

Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3

Treibhausgasneutrale Hauptszenarien

Modul Industrie

Ort: Karlsruhe

Datum: Dezember 2021

Status: Finale Fassung

Impressum

Langfristszenarien 3 – Hauptszenarien Modul Industrie

Projektleitung

Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI

Breslauer Straße 48, 76139 Karlsruhe
Dr. Frank Sensfuß, frank.sensfuss@isi.fraunhofer.de

Consentec GmbH

Grüner Weg 1, 52070 Aachen
Dr. Christoph Maurer, maurer@consentec.de

Autorinnen und Autoren

Tobias Fleiter (Fraunhofer ISI), Tobias.Fleiter@isi.fraunhofer.de
Matthias Rehfeldt (Fraunhofer ISI); Pia Manz (Fraunhofer ISI); Marius Neuwirth (Fraunhofer ISI); Andrea Herbst (Fraunhofer ISI)

Beteiligte Institute

Consentec GmbH

Grüner Weg 1, 52070 Aachen
Dr. Christoph Maurer, maurer@consentec.de (Administrative Leitung)

Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI

Breslauer Straße 48, 76139 Karlsruhe
Dr. Frank Sensfuß, frank.sensfuss@isi.fraunhofer.de (Projektleitung)
Gerda Deac, gerda.deac@isi.fraunhofer.de (Projektmanagement)

ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg

Im Weiher 10, 69121 Heidelberg
Peter Mellwig, peter.mellwig@ifeu.de

Technische Universität Berlin

Straße des 17. Juni 135, 10623 Berlin
Prof. Dr. Joachim Müller-Kirchenbauer, jmk@er.tu-berlin.de

Verfasst im Auftrag von

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)

Scharnhorststr. 34-37, 10115 Berlin

Veröffentlicht

Dezember 2021

Hinweise

Dieser Bericht einschließlich aller seiner Teile ist urheberrechtlich geschützt. Die Informationen wurden nach bestem Wissen und Gewissen unter Beachtung der Grundsätze guter wissenschaftlicher Praxis zusammengestellt. Die Autorinnen und Autoren gehen davon aus, dass die Angaben in diesem Bericht korrekt, vollständig und aktuell sind, übernehmen jedoch für etwaige Fehler, ausdrücklich oder implizit, keine Gewähr. Die Darstellungen in diesem Dokument spiegeln nicht notwendigerweise die Meinung des Auftraggebers wider.

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis 3
Abbildungsverzeichnis 5
Tabellenverzeichnis 8
1 Einleitung 11
2 Methodik und Szenario-Annahmen 13
2.1 Ausgestaltung der TN-Szenarien für den Industriesektor 13
2.2 Szenariodefinition aus Branchen-Perspektive 15
2.2.1 Grundstoffchemie 15
2.2.2 Eisen- und Stahl 18
2.2.3 Verarbeitung von Steine und Erden 20
2.3 Methodik: Das Modell FORECAST 23
2.3.1 Überblick 23
2.3.2 Regionale Auflösung 24
2.3.3 Emissionsbilanz und prozessbedingte Emissionen 25
2.4 Annahmen und techno-ökonomische Parameter 27
2.4.1 Wirtschaftliche Entwicklung des Industriesektors 27
2.4.2 Kreislaufwirtschaft und Umstellung auf Sekundärrouten 29
2.4.3 Materialeffizienz entlang der Wertschöpfungskette 30
2.4.4 Energieeffizienz 31
2.4.5 Prozesswechsel und innovative CO_2-arme Verfahren 33
2.4.6 Brennstoffwechsel in Öfen und Dampferzeugung 40
2.4.7 CO_2-Abscheidung, Transport und Speicherung 43
3 Szenario TN-Strom 45
3.1 Szenariodesign und Annahmen 45
3.2 Ergebnisse: Treibhausgasemissionen 46
3.2.1 Übersicht 46
3.2.2 Prozessbedingte Emissionen 47
3.2.3 CCU: CO_2 wird zum Rohstoff in der chemischen Industrie 49
3.3 Ergebnisse: Energienachfrage 52
3.3.1 Übersicht 52
3.3.2 Stofflicher Einsatz von Energieträgern 56
3.3.3 Energieträgerwechsel Prozesswärme 57
3.3.4 Energieeffizienz 59
3.3.5 Regionale Energienachfrage 60
4 Szenario TN-H2 65
4.1 Szenariodesign und Annahmen 65

4.2 Ergebnisse: Treibhausgasemissionen ... 66
4.2.1 Übersicht ... 66
4.2.3 Prozessbedingte Emissionen ... 67
4.2.4 CCU: CO_2 wird zum Rohstoff in der chemischen Industrie ... 68
4.3 Ergebnisse: Energienachfrage ... 68
4.3.1 Übersicht ... 68
4.3.3 Stofflicher Einsatz von Energieträgern ... 72
4.3.4 Energieträgerwechsel Prozesswärme ... 73
4.3.5 Energieeffizienz ... 74
4.3.6 Regionale Energienachfrage ... 75
5 Szenario TN PtG/PtL ... 79
5.1 Szenariodesign und Annahmen ... 79
5.2 Ergebnisse: Treibhausgasemissionen ... 80
5.2.1 Übersicht ... 80
5.2.2 Prozessbedingte Emissionen ... 81
5.2.3 CO_2-Abscheidung und Speicherung ... 83
5.3 Ergebnisse: Energienachfrage ... 85
5.3.1 Übersicht ... 85
5.3.2 Stofflicher Einsatz von Energieträgern ... 86
5.3.3 Energieträgerwechsel Prozesswärme ... 88
5.3.4 Energieeffizienz ... 89
5.3.5 Regionale Energienachfrage ... 90
6 Ergebnisse im Szenariovergleich ... 93
6.1 Treibhausgasemissionen ... 93
6.2 Energienachfrage ... 95
6.2.1 Überblick ... 95
6.2.2 Sektor Grundstoffchemie ... 101
6.2.3 Sektor Eisen und Stahl ... 102
6.2.4 Sektor Verarbeitung Steine u. Erden (Zement und Kalk) ... 104
6.2.5 Energieeffizienz ... 105
6.3 Kosten ... 107
7 Zusammenfassung & Schlussfolgerungen ... 111
A.1 Modellbeschreibung Industriesektor ... 115
A.1.1 FORECAST ... 115
A.1.2 FORECAST-Regional ... 122
8 Literaturverzeichnis ... 127

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Modellverbund im Projekt 11
Abbildung 2: Vergleich der Produktionsmengen ausgewählter Massenchemikalien in den TN-Szenarien (Ethylen steht repräsentativ für alle Olefine) 18
Abbildung 3: Entwicklung der Produktionsmengen unterschiedlicher Stahlrouten in den TN-Szenarien 19
Abbildung 4: Vergleich der Produktionsmengen von Zement in den TN-Szenarien 23
Abbildung 5: Überblick der Modellstruktur von FORECAST 24
Abbildung 6: Ablaufschema der Kalibrierung auf NIR/CRF-Daten 27
Abbildung 7: Annahmen der Produktionsmengen wichtiger energieintensiver Produkte in allen TN-Szenarien 28
Abbildung 8: Diffusion von Energieeffizienzmaßnahmen in den TN-Szenarien 32
Abbildung 9: Spezifische Investition verschiedener Dampferzeuger abhängig von der Anlagengröße 43
Abbildung 10: Treibhausgasemissionen im Industriesektor im Szenario TN-Strom bis 2050 47
Abbildung 11: Schematische Darstellung des CO_2-Kreislaufs im Jahr 2050 im Szenario TN-Strom 50
Abbildung 12: Entwicklung des CO_2-Bedarfs für die Methanolherstellung sowie verfügbares CO_2 aus ausgewählten Quellen im Szenario TN-Strom 50
Abbildung 13: Mögliches CO_2-Netz im Jahr 2050 inkl. Quellen und Senken sowie heutiges Gastransportnetz 51
Abbildung 14: Energieverbrauch im Industriesektor im Szenario TN-Strom 54
Abbildung 15: Nachfrage nach (grünem) Wasserstoff nach Anwendungen im Szenario TN-Strom 55
Abbildung 16: Entwicklung der Stromnachfrage im Szenario TN-Strom nach Anwendungen 56
Abbildung 17: Stofflicher Einsatz von Energieträgern im Szenario TN-Strom 57
Abbildung 18: Einsatz von Energieträgern für die Bereitstellung von Prozesswärme im Szenario TN-Strom 58
Abbildung 19: Stromverbrauch für die Bereitstellung von Prozesswärme im Szenario TN-Strom nach Industriesektoren 59
Abbildung 20: Prozentuale Veränderung der industriellen Stromnachfrage im Jahr 2050 im Vergleich zum Jahr 2018 nach Landkreisen und kreisfreien Städten (NUTS 3) in TWh; Szenario TN-Strom 61
Abbildung 21: Endenergienachfrage im Jahr 2050 (Farbskala) mit Energieträgerverteilung der energieintensiven Standorte (Kreisdiagramm) nach Landkreisen und kreisfreien Städten (NUTS 3) in TWh; Szenario TN-Strom 62

Abbildung 22: Wasserstoffnachfrage 2050 durch Stahl-, Ammoniak- und Methanol-standorte in GWh (links) und nach Landkreisen und kreisfreien Städten (NUTS 3) in TWh (rechts); Szenario TN-Strom 63
Abbildung 23: Treibhausgasemissionen im Industriesektor im Szenario TN-H2 bis 2050 66
Abbildung 24: Energieverbrauch im Industriesektor im Szenario TN-H2 70
Abbildung 25: Nachfrage nach (grünem) Wasserstoff nach Anwendungen im Szenario TN-H2 71
Abbildung 26: Nachfrage nach (grünem) Wasserstoff nach Branchen im Szenario TN-H2 71
Abbildung 27: Stofflicher Einsatz von Energieträgern im Szenario TN-H2 73
Abbildung 28: Einsatz von Energieträgern für die Bereitstellung von Prozesswärme im Szenario TN-H2 74
Abbildung 29: Wasserstoffnachfrage energetisch und stofflich in den Jahren 2030 (Links), 2040 (Mitte) und 2050 (Rechts), nach Landkreisen und kreisfreien Städten (NUTS 3) in TWh; Szenario TN-H2 76
Abbildung 30: Endenergienachfrage im Jahr 2050 (Farbskala) mit Energieträgerverteilung der energieintensiven Standorte (Kreisdiagramm) nach Landkreisen und kreisfreien Städten (NUTS 3) in TWh; Szenario TN-H2 77
Abbildung 31: Treibhausgasemissionen im Industriesektor im Szenario TN-PtG/PtL bis 2050 81
Abbildung 32: Menge abgeschiedener und gespeicherter CO_2-Emissionen aus Zementwerken 83
Abbildung 33: Mögliches CO_2-Netz im Jahr 2050 inkl. Quellen und Senken sowie heutiges Gastransportnetz im Szenario TN-PtG 84
Abbildung 34: Energieverbrauch im Industriesektor im Szenario TN-PtG/PtL 86
Abbildung 35: Stofflicher Einsatz von Energieträgern im Szenario TN-PtG/PtL 87
Abbildung 36: Einsatz von Energieträgern für die Bereitstellung von Prozesswärme im Szenario TN-PtG/PtL 89
Abbildung 37: Prozentuale Veränderung der Gasnachfrage (Erdgas und PtG) energetisch und stofflich im Jahr 2050 im Vergleich zum Jahr 2018 nach Landkreisen und kreisfreien Städten (NUTS 3) in TWh; Szenario TN-PtG/PtL 91
Abbildung 38: Endenergienachfrage (Farbskala) im Jahr 2050 mit Energieträgerverteilung der energieintensiven Standorte (Kreisdiagramm) nach Landkreisen und kreisfreien Städten (NUTS 3) in TWh; Szenario TN-PtG/PtL 92
Abbildung 39: Resultierende Entwicklung der Treibhausgasemissionen des Industriesektors im Vergleich der TN-Szenarien 94
Abbildung 40: Energieverbrauch im Industriesektor im Vergleich der TN-Szenarien 96
Abbildung 41: Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Industriesektor im Vergleich der TN-Szenarien 97

Abbildung 42: Stoffliche Verwendung von Energieträgern für die Herstellung von Ammoniak und Methanol/Olefinen in den drei TN-Szenarien 98
Abbildung 43: Einsatz von Wasserstoff im Industriesektor in den drei TN-Szenarien im Vergleich 99
Abbildung 44: Stromverbrauch im Industriesektor nach Anwendungen in den drei TN-Szenarien im Vergleich inkl. theoretischem Stromverbrauch für die Herstellung von Wasserstoff/PtG als Stromäquivalente 100
Abbildung 45: Bereitstellung von Prozesswärme nach Energieträgern im Vergleich der Szenarien 101
Abbildung 46: Entwicklung des Energiebedarfs inkl. stofflicher Verwendung in der Grundstoffchemie im Vergleich der TN-Szenarien 102
Abbildung 47: Entwicklung des Energiebedarfs in der Eisen- und Stahlindustrie im Vergleich der TN-Szenarien 104
Abbildung 48: Entwicklung des Energiebedarfs in der Branche Verarbeitung Steine u. Erden im Vergleich der TN-Szenarien 105
Abbildung 49: Energieintensität der untersuchten Branchen bezogen auf die Bruttowertschöpfung der Branche [GJ/Euro2015] 106
Abbildung 50: Kumulierte Annuitäten der Investitionen im Industriesektor von 2015 bis 2050 bei 2 % Verzinsung 108
Abbildung 51: Kumulierte Kosten 2015-2050 mit Bezug zum Industriesektor (2 % Verzinsung) 109
Abbildung 52: Entwicklung der jährlichen Systemkosten mit Bezug zum Industriesektor (Anlagen, Infrastruktur und Energieträger; 2 % Verzinsung) 109
Abbildung 53: Übersicht Modell FORECAST-Industry 116
Abbildung 54: Hierarchische Struktur des Modells FORECAST(Modul Prozesse) 118
Abbildung 55: Regionalisierung der Endenergienachfrage mit FORECAST-Regional auf NUTS 3 Ebene 122
Abbildung 56: Industriestandorte (georeferenziert) in Deutschland aus der Industrial Site Database 124
Abbildung 57: Regionalisierung der Endenergie- und Rohstoffnachfrage aus FORECAST-Industry 125

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Übergreifende Definition der TN-Szenarien für den Industriesektor 13
Tabelle 2: Vergleichende Technik-Ausgestaltung der TN-Szenarien für den Industriesektor 15
Tabelle 3: Modellierte Handlungsoptionen der Grundstoffchemie je Szenario 17
Tabelle 4: Modellierte Handlungsoptionen der Eisen- und Stahlindustrie 20
Tabelle 5: Modellierte Handlungsoptionen der Zement- und Kalkindustrie je Szenario 22
Tabelle 6: Verteilschlüssel für die regionale Auflösung im Industriesektor 25
Tabelle 7: Bruttowertschöpfung und Wachstum je Subsektor in allen Szenarien [Mrd. €2015] 27
Tabelle 8: Annahmen zum Fortschritt der Kreislaufwirtschaft in den TN-Szenarien 30
Tabelle 9: Annahmen zum Fortschritt der Materialeffizienz in den TN-Szenarien 31
Tabelle 10: Übersicht der Annahmen zu CO_2-armen Produktionsverfahren 34
Tabelle 11: Techno-ökonomische Annahmen von Technologien zur Erzeugung von Prozessdampf- und Warmwasser 42
Tabelle 12: Angenommene Parameter für CO_2-Abscheidung, Transport und Speicherung 44
Tabelle 13: Überblick der Ausgestaltung des Szenarios TN-Strom für den Industriesektor 45
Tabelle 14: Entwicklung prozessbedingter Emissionen im Szenario TN-Strom [Mt CO_2-Äquivalente] 48
Tabelle 15: Kosten- und Mengenabschätzungen für CO_2-Abscheidung und Transport im Szenario TN-Strom 52
Tabelle 16: Energieintensität der untersuchten Branchen bezogen auf die Bruttowertschöpfung der Branche im Szenario TN-Strom [GJ/Euro2015] 60
Tabelle 17: Überblick der Ausgestaltung Szenarios TN-H2 für den Industriesektor 65
Tabelle 18: Entwicklung prozessbedingter Emissionen im Szenario TN-H2 [Mt CO_2-Äquivalent] 67
Tabelle 19: Energieintensität der untersuchten Branchen bezogen auf die Bruttowertschöpfung der Branche im Szenario TN-H2 [GJ/Euro2015] 75
Tabelle 20: Überblick der Ausgestaltung des Szenarios TN-PtG/PtL für den Industriesektor 79
Tabelle 21: Entwicklung prozessbedingter Emissionen im Szenario TN-PtG/PtL [Mt CO_2-Äquivalente] 82
Tabelle 22: Kosten- und Mengenabschätzungen für CCS im Szenario TN-PtG/PtL 85
Tabelle 23: Energieintensität der untersuchten Branchen bezogen auf die Bruttowertschöpfung der Branche im Szenario TN-PtG/PtL [GJ/Euro2015] 90

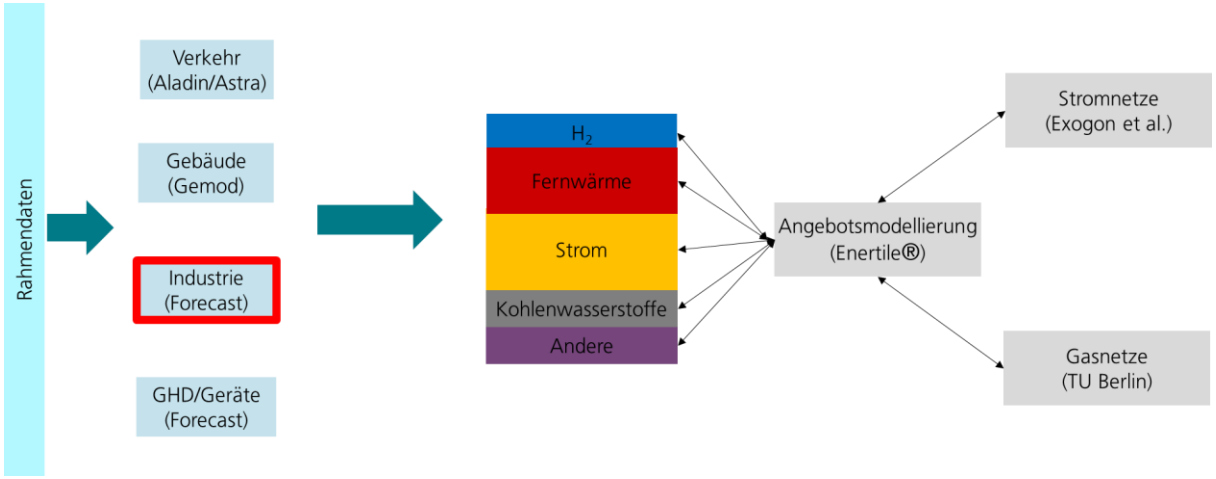
Tabelle 24: Energieintensität der untersuchten Branchen bezogen auf die Bruttowertschöpfung der Branche [GJ/Euro2015] 106
Tabelle 25: Zusammenfassung der Ergebnisse der TN-Szenarien für die Industrie 111
Tabelle 26: Subsektor-Struktur von FORECAST (nach Eurostat) 118
Tabelle 27: Subsektor-Struktur von FORECAST (nach AG-Energiebilanzen) 119
Tabelle 28: Prozessstruktur des Moduls FORECAST-Industry 120
Tabelle 29: Prozessbedingte Emissionen der Industrie in 2018 entsprechend NIR-Systematik [Mt CO_2-Äquivalent] 121
Tabelle 30: Verteilschlüssel für den Industriesektor 123

1 Einleitung

Im Projekt „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland" (Langfristszenarien 3) werden im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie Szenarien für die zukünftige Entwicklung eines treibhausgasneutralen Energiesystems modelliert. Die Modellierung umfasst das gesamte Energiesystem, also übergreifend die Erzeugung von Strom, Wärme und Wasserstoff sowie die Nachfrage nach Energie in den Sektoren Industrie, Verkehr, Gebäude und Geräte. Die Energieinfrastrukturen (Strom und Gase) werden ebenfalls mit modelliert. Im Fokus der Analyse steht dabei nicht die Entwicklung eines einzelnen „Leitszenarios", sondern die Untersuchung von unterschiedlichen Szenariowelten, um durch die vergleichenden Analysen Erkenntnisse über die Vor- und Nachteile alternativer Pfade für die Transformation des Energiesystems zu gewinnen.

