare Energien. Der jährliche Strombedarf erreicht für Pfad 3 einen Wert von 682 TWh im Jahr 2050, dieser Wert entspricht der Bruttoinlandsstromerzeugung in 2017 und stellt das Dreifache des Strombedarfs für Pfad 2 von 224 TWh dar. Der Strombedarf in Pfad 2 entspricht ungefähr dem aktuellen Ausbau von erneuerbaren Energien im Stromsystem (216 TWh im Jahr 2017) und liegt innerhalb der gesetzten Limitierung des verfügbaren Stroms für Pfad 2.

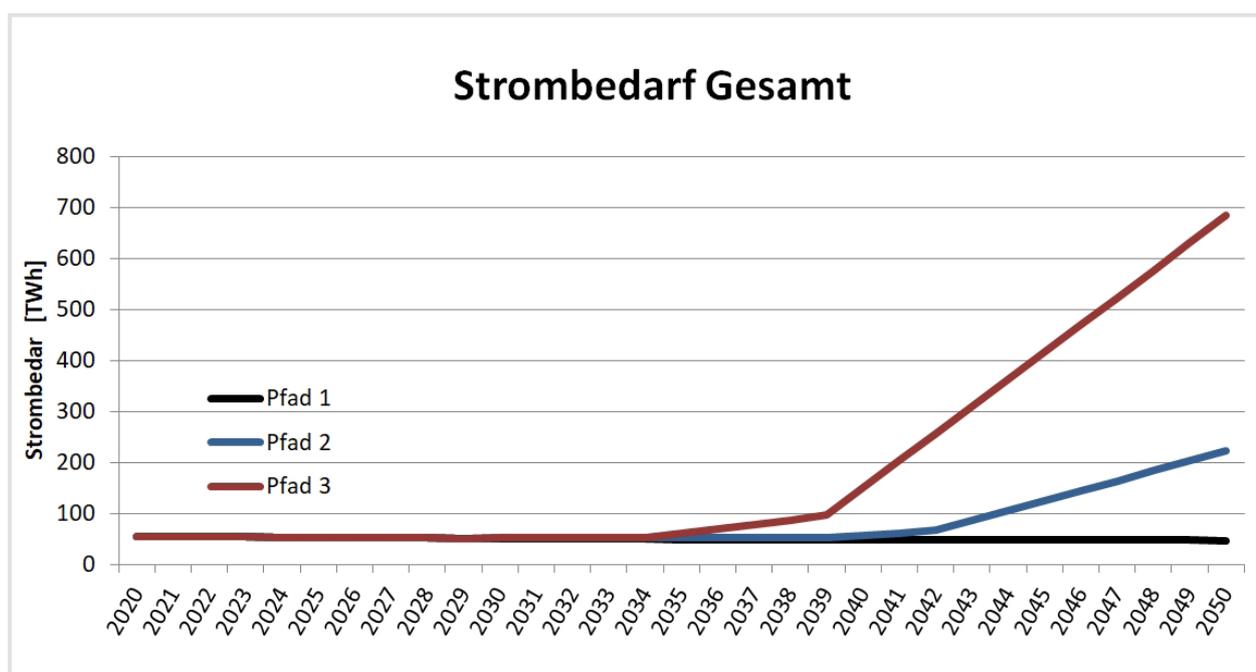


Abbildung 32: Vergleich der Transformationspfade – jährlicher Strombedarf

9.3 Umstellung der Rohstoffbasis

Mit den Transformationspfaden 2 und 3 geht ein massiver Umbau der Rohstoffbasis der chemischen Industrie einher. Abbildung 33 zeigt die prozentuale Rohstoffzusammensetzung für die drei Transformationspfade. Zur Vergleichbarkeit der verschiedenen Rohstoffe werden die eingesetzten Mengen auf den Kohlenstoffgehalt bezogen. Die Mengen in Mio. t können den Ergebnistabellen in den Kapiteln 6, 7 und 8 entnommen werden. Im Pfad 1 ist keine Erhöhung alternativer Rohstoffe vorgesehen, der Rohstoffmix bleibt über die Zeit konstant. Da fossile Rohstoffe hier als Summenwert abgebildet sind, werden evtl. Änderungen der Zusammensetzung fossiler Rohstoffe nicht dargestellt. In Pfad 2 erfolgt bereits eine deutliche Verschiebung der Rohstoffbasis durch Ersatz der fossilen Rohstoffe durch Biomasse, Kunststoffabfälle und CO₂. In Pfad 3 ist ein fast vollständiger Ersatz fossiler Rohstoffe erkennbar, der verbleibende Anteil ist Methan als Rohstoff für die Methanpyrolyse. Durch den angenommenen starken Ausbau elektrolysebasierter Syntheserouten dominiert

CO₂ als Rohstoff. Es sei an dieser Stelle darauf hingewiesen, dass die in dieser Roadmap präsentierten Transformationspfade auf Annahmen für den jeweils zugrunde liegenden Technologiemitz beruhen (siehe Annex 14.2-14.4). Entsprechend sind auch alternative Transformationspfade mit abweichenden Anteilen alternativer Rohstoffe möglich. So ist z. B. ein höherer Anteil der Nutzung von Rest- und Abfallbiomasse möglich.

9.4 Investitionsbedarf

Für die Implementierung der neuen, emissionsarmen Technologien in Pfad 2 und 3 sind umfangreiche Investitionen in neue Anlagen erforderlich. Die jährlichen zusätzlichen Investitionen sind in Abbildung 34 dargestellt. Die Summen basieren auf den berechneten Anlageninvestitionen für die betrachteten neuen Prozesse. Für die nicht in der Roadmap modellierten Basischemieprozesse ist ein geschätzter, zusätzlicher Bedarf von 50 Prozent der berechneten Summe in den nachfolgend aufgezeigten Werten enthalten.

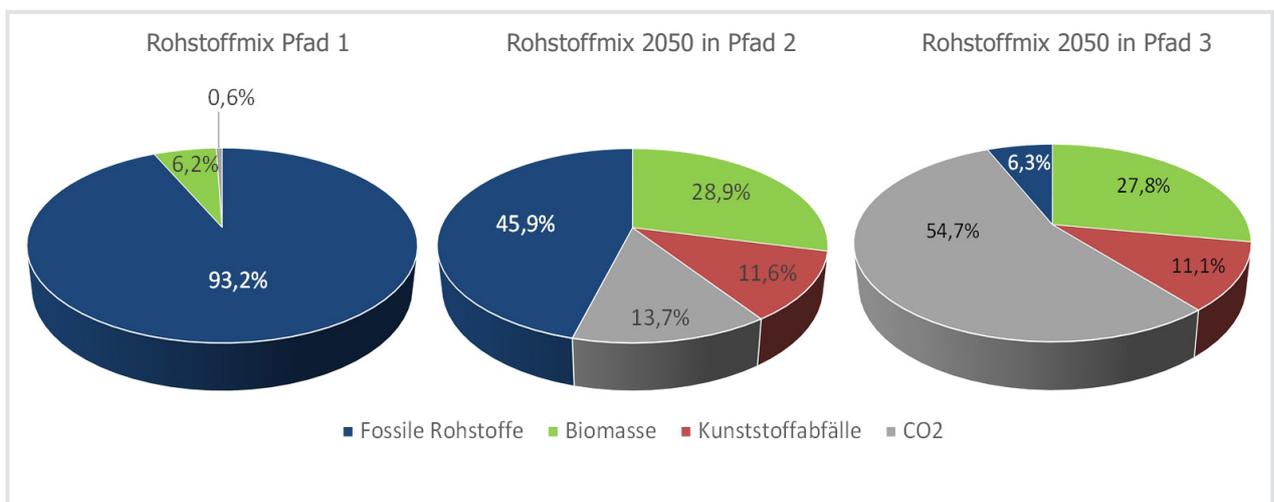


Abbildung 33: Rohstoffmix in den Transformationspfaden als Prozent Kohlenstoff [48]

48 Für trockene Biomasse wird 50 Prozent C-Gehalt angenommen, für Kunststoffe 80 Prozent und für fossile Rohstoffe 86 Prozent (-CH₂-)

Das zusätzliche Investitionsvolumen ist insbesondere in den letzten 10 Jahren sehr hoch, es beträgt für den Zeitraum von 2040 bis 2050 für Pfad 2 zwischen 1,2 und 1,5 Mrd. € und für Pfad 3 zwischen 4,2 und 5,8 Mrd. € jährlich.

Die in der Basischemie derzeit eingesetzten jährlichen Investitionen von rund 4 Mrd. € für Instandhaltung und Modernisierung der bestehenden Anlagen bleiben von den Investitionen unberührt, d. h., es wird davon ausgegangen, dass diese Kosten mit dem Technologiewechsel auch für die neuen Anlagen in vergleichbarer Höhe gelten.

In Tabelle 36 ist der Investitionsbedarf in Pfad 2 und 3 über den gesamten Zeitraum von 2020 bis 2050 aufsummiert. Für Pfad 2 resultieren 23,5 Mrd. €, für Pfad 3 ergeben sich ca. 68 Mrd. € an zusätzlichem Investitionsbedarf in neue Anlagen. Alleine für die alternativen Verfahren zur Herstellung der in der Roadmap betrachteten sechs Basischemikalien liegt der Investitionsbedarf bei 15 bzw. 45 Mrd. €. Der in Kap. 4.4.3

Tabelle 36: Vergleich des zusätzlichen kumulierten Investitionsbedarfs in den Transformationspfaden 2 und 3

Zusätzliche Anlageninvestitionen [Mrd. €]	bis 2030	bis 2035	bis 2040	bis 2045	bis 2050
Pfad 2	2,0	3,3	4,3	12,8	23,5
Pfad 3	2,1	4,2	13,4	43,9	68,0

diskutierte Investitionszuschuss von 20 Prozent belief sich somit auf 4,7 Mrd. € in Pfad 2 und 13,6 Mrd. € in Pfad 3. Es ist jedoch zu betonen, dass die in Abbildung 34 aufgezeigten zusätzlichen Investitionen nicht den für die chemische Industrie notwendigen Umbau der Standortenergieerzeugung auf erneuerbare Energiequellen beinhalten. Hier ist ein erheblicher weiterer Investitionsbedarf anzunehmen. Ebenfalls nicht enthalten in der Betrachtung sind FuE-Ausgaben und Investitionen in Pilot- und Demonstrationsanlagen, die für die Entwicklung der beschriebenen Technologien bis zur industriellen Einsatzreife notwendig sind. Diese Investitionen sind im Zeitraum bis 2020 bis 2035 maßgeblich.

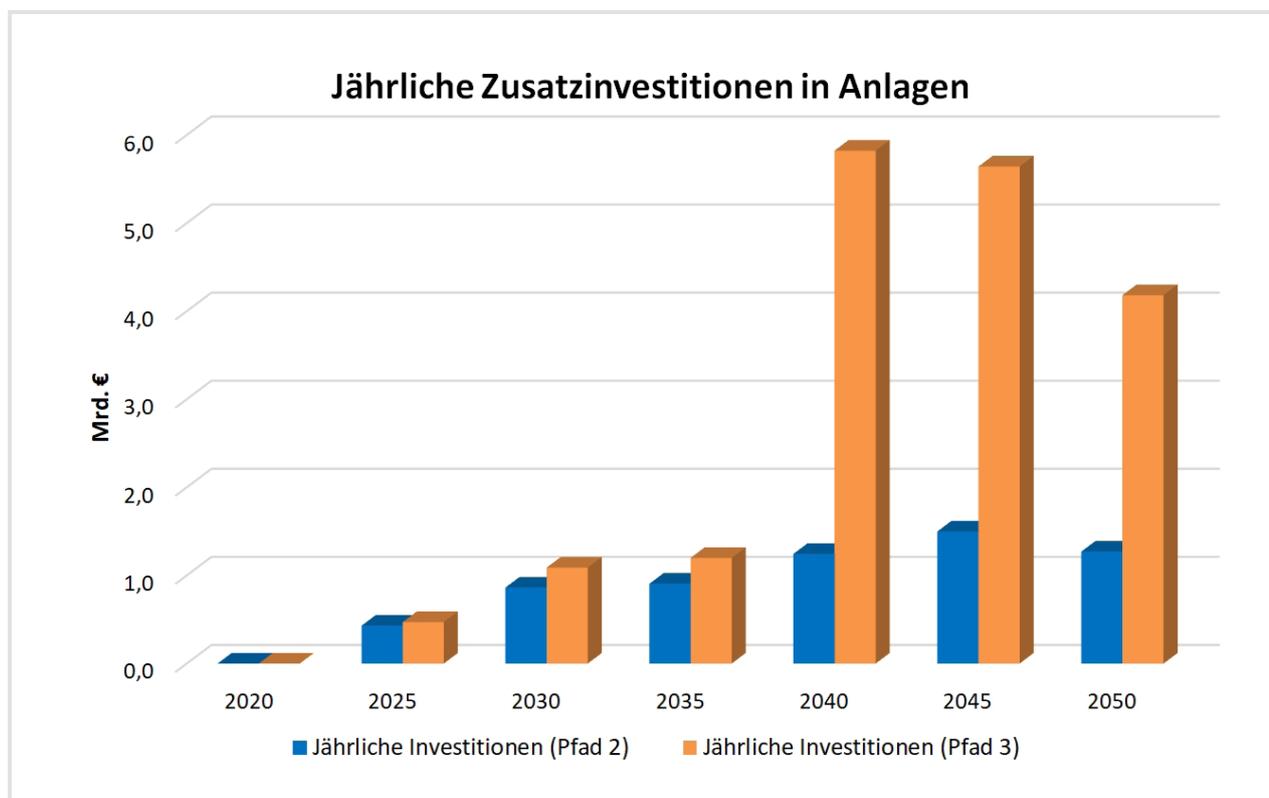


Abbildung 34: Jährliche Zusatzinvestitionen in Anlagen.

Die Graphik beinhaltet Investitionen in neue Anlagen bzw. Retrofit-Investitionen basierend auf den beschriebenen alternativen Technologien; enthalten sind auch geschätzte 50 Prozent zusätzliche Investitionen für die nicht betrachteten Basischemieprozesse und die Spezialchemie.

10. Schlussfolgerungen und Handlungsfelder

Emissionsminderungen

Die Berechnungen zeigen, dass eine differenzierte Sichtweise auf die chemische Industrie erforderlich ist.

So können die Reduktionsziele im Scope 1, also bei den direkten Emissionen, die aus der Standortenergieerzeugung von Strom Wärme sowie aus chemischen Prozessen stammen, im Technologiepfad erreicht werden. Allerdings ist das Minderungspotential dieser Emissionen vergleichsweise gering, was auch auf den bereits vorhandenen erdgasdominierten Brennstoffmix und die bereits erfolgten starken Minderungen bei prozessbedingten Emissionen (v. a. N₂O) [49] zurückzuführen ist.

Im Scope 2, unter dem die Emissionen aus dem Fremdbezug von Strom erfasst sind, können die Reduktionsziele in allen Pfaden erreicht werden. Allerdings ist die chemische Industrie hier beim Erreichen der Klimaziele von der Entwicklung des Stromsystems abhängig und kann wie dargestellt nur bedingt über Standortenergieerzeugung dazu beitragen.

Im chemiespezifischen Scope 3, dem Bilanzraum für die Emissionen aus dem Einsatz fossiler Rohstoffe, werden die Minderungsziele nur in Pfad 3 erreicht. Dies geht zudem mit einem stark steigenden Strombedarf sowie dann sehr hohen Investitionen einher. Die großen Minderungen erfolgen spät, selbst im Pfad 3 erfolgen diese erst zwischen 2040 und 2050. Sie müssen dann also sehr schnell erreicht werden, was nicht nur die Verfügbarkeit von Technologien, Strom und Kapital voraussetzt, sondern auch operativ umsetzbar sein muss.