Somit können Pfadabhängigkeiten und robuste Entwicklungen auf dem Weg zur Treibhausgasneutralität identifiziert werden. Um die zunehmenden Wechselwirkungen zwischen den Sektoren adäquat zu erfassen, ist der Einsatz eines komplexen Modellverbunds nötig. Im Projekt Langfristszenarien 3 koppeln wir spezialisierte Sektormodelle für Gebäude, Industrie, GHD&Geräte, Energieangebot, Gasnetze und Stromnetze, um eine möglichst hohe Auflösung zu erreichen.

Abbildung 1: Modellverbund im Projekt



In einem ersten Schritt werden im Projekt drei Szenarien berechnet, die jeweils stark auf den Einsatz eines Energieträgers für die Dekarbonisierung setzen. Das Szenario TN-Strom setzt auf eine starke Elektrifizierung des Energiesystems, um Treibhausgasneutralität zu erreichen. Das Szenario TN-H2-G setzt auf eine starke Nutzung von grünem Wasserstoff im Energiesystem. Das Szenario TN-PtG/PtL setzt auf eine starke Nutzung von synthetischen Kohlenwasserstoffen im Energiesystem. Die Szenarien sind als Technologiepfade definiert – eine explizite Modellierung von politischen Instrumenten, die es für die Realisierung der Szenarien bräuchte, ist nicht Teil des Projektes.

Grundlage für die gerechneten Szenarien ist das Klimaschutzgesetz aus dem Jahr 2019. Die Novellierung des Gesetzes vom August 2021 ist nicht berücksichtigt. Entsprechend wird die Treibhausgasneutralität für das Gesamtsystem erst im Jahr 2050 erreicht. Grundsätzlich sind die Schlussfolgerungen auch vor dem Hintergrund des novellierten Klimaschutzgesetzes gültig. Dennoch verschärft das neue Klimaschutzgesetz den Handlungsdruck und das Vorziehen der Treibhausgasneutralität auf das Jahr 2045 verlangt eine deutliche Beschleunigung der Transformation in allen Sektoren.

Dieses Berichtsmodul enthält die Methodik und die Ergebnisse für den Bereich Industrie für die erste Szenarioanalyse treibhausgasneutraler Szenarien. Es werden zunächst Methodik, Annahmen sowie die Konkretisierung der Szenariodefinition für den Industriesektor beschrieben. Für die Quantifizierung der Szenarien wird das Sektormodell FORECAST eingesetzt. Der Modellansatz ermöglicht eine breite Berücksichtigung verschiedener Strategien zum Erreichen der nahezu CO_2-neutralen Industrie, wie beispielsweise der Einsatz CO_2-neutraler Energieträger oder der Fortschritt bei Recycling und Materialeffizienz. Anschließend werden die Ergebnisse zunächst je Szenario separat dargestellt, bevor sie in Abschnitt 6 zwischen den Szenarien verglichen werden. Es wird besonders auf die Entwicklungen in den Sektoren Grundstoffindustrie, Eisen- und Stahl sowie Zement und Kalk eingegangen, da diese mit den höchsten THG-Emissionen die Schlüsselsektoren sind. Die Ergebnisse der einzelnen Szenarien werden regional hochaufgelöst auf NUTS3-Ebene (Kreise) berechnet, um die strukturellen Unterschiede in der nachfolgenden Netzmodellierung zu berücksichtigen.

Begleitend zum Bericht ist auf www.langfristszenarien.de ein Datensatz mit Annahmen und Ergebnissen der Modellrechnungen verfügbar.

2 Methodik und Szenario-Annahmen

2.1 Ausgestaltung der TN-Szenarien für den Industriesektor

Grundlage für die Zieldefinition der Szenarien ist das Klimaschutzgesetz aus dem Jahr 2019. Die Novellierung vom August 2021 ist nicht berücksichtigt. Entsprechend wird die Treibhausgasneutralität für das Gesamtsystem im Jahr 2050 erreicht und für das Sektorziel im Jahr 2030 die Minderung von 49 bis 51 % angestrebt. Eine kurze Einordnung im Hinblick auf die Ziele des novellierten Klimaschutzgesetzes findet sich in der Zusammenfassung in Abschnitt 7.

Die übergreifende Ausgestaltung der drei TN-Szenarien für den Industriesektor ist in Tabelle 1 zusammengefasst. Alle drei TN-Szenarien streben eine THG-Minderung von mindestens 95 % bis zum Jahr 2050 gegenüber 1990 für den Industriesektor an, was aufgrund von negativen Emissionen in anderen Sektoren mit dem Ziel der Treibhausgasneutralität im Jahr 2050 kompatibel wäre. Hieraus ergibt sich, dass der Einsatz fossiler Energieträger bis zum Jahr 2050 nahezu vollständig durch CO_2-neutrale Alternativen substituiert werden muss. Das im Klimaschutzgesetz 2019 festgelegte Sektorziel, welches eine Minderung der THG-Emissionen des Industriesektors von 49 bis 51 % bis 2030 gegenüber 1990 verlangt, sollte erreicht werden. Die Szenarien unterscheiden sich hauptsächlich in Bezug auf die Umstellung der Energieversorgung/-nachfrage entsprechend der jeweiligen Schwerpunkte (Strom, PtG, Wasserstoff). Um eine möglichst hohe Vergleichbarkeit zu erreichen, wurden andere Annahmen nicht zwischen den Szenarien variiert. Darunter fallen z. B. Annahmen zur wirtschaftlichen Entwicklung und zum Produktionsniveau sowie Annahmen zum Fortschritt bei Energie- und Materialeffizienz und zu den Anteilen der Sekundärproduktionsrouten (siehe Kapitel 2.4). Der Einsatz von Biomasse wird in allen drei Szenarien reduziert, da bei begrenzten Verfügbarkeitspotenzialen Biomasse eher im Verkehrssektor eingesetzt wird. Diese Annahme spiegelt die starke Ausprägung der TN-Szenarien entsprechend des jeweiligen Technologie-Pfades wider. Auch der großflächige Einsatz von CCS wird aufgrund ungewisser politischer Perspektive und gesellschaftlicher Akzeptanz möglichst vermieden. Ausnahme sind verbleibende prozessbedingte Emissionen der Zement- und Kalkherstellung.

Tabelle 1: Übergreifende Definition der TN-Szenarien für den Industriesektor

	TN-*Strom*	TN-*PtG/PtL*	TN-*H2*
Ziel THG Minderung 2050	Mindestens 95 % gegenüber 1990 für den Industriesektor (Dieses Ziel berücksichtigt noch nicht die Novelle des Klimaschutzgesetzes vom August 2021)		
Ziel THG Minderung 2030	Mindestens 49 bis 51 % Minderung (Dieses Ziel berücksichtigt noch nicht die Novelle des Klimaschutzgesetzes vom August 2021		
Wirtschaftswachstum	Kontinuierlich, ~1 % pro Jahr		
Biomasse	Energetischen Einsatz minimieren		
Energie-, Materialeffizienz und Kreislauf	Ambitionierter Anstieg (siehe Abschnitt 2.4.2 bis 2.4.4)		
CCS und CCU	Fokus Zement- und Kalkwerke		
Prozess-, Brennstoff- und Rohstoffwechsel	Priorität direktelektrisch	Priorität PtG	Priorität Wasserstoff

Tabelle 2 übersetzt die übergreifende Szenariodefinition in konkretere Technologie-Annahmen. Entsprechend der Szenariodefinition unterscheiden sich die drei TN-Szenarien hauptsächlich in den Kategorien Prozess- und Brennstoffwechsel. Der Wechsel auf einen CO_2-neutralen Energieträger erfordert in vielen Fällen einen umfangreichen Neu- oder Umbau von Anlagen sowie neue Prozessketten. In diesem Fall wird der Begriff Prozesswechsel genutzt. Entsprechend gibt es auch in der Kategorie Prozesswechsel deutliche Unterschiede zwischen den Szenarien. Im Folgenden sind die hinterlegten Technologie-Optionen kurz beschrieben. Eine tiefergehende Beschreibung und Diskussion der Annahmen findet sich im Abschnitt 2.4.

Im Szenario TN-Strom werden direktelektrische Lösungen bevorzugt, was sich vorwiegend auf die Umstellung der Prozesswärme bezieht. Dort, wo dies nicht möglich ist, weil z. B. eine stoffliche Nutzung der Energieträger stattfindet, wird Wasserstoff eingesetzt. Etwa als Rohstoff in der Chemieindustrie zur Herstellung von Olefinen (u. a. Ethylen), Methanol oder Ammoniak. Auch in der Stahlherstellung wird das Verfahren der Eisenerz-Direktreduktion mittels Wasserstoff eingesetzt, da direktelektrische Alternativen noch eine höhere technologische Unsicherheit aufweisen. Die Elektrifizierung der Prozesswärme findet umfassend in allen Branchen statt. Hier ist teilweise noch technischer Entwicklungsbedarf vorhanden und Lösungen müssen im industriellen Maßstab erprobt werden. Für die Zementherstellung gilt zum Beispiel eine Elektrifizierung als sehr ambitioniert, wohingegen sie in anderen Branchen bereits in kleineren Anlagen eingesetzt wird (Glas, Weiterverarbeitung Metalle).

Im Szenario TN-PtG/PtL wird davon ausgegangen, dass CO_2-neutrales Gas auf Strombasis (PtG) ab 2030 verfügbar ist und dem Erdgasnetz in steigenden Anteilen beigemischt wird, um so bis zum Jahr 2050 fossiles Erdgas vollständig zu ersetzen. Entsprechend wird PtG energetisch sowie stofflich in allen Anwendungen bevorzugt eingesetzt. Lediglich dort, wo andere Optionen sehr hohe Effizienzvorteile aufweisen, ergänzen diese den Einsatz von PtG (z. B. Niedertemperaturwärme über Wärmepumpen). PtG wird auch als Rohstoff in der Grundstoffchemie genutzt sowie als Reduktionsmittel und Energieträger für die Herstellung von Primärstahl über die Eisenerz-Direktreduktion. Hier sind jeweils umfangreiche Neuinvestitionen nötig. In anderen Bereichen wie der Ammoniakherstellung oder der Prozesswärmeerzeugung ist der Aufwand für die Umstellung seitens der Industrie häufig sehr niedrig. Auf den Einsatz von Wasserstoff in der Industrie kann so im Szenario TN-PtG verzichtet werden.

Im Szenario TN-H2 wird davon ausgegangen, dass Wasserstoff bis 2050 über eine großflächige Infrastruktur an allen Industriestandorten verfügbar ist. Wasserstoff ist der bevorzugte Energieträger für energetische sowie stoffliche Nutzung. Entsprechend werden rohstoffliche Nutzung in der Grundstoffchemie, die Stahlherstellung sowie die Prozesswärme durch alle Branchen hinweg auf Wasserstoff umgestellt. In vielen Bereichen ist die technologische Reife von Ofentechnologien für den Einsatz von Wasserstoff noch auf einem vergleichsweise niedrigen Niveau, was allerdings weniger auf große technische Hürden zurückzuführen ist, sondern auf die Tatsache, dass bisher kaum Wasserstoff für den großindustriellen Einsatz in Demoanlagen verfügbar war bzw. diese aus wirtschaftlichen Gründen nicht gebaut wurden.

Die Abscheidung und Speicherung bzw. Nutzung von CO_2 wird in allen Szenarien genutzt, um verbleibende schwierig zu mindernde Emissionen der Zement- und Kalkherstellung zu adressieren. In den Szenarien TN-Strom sowie TN-H2 wird zusätzlich CO_2 für die stoffliche Nutzung in der Chemieindustrie zur Herstellung von Methanol/Olefinen benötigt. Entsprechend wird in diesen beiden Szenarien eine Nutzung von CO_2 unterstellt (CCU) und keine Speicherung. Im Szenario TN-PtG wird der CO_2-Bedarf bereits über das im PtG enthaltende CO_2 gedeckt, weshalb hier eine (offshore) Speicherung des abgeschiedenen CO_2 der Zementwerke angenommen wird.

Die Szenarien zeigen damit eine starke Ausprägung des jeweiligen Schwerpunkts, berücksichtigen aber die technische Verfügbarkeit und Umsetzbarkeit der unterschiedlichen Vermeidungsstrategien.

Tabelle 2: Vergleichende Technik-Ausgestaltung der TN-Szenarien für den Industriesektor

	Ggf. Sektor	TN-*Strom*	TN-*PtG/PtL*	TN-*H2*
Prozesswechsel	**Ethylen/ Olefine**	Methanol-to-Olefins (MTO) mit Rohstoff H_2	Methanol-to-Olefins (MTO) mit Rohstoff CH_4	Methanol-to-Olefins (MTO) mit Rohstoff H_2
	Ammoniak	H_2 für Synthesegas anstatt CH_4-Dampfreformierung	Dampfreformierung auf Basis PtG	H_2 für Synthesegas anstatt CH_4-Dampfreformierung
	Stahl	H_2-DRI	CH_4-DRI	H_2-DRI
	Zement u. Kalk	Elektrischer Ofen	PtG-Brenner und neue CO_2-arme Zementsorten und Bindemittel	H_2-Brenner und Neue CO_2-arme Zementsorten und Bindemittel
	Glas	Elektrische Schmelzwannen	Gasbrenner	Umrüstung auf H_2-Brenner
Brennstoffwechsel Prozesswärme	**Öfen**	Elektrifizierung	Gasbefeuert	Umrüstung auf H_2-Brenner
	Dampf	Elektrische Kessel	Gaskessel + KWK	H_2-Kessel + KWK
	Niedertemp.	Wärmepumpe, Fernwärme, elektr. Kessel	Wärmepumpe, Fernwärme, Gaskessel	Wärmepumpe, Fernwärme, H_2-Kessel
CCS u. CCU		CCU: CO_2 aus Zement- u. Kalkherstellung als Rohstoff für Methanol	CCS bei Zementwerken und Speicherung off shore	CCU: CO_2 aus Zement- u. Kalkherstellung als Rohstoff für Methanol

2.2 Szenariodefinition aus Branchen-Perspektive

2.2.1 Grundstoffchemie

Die chemische Industrie (ohne pharmazeutische Erzeugnisse) ist gemessen an der Bruttowertschöpfung unter den energieintensiven Branchen am bedeutendsten (7,6 % der Wertschöpfung (Destatis 2021)). Während die Chemieindustrie insgesamt durch eine hohe Heterogenität und eine Vielzahl an Produkten gekennzeichnet ist, entsteht der größte Teil des Energiebedarfes und der direkten Emissionen der Grundstoffchemie in wenigen energieintensiven Massenprodukten. Die wichtigsten sind Ammoniak, Methanol und Olefine (Ethylen)[1]. Die Herstellung dieser Produkte ist sowohl mit energie- als auch prozessbedingten Emissionen verbunden und benötigt Energieträger zur Bereitstellung von Prozesswärme und als stoffliche Bausteine der Endprodukte.

[1] Olefine sind ein Sammelbegriff für petrochemische Kohlenwasserstoff-Erzeugnisse unterschiedlicher Kettenlänge. Dazu gehören Ethylen, (2 Kohlenstoffatome), Propylen (3 Kohlenstoffatome) sowie Butadien (4 Kohlenstoffatome). Weitere Kettenlängen kommen vor, spielen aber in der Weiterverarbeitung eine weitaus geringere Rolle. Ethylen und Propylen sind die Basis der meisten Kunststoffe und damit von übergeordneter Bedeutung. Die Modellierung nutzt Ethylen als Vergleichsgröße (Proxy) zur Abbildung des Energiebedarfs und der Emissionen.