Insbesondere das Ergebnis für den Scope 3, bei dem sehr erhebliche Emissionsreduktionen erst später und unter Inkaufnahme hoher Investitions- und Strombedarfe erfolgen, zeigt, dass für eine vollständige Zielerreichung der Treibhausgasneutralität sehr ambitionierte und günstige Rahmenbedingungen (z. B. Strompreis) zugrunde gelegt werden müssen. Beschleunigt und vertieft werden könnte der Reduktionspfad vor allem durch einen schnelleren Markteintritt und Roll-out emissionsarmer Technologien, alternativer Rohstoffe sowie einer

I. Verfügbarkeit	Die Verfügbarkeit neuer Technologien und Verfahren kann durch die Förderung von Forschung und Entwicklung zeitlich vorgezogen werden, unter Nutzung neue und bestehender Instrumente (z.B. Innovationsfonds des EU-Emissionshandels, Förderung von Demonstrationsvorhaben, Reallabore)
II. Installation	Verfügbare strombasierte Alternativen können installiert werden, bevor sie aufgrund des Strommixes Netto-Minderungen erbringen, um später rechtzeitig in größerem Umfang verfügbar zu sein.
III. Wirtschaftlichkeit	Verfügbare alternative Technologien können über Maßnahmen bei den Rohstoffpreisen früher in den Markt kommen. Denkbar sind: <ul style="list-style-type: none"> • die gezielte Verbilligung alternativer Rohstoffe • eine CO₂-Bepreisung fossiler Rohstoffe sofern diese keine Auswirkungen auf die Wettbewerbsfähigkeit hat. Die Stromkosten sind der wichtigste Einflussfaktor zur Erreichung der Wirtschaftlichkeit.

Abbildung 35: Schlussfolgerungen und Handlungsfelder zu den betrachteten Technologien und Verfahren

49 Deutsche Emissionshandelsstelle im Umweltbundesamt (DEHSt) Treibhausgasemissionen 2018 Emissionshandelspflichtige stationäre Anlagen und Luftverkehr in Deutschland (VET-Bericht 2018), Berlin, 2019, ISSN (online): 2570-0618. https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/publikationen/VET-Bericht-2018.pdf?__blob=publicationFile&v=5
 UBA Emissionsübersichten Treibhausgase Emissionsentwicklung 1990-2017 – Treibhausgase Trendtabellen Treibhausgase
https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/361/dokumente/2018_12_19_em_entwicklung_in_d_trendtabelle_thg_v1.0.1_0.xlsx

Reduktion des Emissionsfaktors für Strom [50]. Die nachfolgenden Abschnitte ziehen deshalb Schlussfolgerungen zu einzelnen Einflussgrößen und skizzieren mögliche Handlungsoptionen. Es soll hier betont werden, dass notwendige technologische Entwicklungen und Handlungsoptionen nicht nur für die in dieser Roadmap konkret betrachteten Basischemieprodukte und deren Herstellungsverfahren gelten. Der Transformationsprozess in Richtung Treibhausgasneutralität erfordert Anstrengungen der gesamten Basis- und Spezialchemie.

Technologien und Verfahren

Neue Technologien treten erst spät im Markt in Erscheinung. Die Dauer bis zu ihrer breiten großtechnischen Anwendung in der Industrie ist lang. Diese Prozesse gilt es zu beschleunigen, wenn Emissionsreduktionen durch neue Technologien früher erreicht werden sollen.

Handlungsfelder:

- Die Verfügbarkeit neuer Technologien und Verfahren kann durch die Förderung von Forschung und Entwicklung mit den dafür etablierten Instrumenten bei entsprechender Schwerpunktsetzung zeitlich vorgezogen werden.
- Ergänzend können neue und bereits bestehende Instrumente wie der Innovationsfonds unter dem EU-Emissionshandel, die Förderung von Demonstrationsvorhaben oder die Reallabore der Energiewende [51] zu schnelleren technologischen Fortschritten beitragen.
- Die Installation verfügbarer strombasierter Alternativen könnte zeitlich vorgezogen werden, selbst wenn diese aufgrund des Strommixes noch keine Netto-Minderungen zur Folge haben. Dies kann trotz damit möglicherweise verbundener zeitlich begrenzter höherer strombedingter Emissionen Sinn ergeben: Technologien sind dann zu dem Zeitpunkt, ab dem sich aufgrund des Emissionsfaktors im Strommix eine Netto-Minderung ergibt, bereits in größerem Umfang installiert und so kann auch die Marktdurchdringung und damit verbundene starke Emissionsreduktion beschleunigt werden. Selbst wenn dann einige Jahre höhere (strombedingte) Emissionen zu verzeichnen wären, sinken über den gesamten Zeitraum betrachtet die kumulierten Emissionen.
- Bei verfügbaren alternativen Technologien kann eine frühere Installation auch durch Maßnahmen zur Erreichung der Wirtschaftlichkeit bewirkt werden.

I. Verfügbarkeit	Strombasierte Verfahren erfordern große Mengen an Strom aus Erneuerbarer Energien, insbesondere für die Herstellung eines alternativen Rohstoffs. Diese Strommengen müssen nicht vollständig im deutschen Stromsystem erzeugt werden.
II. Kosten	International wettbewerbsfähige Stromkosten sind wichtig für die Industrie. Premiumpreise für Produkte mit niedrigem Carbon Footprint sind derzeit nicht erzielbar. Bereits moderat höhere Strompreise als hier angenommen verändern die Studienergebnisse deutlich negativ.
III. Strommix	Durch die Energiewende und den Kohleausstieg wird der Strommix in Deutschland CO ₂ -ärmer. Jegliche Maßnahmen zur Reduktion der CO ₂ -Emissionen im Strom aus Fremdbezug tragen dazu bei, dass neue Technologien früher eine Netto-CO ₂ -Minderung erreichen.
IV. Standortenergie-erzeugung	Anlagen- oder standortspezifischen Emissionen können durch eine Förderung emissionsarmer Standortenergieerzeugung gesenkt werden. Hierfür müssen Hürden abgebaut werden, etwa im Zusammenhang mit der Strompreiskompensation aber auch durch Steigerung des unternehmensinternen Stellenwerts.

Abbildung 36: Schlussfolgerungen und Handlungsfelder zu den Erneuerbare Energien und Strombedarf

50 Aufgrund der großen Bedeutung der im fremdbezogenen Strom enthaltenen Emissionen für die Ermittlung der Gesamtemissionen der chemischen Industrie innerhalb der hier gewählten Bilanzgrenzen untersucht diese Studie die Implikationen, die sich aus einem bestimmten Strommix ergeben, insbesondere infolge des Ausstiegs aus der Kohleverstromung in Deutschland bis 2038. Es ist nochmals zu betonen, dass diese Roadmap keine Energiesystemstudie ist.

51 vgl. hierzu: bmwi.de/Redaktion/DE/Dossier/reallabore-testraeume-fuer-innovation-und-regulierung.html

Ein zentraler Parameter hierfür sind die Rohstoffpreise. Wenn es gelänge, fossile Rohstoffe über eine CO₂-Bepreisung zu verteuern, ohne dass dies Auswirkungen auf die Wettbewerbsfähigkeit des Standorts Deutschland hat, kann dies zur Wirtschaftlichkeit alternativer Technologien beitragen. Weil dieser Ansatz aufgrund der Carbon Leakage Gefahr schwer umzusetzen ist und schon allein auf Grund des starken Bezugs zu schwierigen Handelsfragen auf europäischer Ebene zu verfolgen ist, könnten stattdessen auch alternative Rohstoffe gezielt verbilligt werden.

- Ein im Vergleich zur Bepreisung von CO₂ weit wichtiger Einflussfaktor liegt deshalb darin, die Strompreise auf oder gar unter das hier angenommene Niveau abzusenken. [52]

Erneuerbare Energien und Strombedarf

Die Verfügbarkeit wettbewerbsfähigen Stroms aus Erneuerbaren Energien ist von zentraler Bedeutung für die CO₂-Minderungen in der chemischen Industrie. Einerseits macht der Strombedarf einen relevanten Teil der Chemie-Emissionen aus. Andererseits kommt ihm eine große und stark steigende Rolle beim Ersatz der heutigen Rohstoffbasis zu.

Handlungsoptionen:

- Die Bereitstellung großer Mengen an Strom aus Erneuerbaren Energien ist eine zentrale Voraus-

setzung, um auf strombasierte Verfahren umzustellen. Aufgrund des großen Strombedarfs gilt dies insbesondere für die Herstellung eines alternativen Rohstoffs. Aus Sicht der chemischen Industrie müssen diese Strommengen nicht vollständig im deutschen Stromsystem erzeugt werden.