Die Grundstoffchemie ist im Basisjahr 2015 fossil geprägt. Erdgas ist der bevorzugte Energieträger und deckt Großteile der Prozesswärmeerzeugung ab. Darüber hinaus ist er der dominierende Rohstoff für die Synthesegaserzeugung, eine Vorstufe für die Herstellung von Ammoniak und Methanol. Ethylen wird zum Teil ebenso aus Erdgas und anderen fossilen Rohstoffen gewonnen, der Hauptrohstoff ist aber Naphtha, ein Benzingemisch, das bei der Rohölraffinierung anfällt. Von den 287 TWh Energiebedarf im Jahr 2015 (inklusive Rohstoffe der Massenprodukte) werden 75 % fossil bereitgestellt. Die Grundstoffchemie allgemein und die fokussierten Prozesse im Besonderen stehen daher vor der zweifachen Herausforderung, sowohl ihre Rohstoffbasis als auch Wärmeerzeugung umzustellen. Hinzu kommt der stoffliche Bedarf an Kohlenstoff im Ethylen, der bis 2050 aus einer nicht-fossilen Quelle gedeckt werden muss.

Es ergeben sich verschiedene Handlungsfelder, die für eine erfolgreiche Transformation zu einer dekarbonisierten Grundstoffchemie kombiniert werden (Tabelle 3). Vor diesem Hintergrund wird in allen Szenarien in der Grundstoffchemie ein Schwerpunkt auf die Transformation der energieintensiven Massenprodukte gelegt, indem innovative Produktionsverfahren sowohl Rohstoff- als auch Wärmebedarf adressieren. Flankierend erleichtern Bemühungen zur Energie- und Materialeffizienz und Kreislaufwirtschaft die Umstellung, da sie sektoral die zu ersetzende Produktionskapazität und systemisch den Bedarf an hochwertigen (und hochpreisigen) Energieträgern (Strom und Wasserstoff) reduzieren. Darüber hinaus wird bei Berücksichtigung der Interaktion der Sektoren (über die Kohlenstoffverfügbarkeit) deutlich, dass nicht-fossiler Kohlenstoff in den Szenarien 2050 ein begrenzt verfügbarer Wertstoff ist. In den Produktionsbereichen, deren Prozesswärmeversorgung nicht direkt vom eingesetzten Rohstoff abhängig ist, findet parallel ein Umstieg auf nicht-fossile Energieträger statt, der wirtschaftlichen Anreizen folgt[2]. Dieser Bereich ist von der Erzeugung/Bereitstellung von Prozessdampf geprägt. Er kann durch verschiedene Technologien dekarbonisiert werden, die sich entlang der TN-Szenarien ausdifferenzieren[3].

[2] Aufgrund der Verflechtung der Produktionsprozesse in der chemischen Industrie ist dies aber nicht scharf zu trennen.

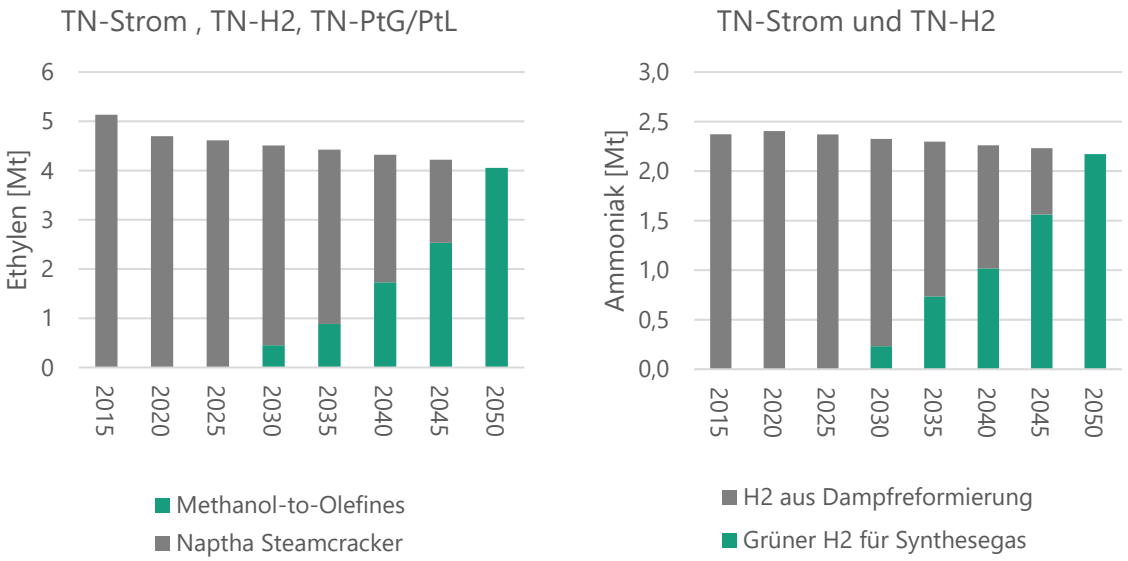
[3] 2018 beträgt der modellierte Energiebedarf im Bereich der Dampf- und Warmwassernutzung in industriellen Prozessen 217 TWh (chemische Industrie: 46 TWh). Dieser sinkt durch Effizienz und Prozesswechsel auf etwa 170 TWh und wird vollständig dekarbonisiert.

Tabelle 3: Modellierte Handlungsoptionen der Grundstoffchemie je Szenario

	Ggf. Produkt	TN-*Strom*	TN-*PtG/PtL*	TN-*H2*
Materialeffizienz		Reduktion und Ersatz Kunststoffverbrauch (-15 %) (Ethylen), Reduktion Düngerbedarf (-20 %) (Ammoniak)		
Energieeffizienz		Inkrementelle Verbesserung in allen Bereichen		
Kreislauf		Kunststoffrecycling + 15%-Punkte		
Prozesswechsel	**Ethylen**	Methanol-to-Olefins mit Rohstoff H_2	Methanol-to-Olefins mit Rohstoff CH_4	Methanol-to-Olefins mit Rohstoff H_2
	Ammoniak	Grüner H_2 für Synthesegas statt CH_4-Dampfreformierung	Dampfreformierung auf Basis PtG	Grüner H_2 für Synthesegas statt CH_4-Dampfreformierung
Brennstoffwechsel	**Dampf**	elektrische Öfen, Dampfkessel und Wärmepumpen	Umstellung versorgungsseitig von Erdgas auf auf PtG	Wasserstoff-Brenner ergänzt durch elektrische Wärmepumpen im Niedertemperaturbereich

Die modellierte Diffusion der in Tabelle 3 dargestellten CO_2-neutralen Prozesse berücksichtigt eine Projektrealisierungszeit sowie eine für einige Verfahren notwendige Skalierung auf industriellen Maßstab. So kommen erste Anlagen ab 2026 in den Bestand, mit relevanter Produktionsmenge ab 2030. Bis 2050 allerdings übernehmen diese in den Szenarien TN-H2 und TN-Strom die Rolle der konventionellen Prozesse vollständig (Abbildung 2). Im Szenario TN-PtG/PtL gestaltet sich die Umstellung auf der Nachfrageseite bedeutend einfacher, da die etablierten erdgasbasierten Prozesse zur Ammoniak- und Methanolherstellung beibehalten werden können und ab 2030 langsam und bis 2050 vollständig mit klimaneutralem synthetischen Methan versorgt werden. Allen Szenarien ist gemein, dass die Menge des erzeugten Methanols stark ansteigt (etwa Faktor 15 bis 2050), da der Umstieg der Ethylenproduktion auf die MTO-Route eine Verlagerung des Rohstoffs bedingt.

Abbildung 2: Vergleich der Produktionsmengen ausgewählter Massenchemikalien in den TN-Szenarien (Ethylen steht repräsentativ für alle Olefine)



2.2.2 Eisen- und Stahl

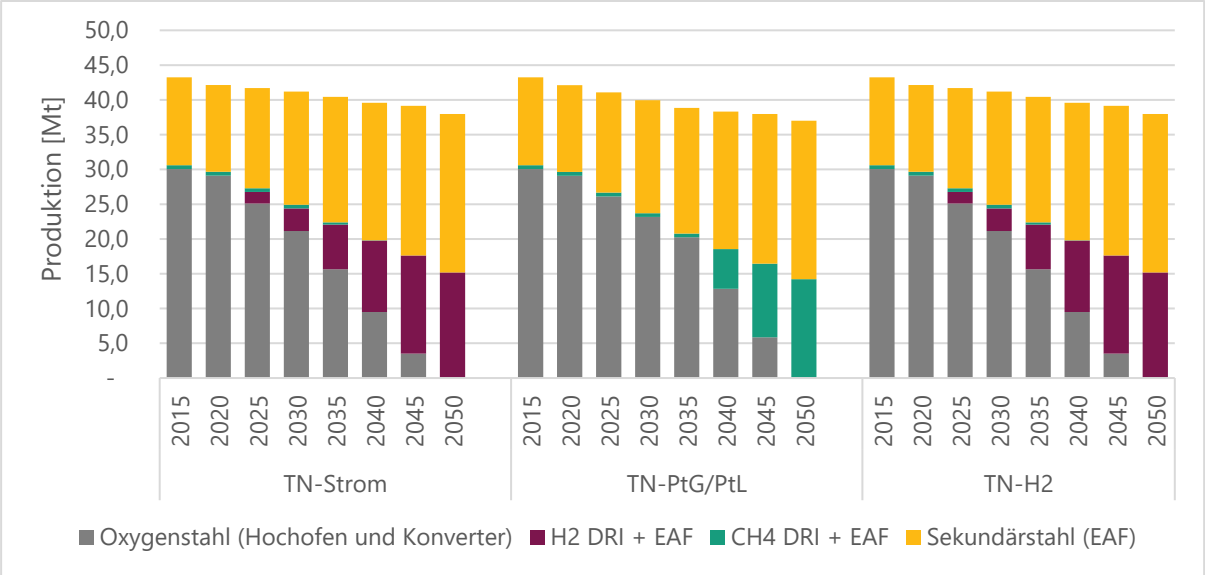
Die Produktstruktur der Eisen- und Stahlindustrie ist vergleichsweise homogen. Unter dem Aggregat „Rohstahl" können die verschiedenen Stahlqualitäten und Legierungen zusammengefasst werden, die sich in der Weiterverarbeitung zwar noch massiv in unterschiedliche Produkte aufspalten. Allerdings entsteht der Großteil des Energiebedarfs und der THG-Emissionen bis zur Produktstufe Rohstahl. Daher fokussiert sich die Untersuchung auf die Herstellungsrouten des Rohstahls: die Primärrouten (Herstellung aus Eisenerz unter Stahlschrottzugabe) *Hochofen-Konverter* und *Erdgas-Direktreduktion-Lichtbogenofen* sowie die *Sekundärroute* (Einschmelzen von Stahlschrott) im Lichtbogenofen.

Die Stahlindustrie ist 2015 fossil geprägt. Mit etwa 70 % der Rohstahlproduktion (worldsteel association 2019) dominiert die Hochofenroute den Sektor, ergänzt durch geringe Mengen (~1 %) aus Erdgas-Direktreduktion. Diese Routen verwenden Kohle und Koks bzw. Erdgas als Energieträger und Reduktionsmittel. Auf die Sekundärroute entfallen etwa 30 % der Rohstahlproduktion. Hier ist Strom der wichtigste Energieträger. Die Stahlindustrie steht in allen Dekarbonisierungsszenarien vor der Herausforderung, die Rohstahlerzeugung in vollständig oder teilweise neue Prozesse zu überführen, da ein gradueller Brennstoffwechsel für die maßgebliche Hochofenroute technisch nicht möglich ist und auch eine vollständige Umstellung auf die Sekundärroute aufgrund der limitierten Rohstoffverfügbarkeit nicht funktioniert. Da eine gewisse Primärherstellung von Rohstahl auch in den untersuchten Szenarien unabdingbar ist, werden zwei die Hochofenroute ersetzende Verfahren eingeführt. Im Szenario TN-PtG/PtL die Direktreduktion mit Methan (CH_4-DRI), die bereits (mit Erdgas) in geringem Umfang in Deutschland betrieben wird; in den Szenarien TN-Strom und TN-H2 die Direktreduktion mit Wasserstoff (H_2-DRI), die technisch ähnlich funktioniert, mit der aber noch keine Erfahrungen auf industriellem Maßstab vorliegen[4]. Die Unterscheidung der Verfahren und die sich daraus ergebenden systemischen Folgen bilden den Kern der Szenariodifferenzierung zwischen TN-H2 und TN-Strom gegenüber TN-PtG/PtL in der Eisen- und Stahlindustrie.

[4] Weitere Verfahren befinden sich in früheren Phasen der Forschung und Entwicklung, bieten aber grundsätzlich vergleichbare Resultate. Um die Szenarien zu vereinfachen, werden diese nicht betrachtet. Beispiele sind Schmelzflusselektrolyse und H_2-

In den Szenarien TN-H2 und TN-Strom beginnt eine nennenswerte H_2-DRI-Produktion im Jahr 2030 und übernimmt bis 2050 vollständig die verbleibende Primärproduktion von 15 Mt Rohstahl (siehe Abbildung 3). Der Rest des Rohstahlbedarfs wird über die stark ausgebaute Sekundärroute bedient (24 Mt). Diese nimmt im Szenario TN-PtG/PtL die gleiche Entwicklung, die Diffusion von auf synthetischem Methan basierendem DRI beginnt aber später. Der Grund dafür ist die recht spät beginnende Beimischung von klimaneutralem Gas ins Erdgasnetz, die erst ab 2040 eine relevante Größenordnung erreicht[5]. Im Jahr 2050 ergibt sich eine mit den Szenarien TN-H2 und TN-Strom vergleichbare Verteilung der Produktionsrouten (mit 14 bzw. 15 Mt Produktion von DRI-Stahl).

Abbildung 3: Entwicklung der Produktionsmengen unterschiedlicher Stahlrouten in den TN-Szenarien



Neben dieser grundlegenden Transformation des Subsektors ergeben sich weitere Handlungsfelder, die die Dekarbonisierung unterstützen und den Aufwand sowohl im Sektor als auch im Gesamtsystem reduzieren können (Tabelle 4). Dazu gehört die Reduktion des Stahlbedarfes durch Produktdesign, Vermeidung von Produktionsabfällen und Materialsubstitution, z. B. im Fahrzeug- und Maschinenbau. Alle Szenarien nehmen an, dass die Gesamtproduktion von Walzstahl (und entsprechend Rohstahl) gegenüber der Referenzentwicklung bis 2050 um 10 % sinkt (bei durch Qualitätssteigerung dennoch leicht steigender Wertschöpfung). Hinzu kommen Energieeffizienzverbesserungen in der Weiterverarbeitung. Den größten Effizienzfortschritt stellt aber die Erhöhung des Sekundärroutenanteils dar, da im Vergleich zur Primärroute nur etwa ein Sechstel der Energie benötigt wird. Bis 2050 steigt der Anteil der Sekundärroute an der Rohstahlproduktion von 30 % auf

Plasmaverfahren. Insgesamt würden diese den Endenergiebedarf eher in Richtung Strom schieben und wären daher im Szenario TN-Strom interessant. Die Vergleichbarkeit des Entwicklungsstandes und der damit möglichen Diffusion in die Produktion wäre aber schwieriger. Daher wurde entschieden, die aktuell vielversprechenderen Technologien der Direktreduktion (H_2 und CH_4) zu untersuchen.

[5] Es ist technisch (und im Vergleich zu H_2-DRI auch wirtschaftlich) leicht machbar, deutlich früher auf CH_4-DRI zu wechseln und damit auch den kohlebasierten Hochofen früher zu ersetzen. Dann jedoch auf Basis fossilen Erdgases. Nun ist die globale Klimawirkung der Erdgasnutzung (mit Vorkettenemissionen) nicht im verwendeten Modell abbildbar, weshalb hier von diesem Diffusionspfad abgesehen wird. Der Aufbau von CH_4-Kapazität geht der Verfügbarkeit von PtG im Netz dennoch etwas voraus und ist noch immer hoch ambitioniert.

60 %. Dies wird als ein Maximalwert angesehen, da sowohl Schrottverfügbarkeit- als auch Qualität begrenzend wirken[6].

Die Szenarien werden bei den verwendeten Energieträgern in den Prozessen der Weiterverarbeitung ausdifferenziert. Die in der Stahlindustrie verwendeten Schmelz- Gieß- und Wärmebehandlungsöfen können grundsätzlich auf verschiedene Energieträger umgestellt werden, wobei dies teilweise mit einem kompletten Neubau einhergeht und daher eher als langsame Diffusion in den Anlagenbestand zu verstehen ist. Im Szenario TN-Strom werden diese Öfen elektrifiziert, was den größeren Umbauaufwand erzeugt (zum Teil durch geringere Wärmedichten und daher größeren Platzbedarf). Im Szenario TN-PtG/PtL entsteht der geringste Umbaubedarf in der Weiterverarbeitung, da die heute bestehenden Öfen überwiegend erdgasbetrieben sind und (technisch gesehen) unmerklich auf synthetisches Methan umgestellt werden können. Zwischen diesen beiden Extremen liegt die Verwendung von Wasserstoff für die Bereitstellung von Prozesswärme. Im Szenario TN-H2 müssen Brenner und andere Elemente der Industrieöfen ausgetauscht werden. Auch dies geschieht inkrementell, aber mit vergleichbar geringem Aufwand. Wo eine direktelektrische Anwendung deutlich vorteilhaft ist, wird sie auch im Szenario TN-H2 nicht ausgeschlossen.