- Wichtig ist das international wettbewerbsfähige Niveau der Stromkosten für die Industrie. Im globalen Handel sind Premiumpreise für Produkte mit niedrigem Carbon Footprint derzeit nicht erzielbar, insofern ist kostengünstiger Strom essentiell für all Pfade. Schon ein moderat höherer angenommener Strompreis als die hier angenommenen Werte verteuert technologische Alternativen und senkt die erzielbaren Emissionsreduktionen in den Pfaden 2 und 3 stark ab.
- Durch die Energiewende und den Kohleausstieg wird der Strommix in Deutschland zügig CO₂-ärmer. Jegliche Maßnahmen zur Reduktion der CO₂-Emissionen im Strom aus Fremdbezug tragen dazu bei, die Zeitpunkte, ab denen neue Technologien eine Netto-CO₂-Minderung erreichen, zeitlich vorzuziehen.
- Durch eine Förderung der emissionsarmen Standortenergieerzeugung können anlagen- oder standortspezifisch niedrigere Emissionsfaktoren erzielt werden. Eine Hürde hierfür sind dafür nicht ideale Rahmenbedingungen in Deutschland. Im Gegenteil, die Eigenerzeugung von Strom aus Erneuerbaren

I. Schwerpunkte	In den 20er-Jahren könnte die Entwicklung neuer Technologien und Verfahren ein Schwerpunkt sein, z. B. in Prozessen der Basis- und Spezialchemie sowie bei der Kreislaufführung von Chemieprodukten. Hinzu kommen könnten Investitionen in der Standortenergieerzeugung
II. Förderung	Investitionen können durch Förderungen angereizt werden. Hierzu kann auch gestattet werden, verschiedene Förderungen zu kumulieren. Fördermechanismen sollten anwenderorientiert ausgestaltet und von besseren Informationsangeboten begleitet werden.
III. EU-Emissionshandel	Die Wirtschaftlichkeit von Alternativen beeinflussende Effekte aus dem Emissionshandel könnten genutzt werden. Ein Beispiel ist die Abzugsfähigkeit nicht dauerhaft gespeicherter CO ₂ -Emissionen, die unter Verdrängung fossiler Rohstoffe in Produkten eingesetzt werden.
IV. Neue Instrumente	Neue Instrumente könnten auf CO ₂ -, Rohstoff- oder Strompreise wirken und höhere Investitionsvolumina erleichtern, etwa durch steuerliche Anreize. Spezifischer Industrie- oder Branchenfonds könnte Zeiten zwischen der Verfügbarkeit von Investitionsmitteln und späterer Wirtschaftlichkeit ihrer Verwendung überbrücken, um die Verfügbarkeit von Mitteln zu gewährleisten, sobald neue Technologien einsatzbereit sind.

Abbildung 37: Schlussfolgerungen und Handlungsfelder zu Investitionen

52 siehe Sensitivitätsanalyse in Kap. 8.3.

Energien bringt aktuell erhebliche Nachteile mit sich, zum Beispiel im Zusammenhang mit der Strompreiskompensation. Eine weitere, mit den Rahmenbedingungen zusammenhängende Hürde ist aus Sicht der Verfasser im unternehmensinternen Stellenwert der Standortenergieerzeugung zu konstatieren. Diese wird häufig aus nachvollziehbaren Gründen nicht als Teil des Kerngeschäfts wahrgenommen. Das gilt auch für weniger strom- und energieintensive Teilbereiche der Chemie. Die Verbesserung der Rahmenbedingungen muss deshalb wirtschaftliche Aspekte ebenso berücksichtigen wie einen erforderlichen Mentalitätswandel zu diesem Punkt in den Unternehmen.

Investitionen

Investitionen erfolgen spät und teilweise nicht, weil neue Technologien ihre Wettbewerbsfähigkeit gegenüber Neuanlagen spät erreichen. Noch später erst wird der Ersatz ggü. Bestandsanlagen wirtschaftlich sinnvoll. Hier als verfügbar angenommene Investitionsbudgets werden deshalb vor allem zu Beginn des hier gewählten Betrachtungszeitraumes nicht genutzt.

Handlungsfelder

- Handlungsschwerpunkte in den Unternehmen können v. a. in den 20er-Jahren stärker auf die Entwicklung neuer Technologien und Verfahren gelegt werden, Investitionen sich auch auf die in dieser Roadmap im Zuge der Abschätzung der Investitionsbedarfe nicht näher untersuchten Handlungsfelder beziehen, also zum Beispiel die Standortenergieerzeugung von Energie, nicht näher betrachtete Prozesse der Basis- und Spezialchemie sowie Verbesserungen bei der Kreislaufführung von Chemieprodukten. Hinzu kommt, dass auch die bereits im Referenzpfad angenommenen Effizienzsteigerungen in der Regel mit Investitionen verbunden sind.
- Investitionen können durch eine Investitionsförderung angereizt werden. Hierzu kann auch gestattet werden, verschiedene Förderungen zu kumulieren.
- Durch anwenderorientierte Ausgestaltung von Fördermechanismen, aber auch Informationsangebote kann die Bekanntheit, Akzeptanz und Nutzung von Förderinstrumenten gesteigert werden.
- Mögliche die Wirtschaftlichkeit von Alternativen beeinflussende Effekte aus dem EU-Emissionshandel sollten konsequent genutzt werden. Ein mögliches Beispiel hierfür ist der in der Monitoring-Verordnung [53] noch festzulegende Umgang zur Abzugsfähigkeit von CO₂-Emissionen, die nicht dauerhaft gespeichert, sondern unter Verdrängung fossiler Rohstoffe in Produkten eingesetzt werden.
- Auch die Prüfung neuer Instrumente erscheint sinnvoll. Diese waren hier nicht Untersuchungsgegenstand und können deshalb auch nicht erläutert werden. Über

I. Biomasse	Nachhaltig erzeugte Biomasse kann bereits vor 2030 zu zusätzlichen Emissionsreduktionen beitragen, sie ist jedoch nur begrenzt verfügbar. Verfügbare Mengen sollten stärker in die stoffliche Verwendung gelenkt werden. Die Ausweitung des nachhaltigen Biomassepotentials sollte ein Schwerpunkt für Forschung und Entwicklung sein.
II. Wasserstoff	Wasserstoff aus erneuerbaren Energien ist ein wichtiger alternativer Rohstoff. Sein Einsatz erfordert intensivere Forschung und Entwicklung im Bereich Power-to-X. Die Verfügbarkeit großer Mengen wettbewerbsfähigen Stroms aus Erneuerbaren Energien ist die wichtigste Voraussetzung für eine Umstellung der fossilen Rohstoffbasis.
III. Kreislaufwirtschaft	Durch den Ausbau von Kreislaufwirtschaft und mechanischem und chemischem Recycling können rohstoffbasierte Emissionsminderungen erreicht werden. Dies reduziert die Scope 3-Emissionen und kann dazu beitragen, den zusätzlichen Strombedarf für die stromintensiven Alternativen zu fossilen Rohstoffen insgesamt zu reduzieren.

Abbildung 38: Schlussfolgerungen und Handlungsfelder zu alternativen Rohstoffen

53 COMMISSION IMPLEMENTING REGULATION (EU) 2018/2066, COM, 2018

die genannten Instrumente hinausgehende Instrumente können auf CO₂- oder Rohstoff- oder Strompreise einwirken. Sie könnten auch darauf gerichtet sein höhere Investitionsvolumina in Gegenwart und Zukunft zu erleichtern, etwa durch steuerliche Instrumente wie Anerkennung von Rücklagenbildung, oder - ggf. unter Einbindung des Finanzsektors - die Einrichtung spezifischer auf Klimaschutz zielende Industrie- oder Branchenfonds. Ziel ist dann, die um mögliche Zeitdifferenz zwischen der Verfügbarkeit von Investitionsmitteln und einem späteren Zeitraum der Wirtschaftlichkeit ihrer Verwendung zu überbrücken und sicherzustellen, dass Mittel in großem Umfang auch tatsächlich verfügbar sind, wenn neue Technologien einsatzbereit sind.

Alternative Rohstoffe

Die Hauptrohstoffe der chemischen Industrie sind Naphtha und Erdgas. Der fossile Feedstock macht eine Rohstoff-Umstellung nötig, wenn die chemische Industrie bis 2050 treibhausgasneutral werden soll.