Tabelle 4: Modellierte Handlungsoptionen der Eisen- und Stahlindustrie

	TN-Strom	TN-PtG/PtL	TN-H2
Materialeffizienz	10 % Reduktion der Walz- und Rohstahlproduktion bis 2050 gegenüber Referenz		
Energieeffizienz	Ambitionierter Effizienzfortschritt durch Einsatz bester verfügbarer Technik		
Kreislauf	Erhöhung des Sekundärroutenanteils von ~30 % auf 60 % der Rohstahlproduktion		
Prozesswechsel	H_2-DRI	H_2-DRI	H_2-DRI
Brennstoffwechsel	Elektrifizierung	PtG	Wasserstoff, wo vorteilhaft direktelektrisch

2.2.3 Verarbeitung von Steine und Erden

Die Produktstruktur des Sektors Steine und Erden ist vergleichsweise homogen. In der Energiebilanz wird unter dem Sektor „Verarbeitung von Steinen und Erden" die Herstellung von Zement, Kalk, Ziegeln und weiteren Produkten zusammengefasst. In diesem Kapitel wird exemplarisch auf die wichtigsten Produkte Zement und Kalk eingegangen. Unter den Aggregaten „Zement" und „Kalk" können die verschiedenen Mischungen (z. B. CEM-Typen) und auf die Verwendung abgestimmte Produkte zusammengefasst werden. Ein Großteil des Energiebedarfs und der THG-Emissionen entfällt auf die Kalzinierung von Kalkstein (weit überwiegend) im Schachtofen zu Branntkalk und die Kalzinierung und anschließende Sinterung von Kalkstein und anderen Rohstoffen (weit überwiegend) im Drehrohrofen zu Zementklinker[7].

[6] Einige Quellen legen den Maximalwert durchaus plausibel niedriger an, bei 45 % bis 50 %. Für die TN-Szenarien wurde angenommen, dass durch entschlossene Verbesserung der Schrottsortierung und dem Mix mit DRI Herausforderungen der Schrottqualität (Kupferverunreinigungen) in den Griff bekommen werden können. Die langfristige Reduktion der Gesamtproduktion erhöht den anteiligen Schrottrücklauf. In absoluten Zahlen ausgedrückt steigt die Sekundärroutennutzung von 13 Mt (2018) auf 22 Mt (2050).

[7] Das verwendete Modell berücksichtigt das Mahlen der Produkte als Stromnachfrager. In Relation zur eingesetzten Brennstoffenergie ist die resultierende Stromnachfrage beim Mahlen aber gering, weshalb hier nicht im Detail darauf eingegangen wird.

Die Energieversorgung der Zement- und Kalkindustrie ist 2015 fossil geprägt. Die in diesem Jahr produzierte Menge von 31,2 Mt Zement (VDZ 2018) basiert stabil auf einer Prozesswärmeerzeugung durch Braun- und Steinkohle und nicht-erneuerbarem Müll mit einem geringen biogenen Anteil. Zu den energiebedingten CO_2-Emissionen aus dem Verbrennen fossiler Energieträger kommen prozessbedingte Emissionen, die durch die notwendige Entsäuerung des Kalksteins entstehen. Insgesamt erzeugt eine Tonne Zement etwa 0,6 t CO_2, von denen etwa zwei Drittel prozessbedingt sind. Ähnliches gilt für die Kalkherstellung (mit einem höheren Anteil prozessbedingter Emissionen). Die Industrie steht damit vor klar umrissenen Herausforderungen: Dekarbonisierung der Prozesswärmebereitstellung und Vermeidung prozessbedingter Emissionen.

In den TN-Szenarien werden grundsätzlich zunächst Maßnahmen der primären Emissionsminderung angewendet, bevor sekundäre Maßnahmen (CCU/S) herangezogen werden. Tabelle 5 gibt eine Übersicht der in den jeweiligen Szenarien gewählten Vermeidungshebel. In den hier vorliegenden Szenarien werden verschiedene Minderungspfade untersucht, die meist grundlegende strukturelle Änderungen der Produktionsprozesse mit sich bringen. Sie bilden den Kern der Transformation. Im Szenario TN-Strom wird von einer Komplettelektrifizierung der Kalzinierung (Zementklinker und Kalk) sowie der Sinterung (Zementklinker) ausgegangen. Dies kann über Plasmabrenner geschehen oder über indirekt beheizte Drehrohr- und Schachtöfen. In der Kalkherstellung und einem Teilprozess der Zementherstellung befindet sich dieses Verfahren bereits in der praktischen Erprobung (Vincent et al. 2016). In der Zementindustrie stellen die benötigten höheren Temperaturen der Sinterung eine zusätzliche Herausforderung dar. Im Szenario TN-H2 wird die Prozesswärme über grünen Wasserstoff bereitgestellt. Technisch ist hierfür noch zu erforschen, wie die Wärmeübertragung im Drehrohrofen optimiert werden kann. Im Szenario TN-PtG/PtL ist auf der Seite der Wärmebereitstellung die geringste Umstellung nötig, da klimaneutrales Methan verfügbar ist, welches in bestehenden Anlagen gut eingesetzt werden kann. Erdgas wird derzeit in der Zementindustrie lediglich aus wirtschaftlichen Gründen kaum eingesetzt.

In den Szenarien TH-H2 und TN-PtG/PtL werden als primäre Vermeidungsmaßnahme prozessbedingter Emissionen verschiedene neue Bindemittel genutzt. Um die in beiden Szenarien angenommene massive Marktdurchdringung der innovativen Bindemittel zu ermöglichen, ist eine zeitnahe Normierung und Produktionsmengenerhöhung notwendig, die in den bisherigen Strukturen nicht absehbar ist. Da die Unsicherheiten bei diesen Annahmen sehr hoch sind, ist dem im Szenario TN-Strom eine Zementindustrie ohne diese innovativen Bindemittel gegenübergestellt. Der maßgebliche Unterschied liegt in der durch CCU/S zu adressierenden CO_2-Menge und den benötigten Zementzuschlags- und Substitutionsstoffen, denn im Szenario TN-Strom wird statt der innovativen Bindemittel ein stärker sinkender Klinkerfaktor angenommen.

Im Szenario TN-Strom wird eine ambitionierte Absenkung des Klinkerfaktors angenommen, von etwa 0,74 t Klinker/t Zement in 2015 auf 0,5 im Jahr 2050. Diese Annahme setzt voraus, dass andere Klinkersubstitute (Optionen möglicherweise EAF-Schlacke statt Hochofenschlacke, Klärschlamm) in ausreichender Menge zur Verfügung stehen. In den Szenarien TN-H2 und TN-PtG/PtL wird die Verwendung von neuen Bindemitteln angenommen. Die durch diese Ausdifferenzierung erreichte Minderung der prozessbedingten Emissionen ist in beiden Szenarien ein wichtiger Bestandteil der Minderungsstrategie (Minderung der prozessbedingten Emissionen: TN-Strom: 40 %, TN-H2/TN-PtG/PtL: 60 %). Aufgrund ungeklärter Fragen in beiden Pfaden sind beide auch als vergleichbar (hoch) ambitioniert einzuschätzen. Hinsichtlich der resultierenden Emissionen erreichen die beiden Hebel in etwa das gleiche Niveau und in der Realität ist eher von einer Kombination beider Ansätze auszugehen, was sich allerdings kaum auf die resultierenden Emissionen auswirken würde. Insbesondere die durch die Transformation der Stahlindustrie und den Ausstieg aus der Kohleverstromung fehlenden Klinkersubstitute werden diese Pfade erschweren.

Neben dieser grundlegenden Transformation des Subsektors ergeben sich weitere Handlungsfelder, die die Dekarbonisierung unterstützen und den Aufwand sowohl im Sektor als auch im Gesamtsystem reduzieren können. Dazu gehört die Steigerung der Materialeffizienz entlang der gesamten Wertschöpfungskette. Hierzu zählen z. B. die Reduktion des Zementbedarfes durch Gebäudedesign, seriellem Bauen (Fertigbauteile) sowie weitere Maßnahmen der Materialeffizienz und Materialsubstitution (Le Den et al. 2020). Alle Szenarien nehmen an, dass die Gesamtnachfrage nach Zement bis 2050 um 15 % sinkt gegenüber der Referenzentwicklung im gleichen Jahr. Aufgrund des Wegfalls des wichtigen Abnehmers Hochofenroute sinkt die Kalkherstellung um etwa 60 % bis 2050.

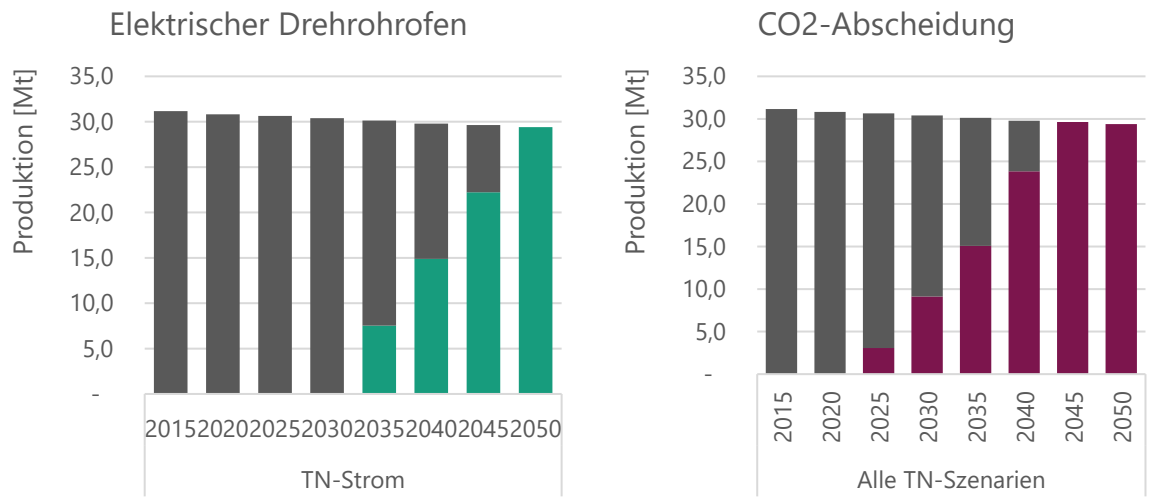
Tabelle 5: Modellierte Handlungsoptionen der Zement- und Kalkindustrie je Szenario

	TN-*Strom*	**TN-*PtG/PtL***	**TN-*H2***
Materialeffizienz	Reduktion Nachfrage nach Zement: 15 % gegenüber Referenz Kalk: Rückgang Produktion um 60 % gegenüber Referenz in 2050		
Materialeinsatz/neue Produkte	Klinkerfaktor von 0,74 in 2015 auf 0,5 in 2050	Neue CO_2-arme Zementsorten- und Bindemittel	Neue CO_2-arme Zementsorten- und Bindemittel
Brennstoffwechsel	Elektrifizierung	PtG	Wasserstoff
CCS /CCU	CCU	CCS	CCU

Obschon diese Annahmen die energiebedingten Emissionen hinreichend adressieren, verbleibt der große Block der prozessbedingten Emissionen. Kernthema hierbei ist der Einsatz von Kalkstein als Rohstoff. Daher wird als wichtiges Element die Abscheidung von CO_2 (CCU/S) in allen Szenarien benötigt. In den Szenarien TN-Strom und TN-H2 wird das abgeschiedene CO_2 in der Chemieindustrie für die Herstellung von Olefinen verwendet. Im Szenario TN-PtG/PtL wird das abgeschiedene CO_2 unterirdisch (offshore) gespeichert. In allen Szenarien werden etwa 90 % (technische Machbarkeitsgrenze) der nach den Primärmaßnahmen verbleibenden Emissionen abgeschieden. Die Untersuchung der sehr ambitionierten Primärvermeidung zeigt robust, dass eine tiefe Minderung in dem Sektor ohne CO_2-Abscheidung und mit den bekannten/berücksichtigten Technologien nicht möglich ist. Lediglich die abzuscheidende Menge und die mögliche Verwendung[8] variieren.

[8] Die mögliche Verwendung kann allerdings einen großen Einfluss auf die wirtschaftlichen Bedingungen haben, da der stoffliche Kohlenstoffbedarf der Chemie- und Stahlindustrie nicht-fossiles CO_2 letztlich zum Wertstoff macht. Es ist allerdings nicht absehbar, ob und wie sich daraus in den Szenarien TN-H2 und TN-Strom ein selbsttragendes Geschäftsmodell entwickeln kann.

Abbildung 4: Vergleich der Produktionsmengen von Zement in den TN-Szenarien



2.3 Methodik: Das Modell FORECAST

2.3.1 Überblick

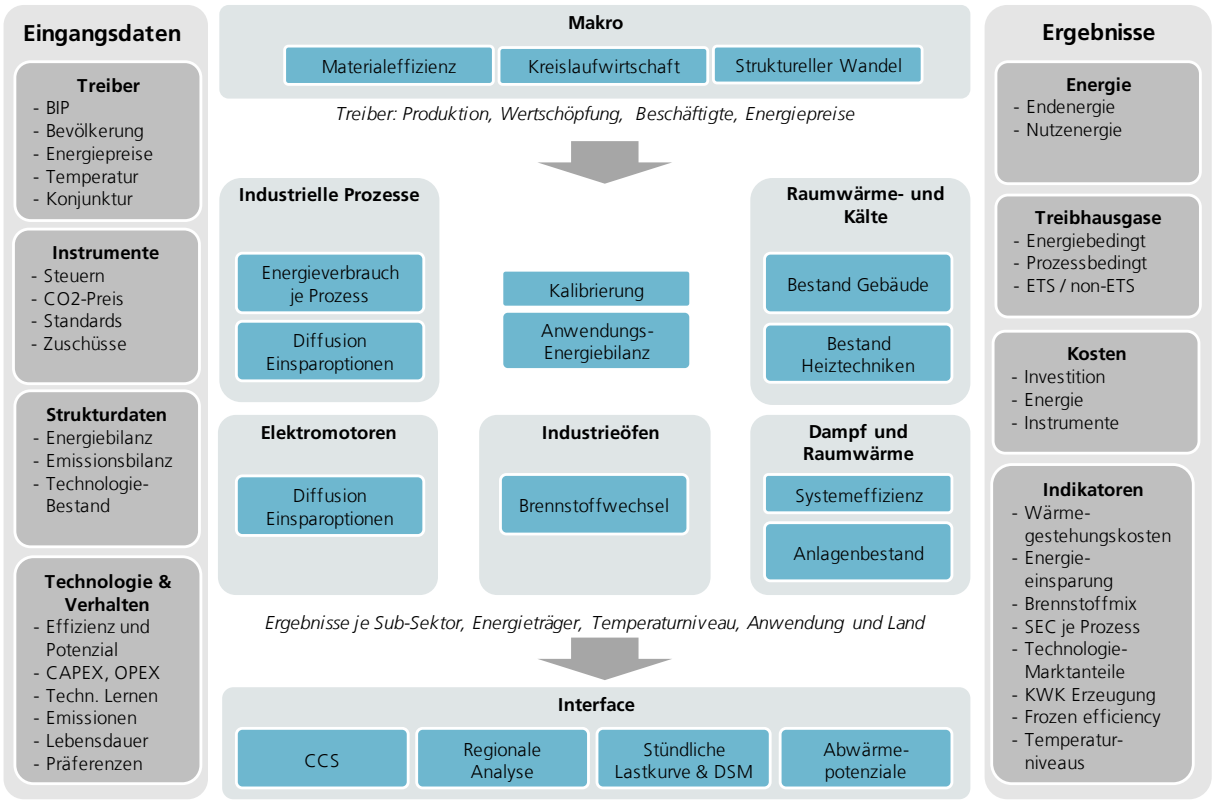
Zur Berechnung der Szenarien für den Industriesektor wird das Modell FORECAST eingesetzt (Fleiter et al. 2018). FORECAST ist ein Bottom-up-Energienachfragemodell. Es bildet die Technologiestruktur der Industrie ab und berechnet Energieverbrauch und Emissionen sowie Kosten auf Prozessebene. FORECAST-Industry ist hierarchisch aufgebaut und unterteilt die Industrie anhand der Energiebilanzen in einzelne Wirtschaftszweige bzw. Subsektoren. Diesen sind Prozesse zugeordnet, welche durch einen spezifischen Energieverbrauch und eine Aktivitätsgröße beschrieben werden. Weiterhin werden Technologiebereiche wie Elektromotoren, Industrieöfen, Raumwärme und Dampferzeugung separat modelliert. Eingangsdaten für die Modellierung sind übergreifende Aktivitätsgrößen wie die Wirtschaftsleistung je Branche, Energie- und CO_2-Preise, Annahmen zu Instrumenten, Strukturdaten wie Energie- und THG-Bilanzen sowie techno-ökonomische Daten der abgebildeten Technologien (siehe Abbildung 5). Zur Parametrisierung wird auf statistische Daten, empirische Studien, Literatur und Einschätzungen von Fachleuten zurückgegriffen, welche die Datenbasis des Modells bilden.

Für die Berechnung von Dekarbonisierungsszenarien können alle wichtigen Dekarbonisierungsstrategien berücksichtigt werden:

- Verbesserung der **Energieeffizienz durch beste verfügbare Technik (BVT)** der bestehenden Anlagen: Hohe Auflösung bei Prozessen und umfassende Datenbank zu Einspartechniken erlaubt möglichst genaue Bewertung des vorhandenen Effizienz-Potenzials.
- **Prozesswechsel auf CO_2-arme bzw. CO_2-neutrale Herstellungsverfahren**: Hohe Auflösung bei Produktionsrouten und Prozessen erlaubt konkrete Annahmen zum Wechsel auf neue Herstellungsverfahren je Produktionsroute. Neue Verfahren sind ggfs. auch mit dem Wechsel auf einen anderen Energieträger verbunden (z. B. Wasserstoff oder Strom).
- **Brennstoffwechsel**: Bestandsmodell der Dampferzeuger inkl. Discrete-Choice-Modellierung der Investitionsentscheidung erlaubt endogene Simulation des Brennstoffwechsels entsprechend Wirtschaftlichkeit und Technologiebestand der verschiedenen Dampferzeuger. Ein vereinfachter Discrete-Choice-Ansatz wird für die Modellierung des Brennstoffwechsels bei Industrieöfen verwendet (Rehfeldt et al. 2018b). Dabei ist ein Wechsel auf Biomasse, Strom (Elektrokessel, Wärmepumpen), Wasserstoff oder PtG (Power-to-Gas) möglich.

- **CO_2-Abscheidung und -Speicherung (CCS)**: Hohe Prozessauflösung erlaubt Zuordnung von CCS zu ausgewählten Prozessen, z. B. um verbleibende prozessbedingte Emissionen zu mindern.
- **Recycling und Materialeffizienz** entlang der Wertschöpfungskette: Große Anzahl berücksichtigter Produkte und separate Modellierung von Primär- und Sekundärrouten erlaubt je Szenario spezifische Annahmen zum Fortschritt bei Materialeffizienz und Kreislaufwirtschaft.

Abbildung 5: Überblick der Modellstruktur von FORECAST



Quelle: Fleiter et al. (2018) & Fraunhofer ISI

2.3.2 Regionale Auflösung

Während die Berechnungen der Energienachfrage des Industriesektors zunächst ohne regionale Auflösung durchgeführt werden, so wird diese in einem nachgelagerten Schritt ergänzt. Die regionale Analyse der Energienachfrage wird mithilfe des Modells FORECAST-Regional (Elsland et al. 2015) durchgeführt. Dies ist ein nachgelagertes Teilmodell im Energienachfragemodell FORECAST. Die industrielle Nachfrage wird nach Prozessen und Subsektoren aufgelöst benötigt. Zusätzlich werden szenariospezifische Annahmen übergeben, um die Entwicklung der jeweiligen Subsektoren entsprechend zu erfassen. Mithilfe von regionalen Verteilschlüsseln wird die nationale Nachfrage auf die regionalen Einheiten aufgeteilt. Um die jeweiligen regionalen technologischen und sektoralen Einflussparameter der Sektoren und Technologien zu erfassen, liegen die Verteilschlüssel entsprechend vor. Der Ergebnisdatensatz enthält die nach Sektoren und Energieträgern aufgelöste jährliche Energienachfrage auf Ebene der Landkreise bzw. kreisfreien Städte (NUTS 3).

In Tabelle 6 sind die zentralen Verteilschlüssel dargestellt. Mithilfe dieser Verteilschlüssel wird die Energienachfrage in der jeweiligen technologischen Auflösung auf die Regionen verteilt.

Die energieintensiven Prozesse können standortscharf durch die interne Industrial Site Database (Manz et al. 2018) zugeordnet werden. Diese europaweite Datenbank beinhaltet für Deutschland

ca. 850 Standorte der energieintensiven Produkte wie Herstellung von Zement, Stahl, Papier und Chemiestandorte. In der Datenbank sind Prozessinformationen hinterlegt, wie Produktionskapazität oder jährliche Produktion, welche als Verteilschlüssel genutzt werden können. Zentrale Annahmen für die Regionalisierung sind einerseits die Erhaltung der existierenden Industriestandorte sowie andererseits eine Entwicklung der einzelnen Standorte entsprechend dem nationalen Durchschnitt für den jeweiligen Prozess.

Die Energienachfrage der nicht-energieintensiven Industrie wird mithilfe der Beschäftigen pro Subsektor[9] verteilt. Die jeweilige Veränderung der regionalen Nachfrage durch Erhöhung der Effizienz und Wirtschaftswachstum wird konsistent der nationalen Annahmen erfasst. Strukturelle Verschiebungen zwischen den Regionen werden ausgeschlossen.

Tabelle 6: Verteilschlüssel für die regionale Auflösung im Industriesektor

Sektor	Verteilschlüssel	Auflösung
Industrie	Produktionsmengen je Prozess	Koordinaten/NUTS 3
	Entwicklung innovativer Prozesse	National
	Beschäftigte pro Subsektor	NUTS 3
	Entwicklung Beschäftigte pro Subsektor	NUTS 3

Quelle: Fraunhofer ISI

2.3.3 Emissionsbilanz und prozessbedingte Emissionen

Das eingesetzte Modell FORECAST ist auf die Definition und Systemgrenze der Endenergie entsprechend der Energiebilanzen Deutschlands (AGEB) abgestimmt. Dies betrifft die Wahl der Systemgrenze[10] und die Verteilung auf Energieträger und Industriesektoren. Für die Berichterstattung von Treibhausgasemissionen sind die offiziellen Angaben im Nationalen Inventarbericht (NIR) (United Nations Climate Change (UNCC) 2017) relevant. Dieser folgt dem international gültigen „common reporting format“ (CRF) der UN. Auch das 2030-Sektorziel der Industrie infolge des Klimaschutzgesetzes ist nach der NIR-Systematik definiert. Entsprechend werden Ergebnisse zu den THG-Emissionen in diesem Bericht auch auf die NIR-Systematik kalibriert.

Aufgrund teilweise unterschiedlicher Definitionen in NIR und AGEB (z. B. zur Sektorzuordnung der Dampferzeugung) müssen die Ergebnisse des Modells FORECAST in einem separaten Arbeitsschritt auf die NIR-Systematik umgerechnet werden. Dies betrifft z. B. Emissionen aus der Produktverwendung (insbesondere Fluorkohlenwasserstoffe, FKWs), die aus der Modellbetrachtung ausgeklammert sind. Zudem besteht eine unterschiedliche Zuordnung von Emissionen der Stahlherstellung zu energetischen (FORECAST) oder prozessbedingten (CRF) Emissionen. Hinzu kommt die Bilanzierung der gesamten Chemieindustrie und der Erzeugung von Prozessdampf in den CRF-Tabellen als 'Andere' – etwa 60 % der gesamten Emissionen der Industrie sind so aggregiert, was einen Vergleich

[9] Statistisches Bundesamt (Destatis). Regionaldatenbank Genesis, Betriebe und Beschäftigte nach Wirtschaftszweigen. Tabelle 42111-02-03-4. accessed on 14.05.2020

[10] Dadurch sind z. B. Raffinerien dem Umwandlungssektor zugeordnet. Abweichend von der AGEB-Systematik sind Hoch- und Koksöfen der Stahlerzeugung zugeordnet.

auf Branchenebene erschwert. Hinzu kommen Emissionen von Industriekraftwerken, die in AGEB teilweise dem Umwandlungssektor zugerechnet werden.

Durch diese Unterschiede entsteht im Jahr 2018[11] eine Lücke zwischen dem NIR bzw. den zugehörigen Datentabellen (CRF) und den Modellergebnissen bzw. den nach AGEB berechneten THG-Emissionen[12]. Das Vorgehen zur Kalibrierung lässt sich in 9 Schritten zusammenfassen (Abbildung 6, Tabelle 29):

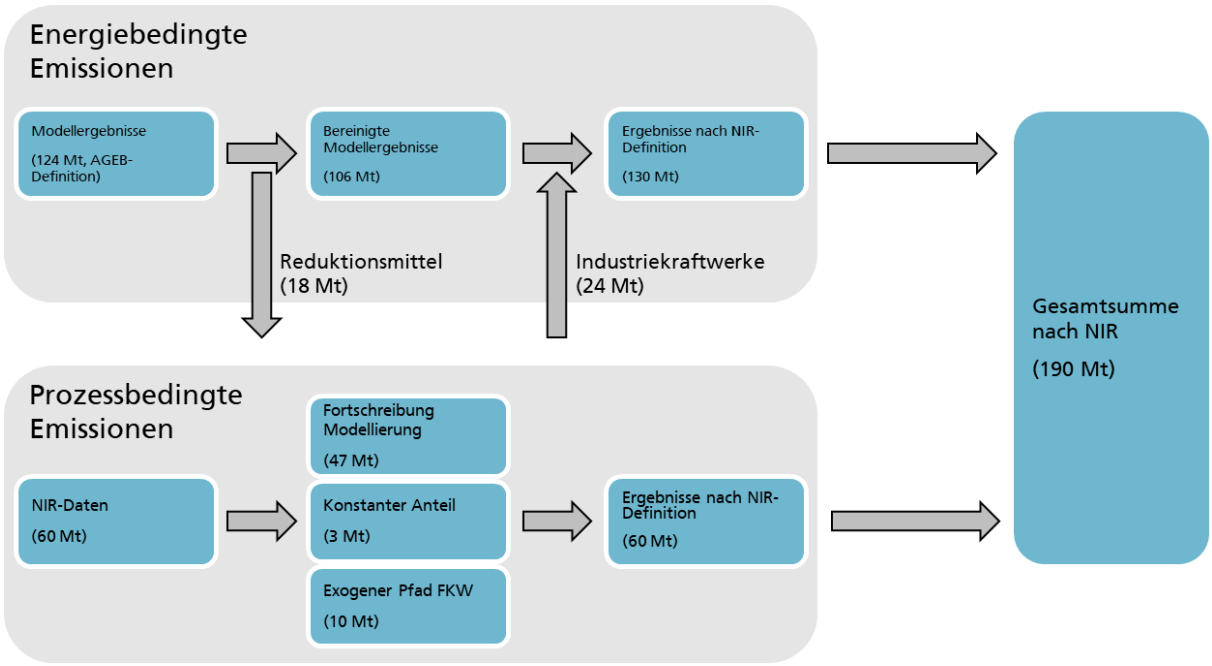
- Energiebedingte Emissionen (Werte für 2018)
    - Modellierte Werte je Energieträger (in Summe 124 Mt, AGEB-Definition) sind Grundlage.
    - Emissionen aus Reduktionsmittelnutzung der Eisen- und Stahlindustrie (18 Mt) werden anteilig nach Energieträgernutzung abgezogen.
    - Entstehende Summe (106 Mt) wird mit NIR-Daten (130 Mt) verglichen, Differenz (24 Mt, maßgeblich Industriekraftwerke) wird ausgewiesen.
    - Diese Differenz wird parallel zur Entwicklung der energiebedingten Emissionen im Szenariozeitraum abgeschmolzen.
- Prozessbedingte Emissionen (Werte für 2018)
    - NIR/CRF-Daten sind Grundlage (60 Mt, siehe Tabelle 29), darin sind Emissionen aus der Reduktionsmittelnutzung der Eisen- und Stahlindustrie (18 Mt) enthalten.
    - Entwicklung bis 2050 folgt den in FORECAST modellierten Pfaden.
    - Nicht im Modell enthaltene Emissionsquellen werden konstant gehalten (3 Mt).
    - Fluorkohlenwasserstoffe (FKW, 10 Mt) folgen exogen definiertem Minderungspfad entsprechend europäischer Ziele (Öko-Institut und Fraunhofer ISI 2015) [13].
- Gesamtsumme
    - Die Addition von prozess- und energiebedingten Emissionen ergibt die Gesamtsumme (190 Mt).

[11] Das Basisjahr der Modellierung ist 2015. Ergebnisse werden grundsätzlich mit diesem Jahr verglichen. Kalibriert wurde das Modell allerdings auf die statistischen Energiebedarfe und THG-Emissionen von 2018, um möglichst aktuelle Datensätze zu verwenden. Damit konnten insbesondere Entwicklungen der für die Modellierung wichtigen Produktionsmengen energieintensiver Güter (Stahl, Zement, Grundstoffchemikalien) berücksichtigt werden.

[12] Die Differenz in Höhe von etwa 30 Mt setzt sich maßgeblich aus Emissionen der Produktverwendung (10 Mt), unterschiedlicher Bilanzierung der Reduktionsmittel (18 Mt, nur Verschiebung zwischen Kategorien) und THG-Emissionen von Industriekraftwerken (etwa 20 Mt) zusammen. Es verbleibt zu den in CRF tabellierten Werten eine Differenz von etwa 0,5 Mt, die nicht zugeordnet werden kann.

[13] Diese Entwicklung ist eine exogene Annahme. Im untersuchten Szenario sind aufgrund der verwendeten Definition des Sektors Industrie keine Maßnahmen hinterlegt, die diese Entwicklung erzeugen würden. Die Realisierung dieser Annahme erfordert also weitere Maßnahmen.

Abbildung 6: Ablaufschema der Kalibrierung auf NIR/CRF-Daten



2.4 Annahmen und techno-ökonomische Parameter

2.4.1 Wirtschaftliche Entwicklung des Industriesektors

Grundlegende Rahmendaten der Industrie sind die Entwicklung der Wertschöpfung (Tabelle 7) und der Produktionsmengen wichtiger energieintensiver Produkte der Grundstoffindustrie (Abbildung 7). Die Gesamtwertschöpfung der Industrie wächst im Modellierungszeitraum (2020 bis 2050) durchschnittlich um 1 % pro Jahr überwiegend in den nicht-energieintensiven Subsektoren Fahrzeug- und Maschinenbau und sonstigen Wirtschaftszweigen.

Tabelle 7: Bruttowertschöpfung und Wachstum je Subsektor in allen Szenarien [Mrd. €2015]

	2015	2020	2030	2040	2050	CAGR[1] 2015-2050
Fahrzeugbau	108,4	120,1	135,0	149,4	164,1	1,5 %
Sonstige Wirtschaftszweige	97,7	107,6	116,1	122,9	132,6	1,0 %
Maschinenbau	82,0	91,1	102,8	114,1	126,7	1,6 %
Ernährung und Tabak	49,1	50,3	55,4	59,4	63,4	0,8 %
Metallbearbeitung	44,3	46,9	48,7	50,4	52,6	0,5 %
Sonstige chemische Industrie	30,7	31,5	35,1	38,1	41,0	1,0 %
Grundstoffchemie	25,5	27,2	28,1	29,3	30,5	0,6 %
Gummi- u. Kunststoffwaren	24,7	26,4	28,0	29,5	31,3	0,8 %
Papiergewerbe	10,2	10,3	11,1	11,5	11,6	0,4 %

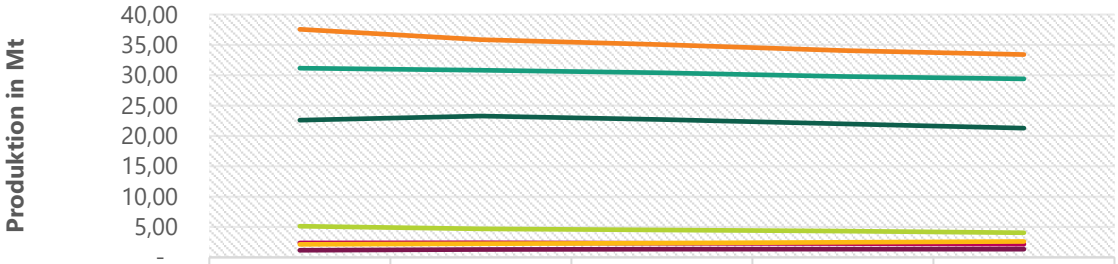
	2015	2020	2030	2040	2050	CAGR[1] 2015-2050
NE-Metalle, -gießereien	9,6	10,1	10,5	10,9	11,3	0,5 %
Verarbeitung v. Steine u. Erden	7,5	7,9	8,1	8,3	8,6	0,4 %
Metallerzeugung	6,0	6,3	6,5	6,7	6,9	0,4 %
Glas u. Keramik	6,1	6,2	6,4	6,5	6,7	0,3 %
Bergbau	1,9	1,9	1,8	1,6	1,5	-0,7 %
Summe	**503,9**	**543,9**	**593,5**	**638,6**	**688,9**	**1,0 %**

1: CAGR: „Compound Annual Growth Rate", jährliche Wachstumsrate
Quelle: Destatis 2020, Szenarioannahmen Fraunhofer ISI

Abbildung 7 zeigt die Annahmen zur Produktion von ausgewählten THG-intensiven Produkten der Grundstoffindustrien. Demnach wird für einige Produkte, im Gegensatz zur Entwicklung der Gesamt-Wertschöpfung für die Branchen (s. o.), ein leichter Rückgang angenommen, insgesamt entwickeln sich die Produktionsmengen jedoch relativ kontinuierlich. Es wird weder von einem starken Wachstum, noch von einer deutlichen Abwanderung in andere Länder ausgegangen.

Die Produktionsmengen enthalten bereits Annahmen zur Steigerung der Materialeffizienz entlang der Wertschöpfungskette und insbesondere in der Bauwirtschaft. Die TN-Szenarien unterscheiden sich nicht hinsichtlich der Annahmen zu den Produktionsmengen.

Abbildung 7: Annahmen der Produktionsmengen wichtiger energieintensiver Produkte in allen TN-Szenarien



	2015	2020	2030	2040	2050
Walzstahl	37,56	35,85	35,05	34,08	33,41
Zement	31,16	30,81	30,40	29,79	29,40
Papier	22,60	23,28	22,71	22,00	21,29
Ethylen	5,13	4,70	4,51	4,32	4,05
Ammoniak	2,37	2,40	2,33	2,26	2,17
Flachglas	2,14	2,24	2,36	2,47	2,62
Aluminium	1,17	1,30	1,34	1,35	1,35

2.4.2 Kreislaufwirtschaft und Umstellung auf Sekundärrouten

Der Ausbau der Kreislaufwirtschaft trägt nicht nur dazu bei, Primärrohstoffe einzusparen, sondern führt in den meisten Fällen auch zu einer deutlichen Reduktion des Energieverbrauchs bei der Herstellung. Für Stahl, Aluminium, Papier, Glas und Kunststoffe liegt der Energieverbrauch der Sekundärroute mitunter ein Vielfaches unter dem der Primärroute. Entsprechend weist der weitere Ausbau der Kreislaufwirtschaft ein großes Potenzial zur Dekarbonisierung der Industrie auf. Im Modell FORECAST werden Primär- und Sekundärroute ausgewählter CO_2-intensiver Produkte separat abgebildet, wodurch die Kreislaufwirtschaft über exogene Verschiebungen der Produktionsmengen detailliert in den Szenarien aufgenommen werden kann. Technische und ökonomische Hemmnisse, wie die Verfügbarkeiten von Recyclingmaterial oder abweichende Produktqualitäten der Sekundärroute können entsprechend in die exogenen Annahmen einfließen.