Handlungsoptionen

- Der Einsatz von Biomasse kann bereits vor 2030 zu einer zusätzlichen Reduktion der Emissionen der chemischen Industrie anteilig beitragen. Allerdings ist nachhaltig erzeugte Biomasse nur eingeschränkt verfügbar [54]. Dies beeinträchtigt die tatsächliche Nutzbarkeit von Technologien ebenso wie dadurch erreichbare Emissionsreduktionen. Deshalb sollten die verfügbaren Biomassemen gen stärker in die wertschöpfungsintensivere stoffliche Verwendung gelenkt werden, anstatt in die energetische Verwertung. Die Ausweitung des nachhaltigen Biomassepotentials sollte auch ein Schwerpunkt für Forschung und Entwicklung sein.
- Ein wichtiger alternativer Rohstoff ist aus erneuerbaren Energien hergestellter Wasserstoff. Dessen Einsatz hängt einerseits an der Intensivierung der Maßnahmen zu Forschung und Entwicklung im Bereich Power-to-X. Darüber hinaus ist jedoch die Verfügbarkeit großer Mengen wettbewerbsfähigen Stroms aus Erneuerbaren Energien die wichtigste Voraussetzung für eine Umstellung der fossilen Rohstoffbasis der chemischen Industrie.
- Der Ausbau der Kreislaufwirtschaft und des mechanischen sowie chemischen Recyclings ist ein weiteres wichtiges Handlungsfeld, um rohstoffbasierte Emissionsminderungen zu erreichen. Dadurch werden nicht nur die Scope 3-Emissionen reduziert, sondern Recycling kann z. T. auch dazu beigetragen, den zusätzlichen Strombedarf für die stromintensiven Alternativen zu fossilen Feedstocks insgesamt zu reduzieren.

54 Hierzu wurden im Rahmen dieser Roadmap keine eigenen Untersuchungen angestellt.



11. Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Zentrale Ergebnisse des Referenzpfades 2020 bis 2050; die einhergehenden Änderungen zwischen 2020 und 2050 sind in den letzten beiden Spalten ausgewiesen.	7
Tabelle 2: Zentrale Ergebnisse des Technologiepfades 2020 bis 2050; die einhergehenden Änderungen zwischen 2020 und 2050 sind in den letzten beiden Spalten ausgewiesen.	8
Tabelle 3: Zentrale Ergebnisse des Pfades Treibhausgasneutralität 2020 bis 2050; die einhergehenden Änderungen zwischen 2020 und 2050 sind in den letzten beiden Spalten ausgewiesen.	9
Tabelle 4: Emissionsquellen und Zuordnung nach Scopes	15
Tabelle 5: Überblick zu den angenommenen Emissionsfaktoren	21
Tabelle 6: Pfad 1: Referenzpfad unter heutigen Bedingungen	26
Tabelle 7: Pfad 2: Roadmap 2050 im Technologiepfad (Änderungen ggü. Pfad 1 in rot)	26
Tabelle 8: Pfad 3: Pfad zur Treibhausgasneutralität bis 2050 (Änderungen ggü. Pfad 1 in rot)	27
Tabelle 9: Annahmen und Parameter für Chlor	30
Tabelle 10: Charakteristika Wasserelektrolyse nach [29]	31
Tabelle 11: Übersicht Parameter der Wasserelektrolyse	31
Tabelle 12: Übersicht Parameter der Methanpyrolyse	32
Tabelle 13: Parameter für Ammoniak aus Elektrolyse-Wasserstoff und Stickstoff aus Luftzerlegung	33
Tabelle 14: Parameter für Ammoniak nach Methanpyrolyse	35
Tabelle 15: Auswirkungen bei 100% Implementierung der jeweiligen Syntheserouten für Ammoniak	36
Tabelle 16: Parameter für die Harnstoffsynthese aus alternativer Ammoniakherstellung	37
Tabelle 17: Parameter für die Methanolsynthese aus Elektrolyse-Wasserstoff und CO ₂	38
Tabelle 18: Parameter für die Methanolsynthese nach Methanpyrolyse	38
Tabelle 19: Parameter für die Methanolsynthese aus Biomasse	40
Tabelle 20: Auswirkungen bei 100 % Implementierung der jeweiligen Syntheserouten für Methanol	40
Tabelle 21: Durchschnittliche Anteile von Crackerprodukten und Jahresproduktion in Deutschland 2017	41
Tabelle 22: Durchschnittliche Anteile von Crackerprodukten und Jahresproduktion in Deutschland 2017	42
Tabelle 23: Parameter für die Herstellung von Fischer-Tropsch-Naphtha	43
Tabelle 24: Auswirkungen bei 100 % Implementierung der jeweiligen Syntheserouten für Olefine und BTX	44
Tabelle 25: Parameter für das chemische Recycling	45

Tabelle 26: Entwicklung des mechanischen Recyclings	46
Tabelle 27: Entwicklung des chemischen Recyclings	46
Tabelle 28: Annahmen für Brennstoffbedarf, Aufteilung nach Brennstoffen und Emissionsfaktoren	47
Tabelle 29: CO ₂ -Einsparungen ohne Prozessumstellung	47
Tabelle 30: Übersicht über die Schlüsselparameter der betrachteten Technologien und Verfahren.	49
Tabelle 31: Gesamtergebnisse des Referenzpfades 2020 bis 2050; die einhergehenden Änderungen zwischen 2020 und 2050 sind in den letzten beiden Spalten ausgewiesen.	53
Tabelle 32: Gesamtergebnisse des Technologiepfads für 2020 bis 2050; die einhergehenden Änderungen zwischen 2020 und 2050 sind in den letzten beiden Spalten ausgewiesen.	61
Tabelle 33: Gesamtergebnisse des Pfads Treibhausgasneutralität 2020 bis 2050; die einhergehenden Änderungen zwischen 2020 und 2050 sind in den letzten beiden Spalten ausgewiesen.	69
Tabelle 34: Prozentuale Emissionsminderung in den drei betrachteten Pfaden, referenziert auf 2020 als Ausgangsjahr	74
Tabelle 35: Kumulierte Emissionsminderungen für die verschiedenen Transformationspfade in Mio. t	75
Tabelle 36: Vergleich des zusätzlichen kumulierten Investitionsbedarfs in den Transformationspfaden 2 und 3	77

12. Abbildungszeichnis

Abbildung 1: In Pfad 1 sinken die THG-Emissionen bis 2050 um 27 % ggü. 2020.	7
Abbildung 2: In Pfad 2 sinken die THG-Emissionen bis 2050 um 61 % ggü. 2020.	8
Abbildung 3: In Pfad 3 sinken die THG-Emissionen bis 2050 um 98 % ggü. 2020.	9
Abbildung 4: Verläufe der THG-Emissionen 2020 bis 2050 in den drei untersuchten Pfaden.	10
Abbildung 5: Scope und Bilanzraum dieser Roadmap	15
Abbildung 6: Benchmarking des elektrischen Energiebedarfs der Chlor-Alkali Elektrolyse ohne Nebenaggregate und Hilfsenergie in Deutschland 2015.	29
Abbildung 7: Vereinfachte schematische Darstellung der Verfahren zur Ammoniaksynthese.	33
Abbildung 8: Verlauf Produktionskosten und CO ₂ -Emissionen für die konventionelle Ammoniaksynthese im Vergleich zur Synthese aus Elektrolyse-Wasserstoff. Die blauen senkrechten Linien zeigen zeitliche Meilensteine an: Technologiereife (schwarz) ab 2031, Netto-CO ₂ -Einsparung gegenüber dem Referenzprozess (rot) ab 2035, Kostenparität ggü. Referenzneuanlagen ab 2040 und ggü. abgeschriebenen Referenzanlagen ab 2048.	34
Abbildung 9: Verlauf der Differenz zwischen alternativem und Referenzverfahren bezüglich Produktionskosten (blaue Kurve) und CO ₂ -Emissionen (grüne Balken). Die rote Kurve stellt das Verhältnis der beiden Verläufe dar, die relativen Produktionskosten bezogen auf eingespartes CO ₂ nach Gleichung 2.	35
Abbildung 10: Vereinfachte schematische Darstellung der Verfahren zur Methanolsynthese. WGS ist die Wassergasshift-Reaktion (Water Gas Shift).	37
Abbildung 11: Verlauf Produktionskosten und CO ₂ -Emissionen für die konventionelle Methanolsynthese im Vergleich zur Synthese aus Elektrolyse-Wasserstoff. Die blauen senkrechten Linien zeigen zeitliche Meilensteine an: Technologiereife ab 2030, Netto-CO ₂ -Einsparung gegenüber dem Referenzprozess ab 2034, Kostenparität ggü. Referenzneuanlagen ab 2044 und ggü. abgeschriebenen Referenzanlagen ab 2048.	39
Abbildung 12: Vereinfachte schematische Darstellung der Verfahren zur Methanolsynthese (WGS ist Wassergasshift)	41
Abbildung 13: Verlauf Produktionskosten und CO ₂ -Emissionen für den konventionellen im Vergleich zum elektrisch beheizten Cracker. Die blauen senkrechten Linien zeigen zeitliche Meilensteine an: Technologiereife und Netto-CO ₂ -Einsparung gegenüber dem Referenzprozess ab 2035, Kostenparität ggü. Referenzneuanlagen ab 2048.	42
Abbildung 14: Beitrag von mechanischem und chemischem Recycling zur Kunststoffproduktion	44
Abbildung 15: Verwendete Emissionsfaktoren mit Aufschlüsselung	47
Abbildung 16: Entwicklung des Energie- und Rohstoffbedarfs der deutschen chemischen Industrie im Referenzpfad für verschiedene Energieformen und Rohstoffe.	50
Abbildung 17: Verlauf der Treibhausgasemissionen der deutschen chemischen Industrie von 2020 - 2050 im Referenzpfad, aufgeschlüsselt nach Scope 1 bis 3 und verschiedenen Anteilen	51
Abbildung 18: Entwicklung der Kosten der chemischen Industrie für die Bereitstellung von Energie und organischen Rohstoffen sowie Emissionszertifikate.	52
Abbildung 19: Entwicklung des Energie- und Rohstoffbedarfs der deutschen chemischen Industrie im Technologiepfad für verschiedene Energieformen und Rohstoffe.	56