In der Vergangenheit lag der Schwerpunkt der Kreislaufwirtschaft auf einem Anstieg der Sekundärproduktion bei Produkten wie Papier, Aluminium und Glas. Hier sind die verbleibenden Potenziale für einen weiteren Ausbau relativ niedrig. In allen Szenarien wird die Sekundärroute von Stahl und Kunststoffen deutlich ausgebaut, da hier große THG-Minderungspotenziale liegen. Besonders die Steigerung des Anteils von Elektrostahl von etwa 30 % in 2015 auf 60 % im Jahr 2050 hat eine hohe CO_2-Minderung zur Folge, da die Primärroute über den Kohle- und Kokseinsatz im Hochofen sehr CO_2-intensiv ist. Dies wird von den Annahmen gestützt, dass die Produktion von hochwertigem Sekundärstahl den industriellen Maßstab erreicht hat und in Hochleistungsstahlsegmenten (z. B. Luftfahrt und Automobil) eingesetzt werden kann. Derartige Anlagen sind zum aktuellen Zeitpunkt in Entwicklung (z. B. Voestalpine) und sollen zukünftig flexible Kombinationen der Rohmaterialzuführung (Roheisen, Schrott, Eisenschwamm) ermöglichen. Des Weiteren wird von einer steigenden Schrottverfügbarkeit basierend auf dem steigenden Stahlverbrauch der letzten Jahrzehnte sowie verbesserter Sammel- und Sortierungsverfahren ausgegangen.

Bei den meisten Produkten ist die Produktion über die Sekundärroute auf Basis von Recyclingmaterialien weniger Energie- und CO_2-intensiv. Bei dieser Umstellung verändern sich neben dem eigentlichen Produktionsprozess in der Grundstoffindustrie weitere Teile der Wertschöpfungskette. So wird die vorgelagerte Gewinnung und Aufbereitung von Primärrohstoffen durch Logistik zum Sammeln, Sortieren und Aufbereiten der Recyclingmaterialien ersetzt. Eine vollständige CO_2-Bilanz müsste auch diese Teile der Wertschöpfungskette mit einbeziehen, inkl. veränderter Transportströme. Dies kann im Rahmen dieser Studie nicht berücksichtigt werden. Es ist jedoch davon auszugehen, dass der Energieverbrauch für die Herstellung der Produkte den Gesamtverbrauch über den Lebenszyklus deutlich dominiert, da hier die Produkte und Materialien mit besonders hohen CO_2-Emissionen in der Herstellungsphase ausgewählt wurden.

Tabelle 8 fasst die zentralen Annahmen zum Fortschritt der Kreislaufwirtschaft für Produkte mit besonders hohen CO_2-Emissionen zusammen. Während der Umbau zu einer umfassenden Kreislaufwirtschaft viele weitere Produkte und Branchen betrifft, wird der Schwerpunkt in dieser Studie auf besonders CO_2-intensive Produkte gelegt. So werden die größten Hebel zur CO_2-Minderung abgebildet.

Tabelle 8: Annahmen zum Fortschritt der Kreislaufwirtschaft in den TN-Szenarien

Produkt	Recyclingquoten bis 2050
Stahl	Elektrostahl von 30 % auf 60 %
Kunststoffe/Ethylen	Kunststoffrecycling: +15 %-Punkte
Glas	Steigerung Flachglasrecycling
Papier	Altpapierrecycling von 77 % auf 85 %
Aluminium	Steigerung Sekundäraluminium von 54 % auf 80 %

2.4.3 Materialeffizienz entlang der Wertschöpfungskette

Während Energie- und Materialeffizienz in den Verfahren der energieintensiven Grundstoffindustrie häufig bereits weitestgehend optimiert sind, bietet der effiziente Einsatz von CO_2-intensiven Materialien entlang der Wertschöpfungsketten sowie in den unterschiedlichen Verbrauchsbereichen ein hohes ungenutztes Potenzial zur Minderung der CO_2-Emissionen sowie des Energieverbrauchs auf. CO_2-intensive Materialien sind häufig in großen Mengen und zu niedrigen Preisen für Endverbraucher verfügbar (Beton, Papier, Kunststoffe) und ihre Kosten spielen nur eine untergeordnete Rolle bei der Investitionsentscheidung der jeweiligen Endprodukte (z. B. Stahlkosten anteilig am Preis eines Pkw). Maßnahmen zur Steigerung der Materialeffizienz können dabei sehr vielfältig sein und z. B. den Ausschuss im Produktionsprozess minimieren, die Verwendung von Beton und Stahl im Hochbau aufgrund genauerer statischer Rechnungen optimieren oder die Stärke von Verpackungsmaterial wie Glasflaschen reduzieren.

Im Modell FORECAST wird der Materialeffizienzfortschritt als exogene Änderung der Produktionsmengen von über 50 CO_2-intensiven Produkten szenarioabhängig definiert. Damit ist es möglich, Materialeffizienz deutlich konkreter zu berücksichtigen, als dies alleine mit wirtschaftlichen Aktivitätsgrößen der Fall wäre. Für alle TN-Szenarien wurden hier die gleichen Annahmen getroffen, die je Produkt in Tabelle 9 zusammengefasst sind. Strategien zur Erhöhung der Materialeffizienz sind vielfältig und können je nach Sektor oder Produkt sehr unterschiedlich ausfallen, weshalb der hier hinterlegte Materialeffizienzfortschritt aggregiert als Produktionsrückgang gegenüber der Referenz für die wichtigsten Produkte dargestellt wird. Seit der Wiedervereinigung stieg der wirtschaftliche Nutzen pro Rohstoffeinsatz im Durchschnitt und um die Effekte der Wiedervereinigung strukturbereinigt um 1 % pro Jahr in Deutschland. In der EU-28 lag der Wert bei durchschnittlich 0,9 % p. a. (Dittrich et al. 2018). Durch verschiedenen Innovationsstufen (z. B. Redesign, Konzeptinnovationen, Systeminnovationen) können noch weitere Steigerungen erreicht werden (Dückert et al. 2015).

Die getroffenen Annahmen basieren auf der Auswertung und Einschätzung von relevanten Studien (Milford et al. 2011; Milford et al. 2013; Zettl et al. 2014; Bringezu et al. 2015; Herbst 2017; Material Economics 2018; Purr et al. 2020) sowie auf bereits vorhandenem Wissen, z. B. durch Experteninterviews.

Bei den Produkten Rohstahl, Papier, Zement und Behälterglas wurde ein Materialeffizienzfortschritt von 10 bis 15 % angenommen. Somit ist die in allen Szenarien hinterlegte Produktionsmenge der Produkte im Jahr 2050 um 10 bis 15 % niedriger als dies in einem Referenzszenario ohne Materialeffizienzfortschritt im gleichen Jahr der Fall wäre. Für ausgewählte Produkte sind weitere szenarioinhärente Trends berücksichtigt. So geht der Bedarf an Kalk stärker zurück, da der Einsatzzweck im Hochofen und in der Rauchgasentschwefelung bei Kohlekraftwerken entfällt. Auch die Ammoniakherstellung sinkt stärker, da ein sinkender Kunstdüngereinsatz in der Landwirtschaft angenommen wurde.

Dieser hinterlegte Materialeffizienzfortschritt kann als moderat bis vorsichtig eingeschätzt werden, da die technischen Potenziale in vielen Fällen durchaus höher sind. Andererseits verlangt die Realisierung der Potenziale eine grundlegende Umstellung des regulatorischen Rahmens und von Routinen bei den Endverbrauchern. Materialkosten spielen derzeit eine untergeordnete Rolle bei wirtschaftlichen Entscheidungen in den relevanten Endverbrauchssektoren, wie z. B. in der Bauwirtschaft.

Hervorzuheben ist weiterhin, dass viele der CO_2-intensiven Produkte in der Bauwirtschaft eingesetzt werden. Entsprechend ist dies der Schlüsselsektor, um eine effektive Materialeffizienzstrategie mit hoher CO_2-Wirkung umzusetzen.

Tabelle 9: Annahmen zum Fortschritt der Materialeffizienz in den TN-Szenarien

Die Prozentwerte geben an, um wie viel die Produktionsmenge einzelner Produkte gegenüber einer fiktiven Referenz ohne entsprechende Materialeffizienzmaßnahmen im Jahr 2050 gesenkt wurde.

Produkt	Rückgang Produktion in 2050 ggü. Ref	Hintergrund
Rohstahl	10 %	Nachfragereduktion: Effizientere Produktverwendung und Materialsubstitution, z. B. in der Automobilindustrie
Aluminium	<5 %	Nachfragereduktion; ausgenommen Kupfer (steigender Bedarf elektrische Leiter für z. B. Motoren kompensiert Effizienzfortschritt)
Papier	10 %	Nachfragereduktion: Trend zu papierlosen Anwendungen
Behälterglas	15 %	Nachfragereduktion durch Materialeffizienz in der Produktgestaltung
Zement	15 %	Nachfragereduktion durch Materialeffizienz in der Bauwirtschaft
Klinker	37 %	Rückgang Klinkeranteil in der Zementproduktion von 0,73 in 2015 auf 0,55 in 2050 und entsprechender Anstieg bei alternativen Zumahlstoffen (1 = 100 % Klinker im Zement)
Kalk	65 %	Starker Rückgang, da große Abnehmer entfallen: Hochofen (~50 % Anteil), Rauchgasentschwefelung (~20 %)
Ammoniak	20 %	Nachfragereduktion Mineraldünger (Präzisionslandbau, verbesserte Stickstoffaufnahme)
Kunststoffe, Ethylen	15 %	Nachfragereduktion Massenkunststoffe (z. B. Verpackungen)

2.4.4 Energieeffizienz

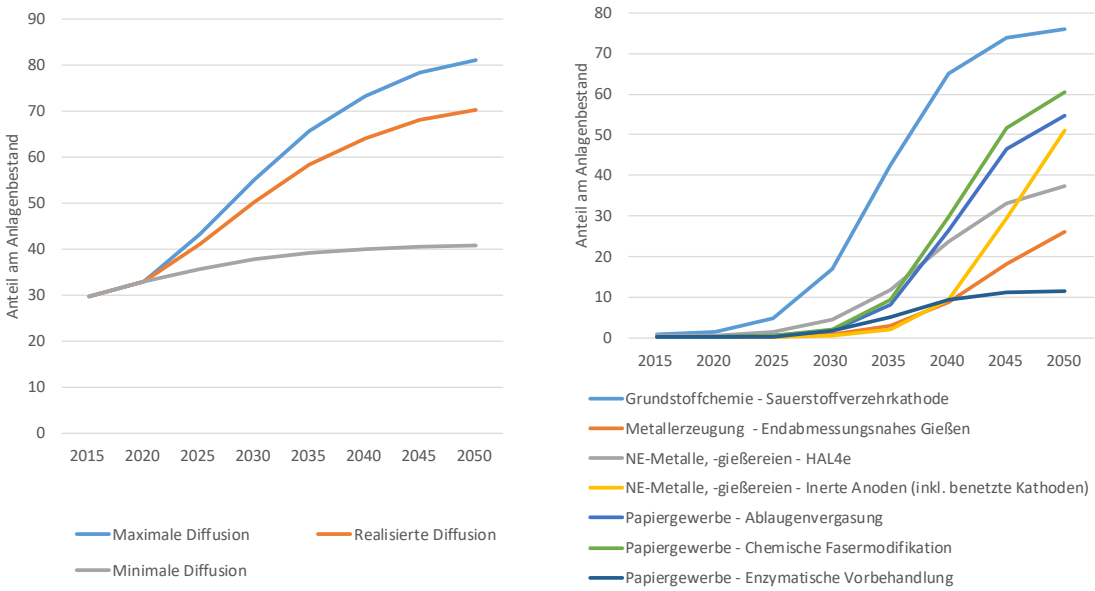
Energieeffizienz ist eine der zentralen Säulen zur Treibhausgasreduktion. Kurz- und mittelfristig reduziert sie durch die Senkung des Bedarfs an fossilen Energieträgern, Strom und Fernwärme die

THG-Emissionen. Langfristig sorgt Energieeffizienz im defossilisierten Energiesystem dafür, dass die Bedarfe an erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung, PtX und Infrastrukturen, und damit die dabei entstehenden Kosten, sinken.

Im Modell FORECAST sind etwa 200 einzelne Effizienztechniken hinterlegt, welche in Abhängigkeit ihrer Wirtschaftlichkeit unterschiedlich schnell durch den Anlagenbestand diffundieren und so die Effizienz von Prozessen bzw. Querschnittstechniken verbessern.[14] Entsprechend der empirischen Literatur zur Diffusion von Effizienztechniken wird im Modell die Amortisationsdauer der Investitionen als zentrales Wirtschaftlichkeitskriterium angesetzt. Abbildung 8 zeigt den Diffusionsverlauf ausgewählter Effizienzmaßnahmen sowie die mittlere Diffusion für alle hinterlegten prozessbezogenen Effizienzmaßnahmen. Für die mittlere Diffusion sind drei Verläufe dargestellt. Die minimale Diffusion repräsentiert eine Abschätzung der Energieeffizienzdiffusion, die sich durch eine natürliche Entwicklung, z. B. Bestandsumwälzung, ergeben würde. Die maximale Diffusion gibt eine technische sowie ökonomische Obergrenze an, welche u. a. berücksichtigt, dass jedes Jahr lediglich ein kleiner Teil des Anlagenbestandes modernisiert bzw. ausgetauscht wird. Der realisierte Diffusionsverlauf liegt für die TN-Szenarien relativ nah am maximalen Verlauf, was ein hohes Ambitionsniveau des Effizienzfortschritts widerspiegelt. Hinzu kommt, dass in den TN-Szenarien auch innovative Effizienztechniken hinterlegt sind, welche heute noch nicht kommerziell eingesetzt werden (siehe rechte Darstellung in Abbildung 8).

Abbildung 8: Diffusion von Energieeffizienzmaßnahmen in den TN-Szenarien

Als Mittelwert über alle Effizienzmaßnahmen (links) sowie für ausgewählte innovative Maßnahmen (rechts)



Quelle: FORECAST/Fraunhofer ISI

Allen TN-Szenarien liegt ein ambitionierter Effizienzfortschritt zugrunde. Dieser setzt den Einsatz von bester verfügbarer Technik (BVT) voraus, sowohl bei Prozesstechniken, wie auch bei Querschnittstechniken wie Motoren, Druckluft oder Dampferzeugung. In vielen Bereichen muss sogar darüber hinausgegangen werden, indem auch innovative Effizienztechniken eingesetzt werden, die heute noch nicht am Markt verfügbar sind. In Kombination mit Maßnahmen der Materialeffizienz

[14] Für eine Übersicht der abgebildeten Effizienztechniken wird verwiesen auf Fleiter et al. 2013.

und Kreislaufwirtschaft wird so ein deutliches Absinken des Endenergieverbrauchs erreicht – trotz steigender Wertschöpfung im Industriesektor.

2.4.5 Prozesswechsel und innovative CO_2-arme Verfahren

Die Umstellung auf eine nahezu CO_2-neutrale Produktion erfordert in den TN-Szenarien grundlegende Umstellungen in der Herstellung von Massenprodukten der Grundstoffindustrien wie Ammoniak, Olefine, Stahl, Glas und Zement, welche aktuell zum Großteil fossile Brenn- und Rohstoffe nutzen. Am bedeutendsten ist dabei derzeit Erdgas als Rohstoff in der Chemie und als Energieträger in allen Prozessen, insbesondere in der Glasherstellung, außerdem Kohle als Reduktionsmittel und Energieträger in der Stahlherstellung und als günstiger Energieträger für die Zementproduktion. Die Substitution von fossilen Energien durch CO_2-freie Energieträger verlangt häufig eine umfangreiche Umstellung von bestehenden Prozessen und Anlagen. Gleiches gilt für die Vermeidung von prozessbedingten Emissionen, welche z. B. in den heutigen Verfahren bei der Herstellung von Stahl, Zement oder Ammoniak in großen Mengen auftreten.

Neue CO_2-arme oder potenziell CO_2-neutrale Verfahren sind häufig noch nicht im großindustriellen Einsatz. Es befinden sich jedoch in allen Branchen entsprechende neue Verfahren in der Entwicklung, die häufig bereits im Pilot- oder Demomaßstab erprobt werden und bei einer entsprechenden Perspektive auf einen wirtschaftlichen Betrieb auf den industriellen Maßstab hochskaliert werden können. Im Folgenden wird ein Überblick über den technischen Entwicklungsstand und die Technologiereife von ausgewählten vielversprechenden Verfahren gegeben, die in den TN-Szenarien hinterlegt wurden.

Tabelle 10 gibt einen Überblick der berücksichtigten Verfahren, der zugehörigen Referenztechnik, dem CO_2-Minderungspotenzial sowie eine Einordnung zur technischen Reife entsprechend des „Technology Readiness Levels" (TRL[15]). Investitionen werden bezogen auf die Produktionskapazität angegeben und sind als Größenordnung zu verstehen, da es große Unsicherheiten und gleichzeitig wenig empirische Daten gibt. Die Investitionen werden für die Jahre 2030 und 2050 ausgewiesen, wodurch ersichtlich wird, bei welchen Technologien in welchem Maße technisches Lernen und Kostenreduktion hinterlegt sind. Dies ist insbesondere bei relativ „neuen" Verfahren der Fall.