Abbildung 20: Verlauf der Treibhausgasemissionen der deutschen chemischen Industrie von 2020 - 2050 im Technologiepfad, aufgeschlüsselt nach Scope 1 bis 3 und verschiedenen Anteilen.	57
Abbildung 21: THG Emissionen in Pfad 2, aufgeschlüsselt nach Produkten bzw. Prozessen. Nicht-betrachtete Basischemie- und Spezialchemieprodukte sind als „restliche Chemie“ zusammengefasst.	58
Abbildung 22: Strombedarf in Pfad 2 nach Produkten bzw. Prozessen (Balken) und Verlauf der THG Emissionen zwischen 2020 und 2050 (schwarze Linie). Nicht-betrachtete Basischemie- und Spezialchemieprodukte sind als „restliche Chemie“ zusammengefasst.	59
Abbildung 23: Entwicklung der Kosten der chemischen Industrie in Pfad 2 für die Bereitstellung von Energie und Rohstoffen sowie Emissionszertifikate.	60
Abbildung 24: Entwicklung des Energie- und Rohstoffbedarfs der deutschen chemischen Industrie im Technologiepfad für verschiedene Energieformen und Rohstoffe.	65
Abbildung 25: Verlauf der Treibhausgasemissionen der deutschen chemischen Industrie von 2020 - 2050 im Pfad Treibhausgasneutralität, aufgeschlüsselt nach Scope 1 bis 3 und verschiedenen Anteilen.	65
Abbildung 26: THG Emissionen in Pfad 3, aufgeschlüsselt nach Produkten bzw. Prozessen; nicht-betrachtete Basischemie- und Spezialchemieprodukte sind als „restliche Chemie“ zusammengefasst.	66
Abbildung 27: Strombedarf in Pfad 3 nach Produkten bzw. Prozessen (Balken) und Verlauf der THG Emissionen zwischen 2020 und 2050 (schwarze Linie). Nicht-betrachtete Basischemie- und Spezialchemieprodukte sind als „restliche Chemie“ zusammengefasst.	67
Abbildung 28: Entwicklung der Kosten der chemischen Industrie in Pfad 3 für die Bereitstellung von Energie und Rohstoffen sowie Emissionszertifikaten.	68
Abbildung 29: Sensitivitätsanalyse bezüglich ausgewählter Parameter am Beispiel der Ammoniaksynthese. Bsp.: Sind die Stromkosten um 50 Prozent niedriger als in der Roadmap angesetzt, ist das Verfahren schon 7 Jahre früher (2033) wirtschaftlich, sind sie 50 Prozent höher, erst 9 Jahre später (2049), sofern die Entscheidung über den Bau einer Neuanlage ansteht. dabei werden jeweils alle anderen Parameter konstant gehalten (ceteris paribus).	70
Abbildung 30: Einfluss von Investitionsförderung auf die Wirtschaftlichkeit. Mit einer Förderquote von 20 Prozent wird im gezeigten Fall eine Kostenparität mit der konventionellen Technologie 2 Jahre früher erreicht. Zur weiteren Erläuterung der Abbildung siehe Abbildung 8 in Kap. 5.2.5	71
Abbildung 31: Vergleich der Transformationspfade – Verlauf der Treibhausgas-Emissionen	74
Abbildung 32: Vergleich der Transformationspfade – jährlicher Strombedarf	75
Abbildung 33: Rohstoffmix in den Transformationspfaden als Prozent Kohlenstoff	76
Abbildung 34: Jährliche Zusatzinvestitionen in Anlagen. Die Graphik beinhaltet Investitionen in neue Anlagen bzw. Retrofit-Investitionen basierend auf den beschriebenen alternativen Technologien; enthalten sind auch geschätzte 50 Prozent zusätzliche Investitionen für die nicht betrachteten Basischemieprozesse und die Spezialchemie.	77
Abbildung 35: Schlussfolgerungen und Handlungsfelder zu den betrachteten Technologien und Verfahren	78
Abbildung 36: Schlussfolgerungen und Handlungsfelder zu den Erneuerbare Energien und Strombedarf	79
Abbildung 37: Schlussfolgerungen und Handlungsfelder zu Investitionen	80
Abbildung 38: Schlussfolgerungen und Handlungsfelder zu alternativen Rohstoffen	81



13. Liste der verwendeten Abkürzungen

%	Prozent
€	Euro
a	Jahr
AGEB	Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen
ASU	Luftzerlegung (Air Separation Unit)
CAPEX	Capital expenditure
CCS	Carbon capture and storage
CO ₂ -äq	CO ₂ -Äquivalente
EE	Erneuerbare Energiequellen
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
GJ	Gigajoule (=10 ⁹ Joule)
GW	Gigawatt
h	Stunde
HKN	Herkunftsnachweise
HVC	High Value Chemicals; Produktgemisch aus dem Cracker
Jato	Jahrestonne
K	Kelvin
kJ	Kilojoule
kWh	Kilowattstunden
M	Mega (Präfix: Millionen)
Mio.	Millionen
Mrd.	Milliarden
MJ	Megajoule (=10 ⁶ Joule)
MTG	Methanol to Gasoline
MTO	Methanol to Olefins
MTP	Methanol to Propylene
MW	Megawatt
MWh _{el}	Megawattstunden elektrisch
Nm ³	Normkubikmeter
p. a.	per annum, pro Jahr
PEM	Proton Exchange Membrane
PJ	Petajoule (=10 ¹⁵ Joule)
RWGS	Reverse Water Gas Shift
t	Tonne
THG	Treibhausgas(e)
TRL	Technologiereifegrad (Technology Readiness Level)
TWh	Terawattstunden (=10 ¹² Wh)
VDI	Verband der Chemischen Industrie
WGS	Wassergasshift (Water Gas Shift)
WSB	Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung

14. Annex

14.1 Technologieoptionen

Verwendete Parameter für die Ammoniaksynthese

	Konventionelles Verfahren (SMR + Ammoniaksynthese)	Quelle	Ammoniak via Wasserelektrolyse und ASU	Quelle	Ammoniak via Methan-Pyrolyse und ASU	Quelle
TRL 9	Bereits erreicht		2031	Annahme	2040	Annahme
Rohstoffbedarf (Erdgas) [GJ/tNH ₃]	21	ecofys [55]	0	ecofys [55]	1,5	BASF
Netto-Wärmebedarf (Prozesswärme) [GJ/tNH ₃]	6,6	[56]	0	[5]		
Strombedarf [MWh/tNH ₃]	2,07		10,68	bei 4,3 kWh /Nm ³ H ₂	3,41	BASF
Prozessemissionen [tCO ₂ /tNH ₃]	1,174		0	Bei 55,9 tCO ₂ pro GJ Erdgas (ÜBA Emissionsfaktoren)	≤0,05	Annahme
Investitionskosten (Produktionskapazität) [€/t NH ₃]	670	Techn. study [5]	500 + Elektrolyse (Verlauf)	Techn. study [5]	622	Annahme und BASF
Jährliche OPEX als Prozentsatz der Investitionskosten [%]	5		5	Annahme	5	Annahme
Wasserbedarf [tH ₂ O/tNH ₃]	0,96		1,56	Stöchiometrisch		
Wasserkosten (VE) [€/tH ₂ O]	1	Annahme	1	Annahme		
Sauerstoffproduktion [tO ₂ /tNH ₃]			1,51	Stöchiometrisch	1,51	Stöchiometrisch
Sauerstoffertlöse [€/tO ₂]			20	Annahme	20	Annahme
Kohlenstoffproduktion [tC/tNH ₃]					3,3	Annahme BASF
Erlöse aus Kohlenstoff [€/t C]					200	Annahme

Zusätzlich: Verläufe über die Entwicklung von CO₂-Emissionen für Strom und Wärme, Stromkosten, CO₂-Rohstoff und -Zertifikatekosten, Effizienzverläufe, Kosten fossiler Energieträger, Abschreibungszeitraum und Diskontsatz gemäß den Darstellungen im Dokument. Alle Kosten sind nominal.

55 CEFIC, ecofys: „European chemistry for growth Unlocking a competitive, low carbon and energy efficient future“, 2013.

56 Technology Roadmap „Energy and GHG Reductions in the Chemical Industry via Catalytic Processes“; IEA/ICCA/DECHEMA 2013, <https://dechema.de/industrialcatalysis.html>

Verwendete Parameter für die Methanolsynthese

	Konventionelles Verfahren (SMR + Methanolsynthese)	Quelle	Methanol via Wasserelektrolyse + CO ₂	Quelle	Methanol via Methanpyrolyse + CO ₂	Quelle	Methanol via Biomassevergasung	Quelle
TRL 9	Bereits erreicht		2030	Annahme	2040	Annahme	2030	Annahme
Rohstoffbedarf (Erdgas) [GJ/tMeOH]	25	ecofys [55]	0	ecofys [55]	0,85	BASF	0	
Rohstoffbedarf (Biomasse) [GJ/tMeOH]							35,5	Techn. study [5]
Netto-Wärmebedarf (Prozesswärme) [GJ/tMeOH]	11,3	Techn. study [5]	0		0		12	Techn. study [5]
Strombedarf [MWh/tMeOH]	0,17	Techn. study [5]	9,52	bei 4,3 kWh / Nm ³ H ₂	3,29	BASF	0,17	Techn. study [5]
Prozessemissionen [tCO ₂ /tMeOH]	1,397	Bei 55,9 t CO ₂ pro GJ Erdgas (UBA Emissionsfaktoren)	0		≤0,05	Annahme	0,64	Techn. study [5]
Investitionskosten (Produktionskapazität) [€/tMeOH]	400		200 + Elektrolyse (Verlauf)	Annahme	661	Annahme und BASF	1200	Annahme
Jährliche OPEX als Prozentsatz der Investitionskosten [%]	5		5	Annahme	5	Annahme	5	Annahme
Wasserbedarf [tH ₂ O/tMeOH]	0,56		3,18	Stöchiometrisch			0,9	
Wasserkosten (VE) [€/tH ₂ O]	1	Annahme	1	Annahme			1	Annahme
CO ₂ -Bedarf [tCO ₂ /tMeOH]			1,37	Stöchiometrisch	1,37	Stöchiometrisch		
CO ₂ -Rohstoffkosten [€]			25	Annahme	25	Annahme		
Sauerstoffproduktion [tO ₂ /tMeOH]			1,53	Stöchiometrisch				
Sauerstofferlöse [€/tO ₂]			20	Annahme				

Zusätzlich: Verläufe über die Entwicklung von CO₂-Emissionen für Strom und Wärme, Stromkosten, CO₂-Rohstoff und -Zertifikatekosten, Effizienzverläufe, Kosten fossiler Energieträger, Abschreibungszeitraum und Diskontsatz gemäß den Darstellungen im Dokument. Alle Kosten sind nominal.

Verwendete Parameter für synthetisches Naphtha

	Wasserelektrolyse + Fischer-Tropsch	Quelle	Biomassevergasung + Fischer-Tropsch	Quelle	Chem. Recycling von Kunststoffen	Quelle
TRL 9	Bereits erreicht		2025	Annahme	2030	Annahme
Strombedarf [MWh/tNaphtha]	35	Techn. study [5]	0,2	Annahme	1,3	Annahme
Investitionskosten (Produktionskapazität) [€/tNaphtha]	300 + Elektrolyseverlauf	Annahme	600	Annahme	300	Annahme
Jährliche OPEX als Prozentsatz der Investitionskosten [%]	5	Annahme	5	Annahme	5	Annahme
Wasserbedarf [tH ₂ O/tNaphtha]	3,9					
Wasserkosten (VE) [€/tH ₂ O]	1	Annahme				
CO ₂ -Bedarf [tCO ₂ /tNaphtha]	3,2					
CO ₂ -Rohstoffkosten [€]	25					
Sauerstoffproduktion [tO ₂ /tNaphtha]	3,4					
Sauerstofflöse [€/tO ₂]	20					
Biomassebedarf [t/tNaphtha]			5,7	Annahme 60 % Effizienz		
Kunststoffbedarf [t/tNaphtha]					1,8	Annahme 75 % Effizienz

Verwendete Parameter für HVC-Synthese

	Chemisch beheizter Cracker (Referenz)	Quelle	Elektrischer Cracker	Quelle
TRL 9	Bereits erreicht		2040	Annahme + BASF
Naphthabedarf [tNaphtha/tHVC]	1,3	Ren et al. (2006) [57]	1,3	Ren et al. (2006)
Strombedarf [MWh/tHVC]	0,1	Ren et al. (2006)	4,7	Ren et al. (2006)
Prozessemissionen [tCO ₂ /tHVC]	0,87	Wärmeerzeugung durch Verbrennung der Nebenprodukte		
Investitionskosten (Produktionskapazität) [€/tHVC]			250	Annahme (Umrüstung Ofen bei bestehender Anlage)
Jährliche OPEX als Prozentsatz der Investitionskosten [%]			15	Annahme (dreifacher Wert, da nur eine Teilanlage in den Investitionskosten berücksichtigt ist)



14.2 Pfad 1: Referenzpfad

Technologieanteile für Pfad 1 (in 5 Jahresschritten)

	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Ammoniak	%	%	%	%	%	%	%
aus Erdgas (Referenz)	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
aus Elektrolyse-H ₂	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
aus Methanpyrolyse	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Harnstoff							
aus Ammoniak-synthese (Referenz)	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
aus NH ₃ über H ₂ -Route	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Methanol							
aus Erdgas (Referenz)	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
aus CO ₂ und Elektrolyse-H ₂	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
aus Biomasse	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
über Methanpyrolyse	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Naphtha							
Erdölbasiert (Referenz)	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Elektrolyse und Fischer-Tropsch	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Biomassevergasung und Fischer-Tropsch	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Vergasung Methan aus el. Cracker und Fischer-Tropsch	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Kunststoffabfallvergasung und Fischer-Tropsch	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Kunststoffabfallpyrolyse	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Cracker							
chemisch beheizt (Referenz)	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
elektrisch beheizt	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Strombedarf	[TWh]						
Ammoniak	6,5	6,4	6,3	6,2	6,2	6,2	6,2
Harnstoff	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,3
Methanol	0,2	0,2	0,2	0,2	0,5	2,0	3,3
Naphtha	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	47,7	126,8
Cracker	1,4	1,4	1,4	1,4	4,6	20,1	35,6
CO₂-Emissionen	[Mt]						
Ammoniak	7,9	7,2	6,5	5,9	5,3	5,0	4,8
Harnstoff	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0
Methanol	2,4	2,3	2,3	2,2	2,0	1,6	1,2
Naphtha	51,1	50,7	46,5	43,4	42,5	39,1	29,5
Cracker	13,9	13,5	13,1	12,8	12,2	9,8	6,1

14.3 Pfad 2: Technologiepfad

Technologiehochläufe für Pfad 2 (in 5 Jahresschritten)