Viele der CO_2-armen Verfahren beruhen auf dem Einsatz von CO_2-neutralen Sekundärenergieträgern wie Strom oder Wasserstoff. Zu direkter Elektrifizierung zählt die elektrisch beheizte Glasschmelzwanne oder der elektrische Drehrohrofen in der Zementindustrie. Andere Verfahren nutzen CO_2-neutral hergestellten Wasserstoff als Energieträger und Reduktionsmittel (Stahl: H_2-DRI) und Rohstoff (Chemie: H_2-Methanol, H_2-Ammoniak). Andere Ansätze verfolgen Materialsubstitutionsstrategien. Diese umfassen die Markteinführung neuer Zementsorten (CO_2-armer Zement), die geringere Anteile des problematischen Rohstoffs Kalkstein nutzen und zum Teil einen geringeren energetischen Aufwand erfordern. Besonders im Bereich der Prozesswärme sind eine Vielzahl an weiteren Neuerungen nötig, welche hier nicht in vollem Umfang einzeln aufgeführt werden können. Im Abschnitt 2.4.6 werden die Themen Elektrifizierung und Wasserstoff für die Prozesswärme aus der Querschnittsperspektive „Brennstoffwechsel" diskutiert. Prozesswechsel und Brennstoffwechsel sind dabei nicht immer eindeutig voneinander zu trennen.

[15] Die TRL ordnen die technische (und ökonomische) Reife in einer aufsteigenden Reihenfolge; von Grundlagenforschung (TRL 1) über Labor- (TRL 4), Pilot- (TRL 5) und Demonstrationsanlagen (TRL 6) bis hin zu wettbewerbsfähigen, hochskalierten Anlagen (TRL 9). Es existieren verschiedene Definitionen, hier wird sich auf die der EU Kommission im Rahmen des Horizon 2020-Programms bezogen (European Commission 2014).

Tabelle 10: Übersicht der Annahmen zu CO_2-armen Produktionsverfahren

Branche	Neues Verfahren	Referenz-Verfahren	TRL	THG-Minderung ggü. Ref [%][1]	Spezifischer Energieverbrauch [GJ/t]	Spez. Investitionen [Euro/t Kapazität][4]		Quellen
						2030	2050	
Chemie	H_2 als Rohstoff für Ammoniak Synthesegas	Dampfreformierung (Rohstoff Erdgas)	8-9	Bis 100 %	6,2 (elektrisch) 25,2 (Rohstoff)	27[3]	27[3]	(Bazzanella und Ausfelder 2017; Schneider et al. 2019; Smith et al. 2020; Stork et al. 2018)
Chemie	H_2 als Rohstoff für Methanol Synthesegas	Dampfreformierung (Rohstoff Erdgas)	8-9	Bis 100 %[2]	5,4 (elektrisch) 22,7 (Rohstoff)	450	450	(Bazzanella und Ausfelder 2017; Schneider et al. 2019; Stork et al. 2018; Pérez-Fortes et al. 2016)
Chemie	Methanol-to-Olefins (MTO)	Steamcracken von erdölbasierten Raffinerieprodukten (Naphtha)	8-9	<0 bis > 100 %[2]	5,0 (elektrisch) 87,9 (Rohstoff)	282	231	(Bazzanella und Ausfelder 2017; Stork et al. 2018)
Stahl	H_2-DRI + EAF	Hochofen-Route	7	Bis ~95 %	13	415	415	(Vogl et al. 2018; Fischedick et al. 2014; ASTIER et al. 1982; Arens und Vogl 2019)
Stahl	PtG-DRI + EAF	Hochofen-Route	9	Bis ~95 %	13	415	415	
Zement	CO_2-armer Zement (-30 %, hoher Belit-Anteil)	Portland Zement (Alit-basiert)	8-9	25-30 %	3,3	44[3]	24[3]	(Chan et al. 2019) http://www.aether-cement.eu/ (IEA 2018)
Zement	CO_2-armer Zement (-50 %, Calcium-Silikat-Hydrat)	Portland Zement (Alit-basiert)	7	50 %	2,5	138	148	(Chan et al. 2019) (Stemmermann et al. 2010) http://www.celitement.de/ (IEA 2018)
Zement	CO_2-armer Zement (-70 %, rekarbonisierend)	Portland Zement (Beton-Fertigteile)	8-9	30-70 %	3,2	188	98	(Chan et al. 2019) https://www.solidlife.eu/ (IEA 2018)
Zement	Elektrifizierung Klinkerbrennen+CCU	Konventioneller Drehrohrofen	5-6	90 %	3,5	400	300	https://www.project-leilac.eu/leilac-pilot-plant
Glas	Elektrisch beheizte Glaswanne (Flachglas)	Erdgas (Regenerativ-Brenner)	6-7	80 %	10	188	154	(Rehfeldt et al. 2020a) (Pfeifer et al. 2011)
Glas	H_2-befeuerte Glaswanne (Flachglas)	Erdgas (Regenerativ-Brenner)	4-5	80 %	14	n.v.	n.v.	(Kopernikus-Geschäftsstelle, Projektträger Jülich 30.03.2021; Neuwirth et al. 2022)

1: Annahme: Wasserstoff/PtG und Strombedarf wird mit erneuerbaren Energien gedeckt.
2: Je nach Herkunft und Verbleib des im Produkt gebundenen CO_2. In dieser Studie wird das benötigte CO_2 durch CCU aus prozessbedingten Emissionen der Kalk- und Klinkerherstellung gedeckt und in die Atmosphäre entlassen oder im Kreis geführt (verbleibende Emissionen werden weiter den nicht-metallischen Mineralien zugerechnet).
3: Investitionen beziehen sich auf eine Modernisierung bestehender Anlagen, keinen vollständigen Neubau
4: Für die Modellrechnungen werden diskrete Annahmen zu den spezifischen Investitionen benötigt. Es ist zu beachten, dass Unsicherheiten bei diesen Werten groß sind und Angaben in der Literatur sich deutlich von realen Investitionen unterscheiden können.

Chemie

In der Grundstoffchemie dominieren hinsichtlich Energieverbrauch und Emissionen die drei großen Hauptprodukte Ammoniak, Methanol und Olefine (High Value Chemicals = HVC).

Die **Ammoniakherstellung** erfolgt in zwei integrierten Prozessstufen, wobei Wasserstoff im Synthesegas genutzt wird. Im Synthesegasprozess wird der Wasserstoff konventionell mittels Dampfreformierung aus Erdgas gewonnen, wodurch große Mengen prozessbedingter CO_2-Emissionen entstehen. Dabei wird gleichzeitig die Stickstoffkonzentration der Prozessluft erhöht und die Synthesegaszusammensetzung eingestellt. Aktuell werden jährlich etwa 2,9 Mio. t Ammoniak hergestellt, wodurch rund 5,2 Mio. t CO_2 emittiert werden. Die bei der durch Erdgasreformierung entstehende CO_2-Menge kann zum Teil für die Produktion von Harnstoff genutzt werden. Die THG-relevanten Mengen hängen von der Produktionsmenge von Ammoniak und Harnstoff ab. Im Jahr 2015 entsprach die Nutzung etwa 20 % der bei der Ammoniakproduktion freigewordenen prozessbedingten Emissionen. Der Emissionsfaktor sinkt dadurch von den stöchiometrischen 1,8 $tCO_2/t_{Ammoniak}$ auf 1,6 $tCO_2/t_{Ammoniak}$[16] (Umweltbundesamt 2018). Bei einer vollständigen Umstellung der Ammoniakproduktion, welche z. B. Elektrolyse-Wasserstoff nutzt, muss diese stofflich genutzte Menge CO_2 (etwa 0,5 Mt) ersetzt werden. Im Rahmen des für die Olefinproduktion stofflich genutztem – und über CCU aus der Zement- und Kalkherstellung sowie der Müllverbrennung zur Verfügung stehendem – CO_2 ist diese Menge abdeckbar (siehe Abschnitt 3.2.3).

Die Trennung der Synthesegaserzeugung und des anschließenden Haber-Bosch Prozesses ermöglicht es, die Versorgung mit Wasserstoff für die Haber-Bosch-Synthese auf die regenerative Erzeugung von Ammoniak umzustellen. Der Umstellungsaufwand auf grünen Wasserstoff beläuft sich dadurch auf das Ersetzen der konventionellen Wasserstofferzeugung mittels Dampfreformierung durch Elektrolyseanlagen. Die Erzeugung von Wasserstoff ist jedoch außerhalb der Systemgrenze der Endenergienachfrage der Industrie und wird im Angebotssektor bilanziert.[17] Der spezifische stöchiometrische Wasserstoffbedarf beträgt etwa 21,3 GJ/t NH_3 (LHV) bzw. 0,1775 kg H_2/kg NH_3 (Geres et al. 2019). Für den Betrieb mit grünem Wasserstoff wird aufgrund der fehlenden Dampfreformierung zusätzlich eine Luftzerlegungsanlage für die Bereitstellung von Stickstoff benötigt. Da alle Komponenten der wasserstoffbasierten Ammoniakherstellung einen TRL von 9 aufweisen und die Umstellung auf getrennte Synthesegasbereitstellung von Wasserstoff und Stickstoff keine Hürden aufweist, wird ein TRL von 8 bis 9 angesetzt (Smith et al. 2020).

Die Investitionskosten bei einer Prozessumstellung belaufen sich aufgrund der Luftzerlegungsanlage auf 27 €/t NH_3 (Stork et al. 2018). Dieser Annahme liegt zugrunde, dass die bestehende Haber-Bosch-Anlage weiterbetrieben werden kann und die Elektrolyse auch hier außerhalb der Systemgrenze liegt. Andernfalls würden zusätzlich etwa 700 €/kW für die Wasserelektrolyse anfallen und bei Neubau einer Haber-Bosch-Anlage weitere 580 €/tNH_3 (Ikäheimo et al. 2018).

Zur **Methanolherstellung** wird ebenfalls wasserstoffhaltiges Synthesegas benötigt. Konventionell wird das Synthesegas meist durch die Dampfreformierung von Erdgas bereitgestellt und anschließend in einer katalytischen Reaktion zu Methanol umgesetzt. Eine getrennte Prozessführung aus Synthesegaserzeugung und Methanolsynthese ermöglicht eine klimaneutrale Herstellung durch die Zusammensetzung des Synthesegases aus grünem Wasserstoff aus der Wasserelektrolyse und CO_2 aus anderen Prozessen oder Luftabscheidung. Die konventionelle Methanolproduktion verursacht aktuell jährlich rund 1,75 Mio. t CO_2 bei einer Produktion von 1,1 Mio. t Methanol auf Basis fossiler

[16] Bilanzierte Emissionen von 4,2 Mt bei einer Produktion von 2,6 Mt.

[17] Entsprechend bezieht der Industriesektor Wasserstoff aus dem Energiesystem. Energieverbrauch und Investition in die Wasserelektrolyse bzw. Erzeugung des Wasserstoffs sind im separaten Berichtsmodul „Energieangebot“ behandelt.

Rohstoffe. Die erneuerbare Methanolherstellung hat dabei einen stöchiometrischen Wasserstoffbedarf von 22,7 GJ/t Methanol (LHV) (Bazzanella und Ausfelder 2017). Der TRL liegt im Bereich von 8 bis 9, da alle benötigten Anlagenkomponenten bereits technisch ausgereift und großskalig auf dem Markt verfügbar sind.

Da die Elektrolyseure auf der Angebotsseite und damit bereits außerhalb der hier betrachteten Systemgrenze für neue Methanolanlagen liegen, werden hier nur die Investitionen für die Methanol-Syntheseeinheit miteinbezogen. Diese liegen bei etwa 450 €/tpa[18] (Stork et al. 2018). Für die Bereitstellung des benötigten CO_2 eignet sich insbesondere die Abscheidung prozessbedingter Emissionen aus schwer zu dekarbonisierenden Industrieprozessen, wie beispielswiese Zement und Kalk. Zusätzliche nötige Investitionen in der CO_2-Abscheidetechnik und Transportinfrastruktur werden in 2.4.7 behandelt.

Aufbauend auf der alternativen Methanolherstellung kann zudem die **Produktion von Olefinen, wie Ethylen, Propylen oder Butadien**, dekarbonisiert werden. Die konventionelle Herstellung der Olefine, welche als Ausgangsstoffe für verschiedene Kunststoffprodukte genutzt werden, erfolgt im Steamcracker. Dabei werden große Mengen langkettiger fossiler Energieträger, vorwiegend Naphtha, in kurzkettige Kohlenwasserstoffe unter Einsatz von Dampf gespalten. Den größten Produktionsanteil hat dabei Ethylen mit ca. 5,2 Mio. t Jahresproduktion, was zu etwa 3,65 Mio. t CO_2-Emissionen führt. Die Zusammensetzung der Produktkomponenten kann je nach dem zu spaltenden Ausgangsstoff variieren (Geres et al. 2019). Neben den energiebedingten Emissionen während des Herstellungsprozesses im Steamcracker entstehen zudem große Emissionsmengen am Ende der Lebensdauer, wenn die jeweiligen Produkte in der Müllverbrennung entsorgt werden. Klimaneutrale Verfahren, die CO_2-neutrale Energieträger nutzen, vermeiden diese Emissionen.

Die Umstellung der Olefinproduktion auf das „Methanol-to-Olefins"-Verfahren mit klimaneutral erzeugtem Methanol aus Elektrolyse-Wasserstoff als Zwischenprodukt ersetzt die auf fossilem Naphtha basierenden Steamcracker. Dabei dient im ersten Schritt Methanol aus Wasserstoff und CO_2. als Grundstoff der MTO(„Methanol-to-Olefins")-Route. In einem zweiten Schritt wird das Methanol in einer Syntheseanlage zu Ethylen und anderen Olefinen weiterverarbeitet. Neben dem Einsatz von Wasserstoff und CO_2 als Rohstoffe wird ansonsten ausschließlich Strom eingesetzt, da neben Querschnittstechnologien wie Pumpen und Motoren keine Prozessschritte mit hohem thermischem Energiebedarf bestehen; einige Prozessschritte sind sogar exotherm.[19] Die Technologie zur Herstellung von Olefinen aus Methanol ist bereits lange bekannt und technisch ausgereift, allerdings aufgrund bisheriger Energieträgerpreise nicht wirtschaftlich. Aus technischer Sicht wird somit wird ein TRL von 8 bis 9 angesetzt (Bazzanella und Ausfelder 2017).

Bezogen auf das Hauptprodukt Ethylen werden etwa 2,28 (Stork et al. 2018) bis 2,8 (Bazzanella und Ausfelder 2017) Tonnen Methanol pro Tonne produzierten Ethylens benötigt. Durch eine Umstellung der Olefineproduktion auf die Methanol-to-Olefins-Prozessroute wird daher ein starker Anstieg der notwendigen Produktionskapazitäten von Methanol bis 2050 gegenüber dem Jahr 2015 erwartet. Neben den bereits aufgeführten spezifischen Kosten für die Methanolproduktion wird zudem eine weitere Anlage für die anschließende Syntheseeinheit von Methanol zu Olefinen mit spezifischen Investitionen von 300 €/tpa Ethylen benötigt (Stork et al. 2018).

[18] tpa: Jahresproduktion in Tonnen. Dies ist also eine Angabe der Produktionskapazität.

[19] „Methanol-to-Olefins"-Route ist ein Verfahren, bei dem aus (kurzkettigem) Methanol die für die Kunststoffproduktion benötigten Ketten zusammengesetzt werden. Damit wird Naphtha ersetzt. Auch hier steht Ethylen stellvertretend für Olefine: Im konventionellen Verfahren entstehen pro Einheit hergestellten Ethylens (in bestimmten Bereichen variable) Mengen Propylen, Butadien und anderer HVC („high value chemicals"). Deren Erzeugung wird im modellierten MTO-Verfahren weiterhin unterstellt. Der dazu benötigte Rohstoff wird über einen höheren Methanolbedarf (stöchiometrisch 2,38 t Methanol/tEthylen, inklusive des Aufschlages etwa 3,7 t Methanol/tHVC) abgebildet. Es existieren andere Verfahren (z. B. biomassebasiert oder mit anderen Zwischenprodukten) zur Herstellung von Olefinen, die hier nicht dargestellt sind.

Ein alternatives Verfahren, das sich derzeit in der Entwicklung befindet (Madeddu et al. 2020), ist die Elektrifizierung der Steamcracker. Bei diesem Verfahren werden CO_2-Emissionen durch den energetischen Einsatz fossiler Energie vermieden, jedoch wird weiterhin fossiles Naphtha als Rohstoff eingesetzt. Dadurch werden CO_2-Emissionen am Ende der Produktlebensdauer nicht vermieden. Da den Szenarien grundsätzlich THG-Neutralität zugrunde liegt, wurden elektrische Steamcracker nicht als Option in den Szenarien berücksichtigt. In bestimmten Konstellationen von Wertschöpfungsketten könnten diese in Zukunft – in Kombination mit CO_2-Abscheidung an der Müllverbrennung, importiertem synthetischen Naphtha, chemischem Recycling oder als Übergangslösung – eine Rolle spielen.

Eisen und Stahl

Die Eisen- und Stahlproduktion läuft aktuell in Deutschland über drei Verfahren. Die Hochofenroute und die Direktreduktion mit Erdgas und anschließendem Schmelzen und Legierung im Lichtbogenofen sind Primärrouten. Beide erzeugen Stahl überwiegend mittels Roheisen aus Eisenerz. Beiden ist gemein, dass sie das Eisenerz reduzieren, also den darin gebundenen Sauerstoff entfernen. Gleichzeitig wird Kohlenstoff als Legierungsbestandteil von Stahl in das Roheisen eingebracht. Dies geschieht bei hohen Temperaturen und ist daher ein energieintensiver Schritt. Das dritte Verfahren ist das Erschmelzen von Rohstahl aus Stahlschrott in Elektrolichtbogenöfen. Dieses ist als Sekundärroute deutlich weniger energieintensiv. All diese Routen nutzen fossile Brennstoffe und Reduktionsmittel: der Hochofen in Form von kohlebasiertem Koks, die Direktreduktion mit Erdgas und die Elektrostahl-Route (in deutlich geringem Umfang) mit Kohlenstoffträgern als Schlackebilder und Energieträger. Insbesondere die Hochofenroute weist durch den Einsatz von Kohle sehr hohe CO_2-Emissionen auf.