	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Ammoniak	%	%	%	%	%	%	%
aus Erdgas (Referenz)	100,0	100,0	100,0	100,0	97,5	82,5	40,0
aus Elektrolyse-H ₂	0,0	0,0	0,0	0,0	2,5	15,0	40,0
aus Methanpyrolyse	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,5	20,0
Harnstoff							
aus Ammoniak-synthese (Referenz)	100,0	100,0	100,0	100,0	97,5	82,5	40,0
aus NH ₃ über H ₂ -Route	0,0	0,0	0,0	0,0	2,5	17,5	60,0
Methanol							
aus Erdgas (Referenz)	100,0	100,0	100,0	98,0	83,5	62,0	50,0
aus CO ₂ und Elektrolyse-H ₂	0,0	0,0	0,0	0,0	2,5	13,0	25,0
aus Biomasse	0,0	0,0	0,0	2,0	12,0	15,0	15,0
über Methanpyrolyse	0,0	0,0	0,0	0,0	2,0	10,0	10,0
Naphtha							
Erdölbasiert (Referenz)	100,0	99,0	91,8	86,5	84,3	73,6	60,3
Elektrolyse und Fischer-Tropsch	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,7	15,1
Biomassevergasung und Fischer-Tropsch	0,0	1,0	6,0	10,0	10,0	10,0	10,0
Vergasung Methan aus el. Cracker und Fischer-Tropsch	0,0	0,0	0,0	0,0	0,8	4,0	7,1
Kunststoffabfallvergasung und Fischer-Tropsch	0,0	0,0	1,1	1,7	2,5	3,4	3,7
Kunststoffabfallpyrolyse	0,0	0,0	1,1	1,7	2,5	3,4	3,7
Cracker							
chemisch beheizt (Referenz)	100,0	100,0	100,0	100,0	97,1	82,5	68,0
elektrisch beheizt	0,0	0,0	0,0	0,0	2,9	17,5	32,0
Strombedarf	[TWh]						
Ammoniak	6,5	6,3	6,3	6,2	6,9	10,4	18,0
Harnstoff	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,3
Methanol	0,2	0,2	0,2	0,2	0,5	2,0	3,3
Naphtha	0,0	0,0	1,5	2,3	5,2	58,4	139,0
Cracker	1,4	1,4	1,4	1,4	3,5	13,4	23,3
CO₂-Emissionen	[Mt]						
Ammoniak	7,9	7,2	6,5	5,8	5,3	4,4	1,9
Harnstoff	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0
Methanol	2,4	2,3	2,3	2,2	2,0	1,6	1,2
Naphtha	54,2	53,9	49,6	46,2	45,2	41,6	32,4
Cracker	13,9	13,5	13,1	12,8	12,3	10,7	8,3

HVC-Produktion in Pfad 2

Pfad 2 HVC Produktion	Elektrolyse und Fischer-Tropsch für Naphtha	Biomassevergasung und Fischer-Tropsch für Naphtha	Chemisches Recycling	Elektrischer Cracker zur Produktion von HVCs aus Naphtha
Strombedarf TWh/a	139	-	-	23,3
Biomassebedarf (2050) [Mio t/a] (Holz, 30 % Feuchte)	-	8,5	-	-
CO ₂ -Einsparungen (2050) [Mio t/a]	10,1	6,7	5,0	7,8
Investitionen kumuliert bis 2050 [Mio. €]	7603	1424	704	1289

14.4 Pfad 3: Pfad Treibhausgasneutralität

Technologieanteile für Pfad 3 (in 5 Jahresschritten)

	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Ammoniak	%	%	%	%	%	%	%
aus Erdgas (Referenz)	100,0	100,0	100,0	100,0	95,0	57,5	0,0
aus Elektrolyse-H ₂	0,0	0,0	0,0	0,0	5,0	37,5	70,0
aus Methanpyrolyse	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,0	30,0
Harnstoff							
aus Ammoniaksynthese (Referenz)	100,0	100,0	100,0	100,0	95,0	57,5	0,0
aus NH ₃ über H ₂ -Route	0,0	0,0	0,0	0,0	5,0	42,5	100,0
Methanol							
aus Erdgas (Referenz)	100,0	100,0	100,0	92,5	75,0	35,0	0,0
aus CO ₂ und Elektrolyse-H ₂	0,0	0,0	0,0	2,5	20,0	45,0	75,0
aus Biomasse	0,0	0,0	0,0	5,0	2,5	10,0	15,0
über Methanpyrolyse	0,0	0,0	0,0	0,0	2,5	10,0	10,0
Naphtha							
Erdölbasiert (Referenz)	100,0	99,0	91,8	85,2	71,3	34,3	0,0
Elektrolyse und Fischer-Tropsch	0,0	0,0	0,0	0,0	5,7	34,1	62,6
Biomassevergasung und Fischer-Tropsch	0,0	1,0	6,0	10,0	10,0	10,0	10,0
Vergasung Methan aus el. Cracker und Fischer-Tropsch	0,0	0,0	0,0	1,3	8,1	14,8	20,0
Kunststoffabfallvergasung und Fischer-Tropsch	0,0	0,0	1,1	1,7	2,4	3,3	3,7
Kunststoffabfallpyrolyse	0,0	0,0	1,1	1,7	2,4	3,3	3,7
Cracker							
thermisch beheizt (Referenz)	100,0	100,0	100,0	93,8	62,5	31,3	0,0
elektrisch beheizt	0,0	0,0	0,0	6,3	37,5	68,8	100,0
Strombedarf	[TWh]						
Ammoniak	6,5	6,3	6,3	6,2	7,5	16,6	26,6
Harnstoff	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,2	0,5
Methanol	0,2	0,2	0,2	0,5	2,5	5,6	9,1
Naphtha	0,0	0,0	1,4	6,6	71,4	305,5	538,9
Cracker	1,4	1,4	1,4	5,8	27,3	48,5	69,8
CO₂-Emissionen	[Mt]						
Ammoniak	7,9	7,2	6,5	5,8	5,2	3,5	0,0
Harnstoff	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0
Methanol	2,4	2,3	2,3	2,2	1,9	1,1	0,1
Naphtha	54,2	53,9	49,6	46,2	44,4	30,6	0,0
Cracker	13,9	13,5	13,1	12,7	10,2	6,0	0,0

HVC-Produktion in Pfad 3

Pfad 3 HVC Produktion	Elektrolyse und Fischer-Tropsch für Naphtha	Biomassevergasung und Fischer-Tropsch für Naphtha	Chemisches Recycling	Elektrischer Cracker zur Produktion von HVCs aus Naphtha
Strombedarf TWh/a	534	-	5	70
Biomassebedarf (2050) [Mio t/a] (Holz, 30 % Feuchte)	-	8,5	-	-
CO ₂ -Einsparungen (2050) [Mio t/a]	42,4	6,8	5,0	13,9
Investitionen kumuliert bis 2050 [Mio. €]	33987	1931	1432	4027

14.5 Zusammensetzung des Begleitkreises

Die Erstellung dieser Roadmap wurde durch einen Begleitkreis des VCI intensiv begleitet. Annahmen und Zwischenergebnisse wurden in fünf Begleitkreissitzungen im Zeitraum von Januar bis August 2019 diskutiert.

Mitglieder:

Dr. Ralf Bartels, Industriegewerkschaft Bergbau, Chemie, Energie (IG BCE)
 Prof. Dr. Christof Bauer, Infraseriv GmbH & Co. Höchst KG
 Dr. Claus Beckmann, BASF SE
 Tilman Benzing, VCI
 Dr. Ruprecht Brandis, BP Europa SE
 Christian Essers, Wacker Chemie AG
 Enno Harks, BP Europa SE
 Dr. Bernd Kaletta, LANXESS Deutschland GmbH
 Sebastian Kreth, VCI
 Dr. Henrik Meincke, VCI
 Hans-Jürgen Mittelstaedt, VCI Landesverband Nordrhein-Westfalen
 Prof. Dr. Thomas Müller-Kirschbaum, Henkel AG & Co. KGaA
 Karen Perrey, Covestro Deutschland AG
 Dr. Hans-Jörg Preisigke, Currenta GmbH & Co. OHG
 Manfred Ritz, VCI
 Dr. Jörg Rothermel, VCI (Vorsitzender)
 Dr. Ingo Sartorius, PlasticsEurope Deutschland e.V.
 Dr. Christoph Sievering, Covestro Deutschland AG
 Claus-Jürgen Simon, PlasticsEurope Deutschland e.V.
 Dr. Jochen Wilkens, VCI Landesverband Nord



Klimaneutraler Druck durch
CO₂-Kompensation von FutureCamp
September 2019