Als alternatives CO_2-armes Verfahren wird in den untersuchten Szenarien die Direktreduktion von Eisenerz mit Wasserstoff (H_2-DRI) als Reduktionsmittel und Energieträger berücksichtigt. Diese ist der kommerziell verfügbaren und weltweit eingesetzten Direktreduktion mittels Erdgas ähnlich und damit ein naheliegender Kandidat für eine schnelle Markteinführung. Als Primärroute kann es funktionell die Hochofenroute ersetzen, ohne die begrenzt verfügbare Schrottmenge zu belasten. Tatsächlich ist eine Kombination aus H_2-DRI und Sekundärroute dazu geeignet, Herausforderungen der Sekundärroute wie Verunreinigungen des Stahlschrottes zu begegnen. Im Vergleich zur gesamten Hochofenroute (inklusive Vorprodukte bis zum Walzstahl) kann die H_2-DRI-Route den Endenergiebedarf um 20 % bis 35 % reduzieren[20] und ist fast THG-neutral. Die Umstellung der Produktion erfordert den weitgehenden Umbau der betroffenen Stahlwerke und zentrale vorhandene Anlagen der Hochofenroute werden nicht weiter genutzt. Dabei setzen sich die Energiebedarfe entlang der Produktionsroute zusammen aus der Vorbereitung der Rohmaterialien (Roheisenpellets, 2,2 $GJ_{H2}/t_{Rohstahl}$) (Vogl et al. 2018), der Reduktion (8 $GJ_{H2}/t_{Rohstahl}$)[21] (Müller et al. 2021), der Rohstahlerzeugung im Elektrolichtbogenofen[22] (2 $GJ_{Strom}/t_{Rohstahl}$ etwa 1 $GJ_{Brennstoff}/t_{Rohstahl}$)[23] und der Weiterverarbeitung zum Stahlprodukt (Lang- oder Flachprodukt, 2 bis 3 $GJ/t_{Rohstahl}$). In einer weitgehend elektrifizierten Prozessroute ergibt sich entlang der gesamten Kette so ein Energiebedarf von 10,2 GJ_{H2}/t_{Stahl}, 1 $GJ_{Brennstoff}/t_{Stahl}$ und 4-5 GJ_{Strom}/t_{Stahl}[24].

[20] Je nach Bilanzierung der Hochofenroute und der dabei exportierten Energiemengen.

[21] Bei 100 % Pelleteinsatz. Beigabe von Schrott reduziert den Energieanteil (z. B. bei 20 % auf 6,8 GJ/t).

[22] Auch abgekürzt zu EAF (Electric Arc Furnace).

[23] Brennstoffeinsatz im EAF enthält Kohlenstoff zur Bildung von Schlacke – nicht ausschließlich zur Energiezufuhr.

[24] Ohne Materialverluste zwischen Rohstahl und Weiterverarbeitung. In Tabelle 10 ist der Bezugsrahmen Rohstahlerzeugung (ohne Weiterverarbeitung) angegeben.

Für die Fixkosten der Investition in die H_2-DRI-Stahlherstellung werden basierend auf verfügbarer Literatur 415 €/Tonne Produktionskapazität Rohstahl angenommen (Vogl et al. 2018; Fischedick et al. 2014). Dabei geben Vogl et al. (2018) Investitionen von etwa 230 €/Tonne Rohstahlkapazität für den Schachtofen und 134 €/Tonne für den Elektro-Lichtbogenofen an[25] Das Direktreduktionsverfahren auf Basis von PtG unterscheidet sich lediglich im Einsatz von PtG anstatt von Wasserstoff und der Synthesegasherstellung. Es werden somit ähnliche Kosten für die Investition angenommen. Die Technologiereife für wasserstoffbasierte Direktreduktion wird mit einem TRL von 7 bis 8 angegeben, da erste Demonstrationsanlagen in industriellem Maßstab bereits erfolgreich getestet wurden und die DRI-Technologie über Erdgas (z. B. MIDREX oder ENERGIRON) bereits etabliert und großindustriell eingesetzt wird. Entsprechend fehlt zur Marktreife hauptsächlich das Hochskalieren des Wasserstoff-Verfahrens auf industrielles Niveau sowie die Versorgung mit CO_2-freiem Wasserstoff.

Neben dem H_2-DRI Verfahren befinden sich weltweit weitere (nahezu) CO_2-neutrale Verfahren der Stahlherstellung in der Entwicklung. Dazu zählen z. B. die Reduktion des Eisenerzes mit Wasserstoff-Plasma oder ein Elektrolyseverfahren, welches unmittelbar Strom nutzt, ohne den Umweg über den Wasserstoff zu gehen. Aufgrund von niedrigerem technischen Entwicklungsstand und damit höheren Unsicherheiten in der zukünftigen Marktreife der Technologien werden diese Alternativen in den Szenarien nicht berücksichtigt. Damit verbleibt im untersuchten Technologieportfolio die wasserstoffbasierte Direktreduktion im Schachtofen als plausibelste Option zur Primärstahlerzeugung – auch weil bereits entsprechende Projekte angekündigt sind.

Zement

Bei der Zementherstellung entstehen je nach Energieträgermix und Zementsorte im Mittel etwa 0,6 Tonnen CO_2 je hergestellter Tonne Zement. Die CO_2-Emissionen bestehen zu zwei Drittel aus prozessbedingten Emissionen durch die Umwandlung von Kalkstein ($CaCO_3$) in Branntkalk (CaO) bei der Herstellung des Zementklinkers. Diese Emissionen können nach heutigem Stand nur durch eine Verringerung des Klinkeranteils im Zement (durch den Einsatz alternativer Zumahlstoffe) oder den Wechsel auf andere Zementsorten vermieden werden. Abhängig von der Zusammensetzung der Energieträger ist etwa ein Drittel der CO_2-Emissionen auf den Einsatz fossiler Energieträger im Drehrohrofen zurückzuführen. Als Optionen für CO_2-arme Verfahren werden in dieser Studie CO_2-arme Zementsorten sowie die Umstellung auf einen elektrischen Drehrohrofen berücksichtigt.

Als neue CO_2-arme Zementsorten werden in dieser Studie drei verschiedene, zurzeit in kommerzieller Entwicklung und Vermarktung befindliche, innovative Bindemittel berücksichtigt (siehe Tabelle 10). Dabei ist der Kalkbestandteil der Zemente ein wichtiger Faktor. CO_2-arme Zemente mit geringerem Alit- und höherem Belit-Anteil (*CO_2-armer Zement (-30 %, hoher Belit-Anteil)* in Tabelle 10) verringern die Nutzung von Kalkstein bei vergleichbaren Materialeigenschaften. Dadurch lässt sich sowohl der Energiebedarf der Herstellung als auch die prozessbedingten CO_2-Emissionen der Umwandlung von Kalkstein ($CaCO_3$) in Branntkalk (CaO) vermindern. Andere CO_2-arme Zemente (*CO_2-armer Zement (-50 %, Calcium-Silikat-Hydrat)* in Tabelle 10) nutzen andere stoffliche Zusammensetzungen basierend auf Calcium-Silikat-Hydrat (CSH), was ebenso den Kalksteinbedarf verringert. Darüber hinaus erfordern diese Zemente geringere Temperaturen. Schließlich werden Zemente überwiegend zu Betonen weiterverarbeitet. Daran schließt das dritte Produkt (*CO_2-armer Zement (-70 %, rekarbonisierend)* in Tabelle 10) an, das unter anderem die Fähigkeit von Beton ausnutzt,

[25] Diese Literaturwerte decken sich in der Größenordnung mit Investitionen, die in den vergangenen Jahren weltweit getätigt wurden. Die Annahme von 230 €/t DRI liegt auch in der Größenordnung, die von VoestAlpine 2016 in Texas in ein DRI-Werk investiert wurde. Die Investition belief sich auf 550 Mio. Euro bei einer jährlichen Produktionskapazität von 2 Mio. Tonnen. Dies resultiert in 275 €/t. Hierbei handelt es sich allerdings um eine Greenfield-Investition inkl. aller Nebenanlagen.

CO_2 binden zu können. Dies ist nur auf Betonfertigteile anwendbar, die momentan etwa 20 % des deutschen Marktes ausmachen (VDZ 2018).

Technisch sind diese Produkte weitgehend ausgereift (TRL 7 bis 9). Allerdings stehen sie vor großen Herausforderungen bezüglich Wirtschaftlichkeit und Marktzugang. Eine Schätzung der nötigen Investitionen ist derzeit noch kaum möglich. Aufgrund von fehlender Literatur wird mit Annahmen gearbeitet. Diese gehen davon aus, dass der Einsatz von Belit-fokussierten Zementen (30 %-Minderung) nach Umrüstung in bestehenden Zementwerken/Drehrohröfen einsetzbar ist. Für die beiden anderen Verfahren (Calcium-Silikat-Hydrat, 50 %-Minderung und rekarbonisierende Betone, 70 %-Minderung) sind Neuinvestitionen und tiefgreifende Umstellungen der Wertschöpfungskette nötig. Für die Neuinvestitionen wird angenommen, dass diese über den typischen Investitionen in moderne Drehrohröfen von etwa 100 €/tpa liegen werden.

In aktuellen Pilot- und Demonstrationsprojekten (Vincent et al. 2016) wird die Kombination aus CCU/S und indirekter, elektrischer Beheizung der Calcinierung untersucht. Diese sind entsprechend auf TRL 5 bis 6 einzuordnen. Ergänzend kann eine – noch nicht so weit fortgeschrittene und nur in sehr kleinem Maßstab angewendete – indirekte Beheizung von Drehrohröfen (für den Prozessschritt der Sinterung) die energiebedingten Emissionen vollständig eliminieren. Es verbleiben Reste prozessbedingter Emissionen, die nicht abgeschieden werden können (etwa 10 %). Der Energiebedarf einer solchen – bislang nur theoretischen – Anlage wird als mit konventionellen Anlagen in etwa vergleichbar bis geringfügig höher geschätzt (3,5 GJ/$t_{Klinker}$).

Glas

Die Glasherstellung lässt sich unterscheiden nach den Produkten Flachglas und Behälterglas. Der energieintensive Schritt beider Produktgruppen ist aber (weitgehend) identisch: Das Erschmelzen der Rohstoffmischung geht der Formgebung voraus und wird aktuell beinahe ausschließlich mit erdgasbefeuerten Öfen durchgeführt. Weitere Prozessschritte werden teilweise elektrisch unterstützt, insbesondere dann, wenn genaue Temperaturkontrolle notwendig ist.

Die in dieser Studie berücksichtigten neuen Verfahren sind das vollelektrische Schmelzen in Wannenöfen sowie der Einsatz von Wasserstoff-Brennern (Tabelle 10). Die Elektrifizierung bietet neben dem Umstieg auf CO_2-neutralen Strom auch erhöhte Energieeffizienz (Pfeifer et al. 2011) und verringerte direkte Emissionen und Materialverlust durch eine nach oben durch Schlacke abgeschlossene Schmelze („cold-top"). Darüber hinaus entfallen Verluste im Abgasstrom. Obwohl die vollelektrische Glasherstellung in kleinem Umfang – für Spezialglas – bereits Anwendung findet und elektrische Zusatzheizungen auch in großen Anlagen Standard sind, konnten sich vollelektrische Öfen bislang nicht in großem Umfang durchsetzen. Die Hochskalierung von Produktionsmengen einzelner Öfen ist mangels Erfahrung eine Herausforderung und die Umstellung auf elektrische Öfen verlangt den vollständigen Austausch der bestehenden Öfen. Das TRL wird auf 6 bis 7 geschätzt, wobei vergleichsweise geringe technische Hürden bestehen, die sich vor allem auf die Wärmeverteilung in der Schmelze und die Standfestigkeit der Anlagen beziehen. Die maßgebliche Barriere zu einem uneingeschränkt wettbewerbsfähigen System sind die Energiepreise. Zu den Fixkosten der Investition gibt es große Schwankungen in der Literatur, es wird hier mit einer mittleren Annahme gerechnet. Der spezifische Energieverbrauch liegt mit etwa 10 GJ/t niedriger als bei Erdgas befeuerten Öfen.

Der Einsatz von Wasserstoff in der Glasschmelze wird derzeit erprobt. Die schlechten Strahlungseigenschaften der Wasserstoffflamme in Kombination mit sehr spezifischen Prozessanforderungen bei der Glasschmelze sind noch eine Herausforderung (Ireson et al. 2019). Forschung und Industrie beschäftigen sich bereits intensiv mit der Entwicklung von Wasserstoffbrennern, sowohl für den Betrieb mit Gemischen aus Wasserstoff und Erdgas während einer möglichen Umstellung und langfristig auch mit reinem Wasserstoff. Beispiele für diese Forschungsprojekte in Deutschland sind

HyGlass und P2X. Im Projekt P2X wurde über mehrere Wochen ein Pilotbetrieb einer Glasschmelzwanne mit Wasserstoff erfolgreich getestet (Kopernikus-Geschäftsstelle, Projektträger Jülich 30.03.2021). Entsprechend dieses Pilotbetriebs wird der TRL auf 4 bis 5 eingestuft. Wenn intensive F&E-Programme durchgeführt werden, könnte der Einsatz von reinem Wasserstoff zur Glasherstellung innerhalb des nächsten Jahrzehnts marktreif und auf industriellem Niveau erprobt sein.

Zusammenfassende Annahmen zur Marktdiffusion CO_2-neutraler Prozesse

Obwohl all diese Prozesse ein großes Potenzial zur Emissionsreduktion zeigen, bestehen substanzielle wirtschaftliche Unsicherheiten, die die Umsetzung in der Breite (über Pilot- und Demonstrationsanlagen hinausgehend) bislang verhinderten. Aus diesem Grund sind auch technische Fragen der Machbarkeit im industriellen Maßstab noch nicht immer sicher beantwortet. Gleichzeitig existieren derzeit mehrere sowohl wissenschaftliche als auch kommerzielle Projekte, die sich der Umsetzung der Technologien widmen (siehe Einschätzung TRL und Literaturauswahl in Tabelle 10). In allen TN-Szenarien wird daher angenommen, dass die Markteinführung im industriellen Maßstab zwischen 2025 und 2030 bei entsprechend ambitioniertem Vorgehen möglich ist. Ein vollständiger Umbau der Produktionsrouten ist dann bis 2050 notwendig, um eine nahezu THG-neutrale Industrieproduktion zu erreichen. Tabelle 2 gibt einen Überblick zur Wahl der jeweiligen Verfahren in den einzelnen Szenarien. Eine Darstellung des Prozesswechsels im zeitlichen Verlauf ist im Abschnitt 2.2 für die Sektoren Stahl, Grundstoffchemie sowie Zement und Kalk verfügbar.

2.4.6 Brennstoffwechsel in Öfen und Dampferzeugung

Technologieverfügbarkeit und technische Reife

Die Vermeidungsstrategie Brennstoffwechsel beschreibt den Wechsel von fossilen auf CO_2-neutrale Energieträger bei überwiegend gleichen technischen Anlagen und Verfahren. Je nach Branche, Verfahren und Technik ist Brennstoffwechsel mit wenig Aufwand und Kosten verbunden, kann aber auch nur mit sehr umfangreichem Neubau von Anlagen realisierbar sein. Entsprechend ist in einigen Bereichen eher von einem Prozesswechsel die Rede (siehe Abschnitt 2.4.5), wenngleich die Abgrenzung häufig nicht eindeutig ist. Techniken zum Brennstoffwechsel sind in FORECAST in einer Querschnittsperspektive für Dampferzeuger und Industrieöfen berücksichtigt. Im Folgenden werden für diese beiden Bereiche die technische Verfügbarkeit von CO_2-neutralen Alternativen und die Bedingungen für ihren Einsatz betrachtet sowie die entsprechenden Modellannahmen zusammengefasst.

Der Einsatz CO_2-neutraler Brennstoffe ist stark durch die Struktur der Wärmeerzeugung bestimmt. Industrieöfen benötigen häufig Temperaturen über 1000 °C, sehr hohe Energiedichten und sind im Design bereits auf den Einsatz bestimmter Energieträger (oft Erdgas) ausgerichtet. CO_2-neutrale Alternativen wie Strom, Wasserstoff und PtG oder der Einsatz von Biomasse bzw. Biogasen nehmen dann – wenn überhaupt – lediglich unterstützende Rollen ein. Weitere Prozesse nutzen Wärme in Form von Dampf- und Warmwasser. Hier ist die Wärmeerzeugung von der -nutzung räumlich durch das Medium getrennt und Wärmeerzeuger operieren weitgehend unabhängig vom jeweiligen Prozess. Während sich für die Wärmeerzeugung auf niedrigem Temperaturniveau bis etwa 150 °C auch Wärmepumpen (und ggfs. Solarthermie) eignen, sind relevante Technologien für die höheren Temperaturniveaus direktelektrische Elektrodenkessel und Wasserstoff- oder PtG-Brenner in Dampfkesseln und KWK-Anlagen.

Während Erdgasbefeuerung in den meisten Öfen sowie zur Dampferzeugung die Standard-Technik darstellt, sind Alternativen wie die Elektrifizierung und der Einsatz von Wasserstoff bisher kaum im großindustriellen Maßstab genutzt. Dies ist häufig weniger auf technische Herausforderungen, als auf wirtschaftlich unattraktive Bedingungen zurückzuführen (Rehfeldt et al. 2020a). Insbesondere

die weitgehende Entkopplung von Dampferzeugung und -nutzung ermöglicht technisch viele Freiheiten, z. B. zur Integration von Wärmepumpen und kombinierten Systemen. Aufgrund einer insgesamt vergleichbaren Effizienz[26] bestehen allerdings kaum wirtschaftlich wirksame Vorteile, wie sie in anderen Sektoren (gebäudewärme, Mobilität) mit einer direkten Elektrifizierung einhergehen. Daher stellen die stark differierenden Energieträgerpreise die relevante Hürde dar, die eine breit wettbewerbsfähige Nutzung derzeit verhindern. Das TRL wird daher auf 4 bis 7 für Industrieöfen und 8 bis 9 für Dampferzeuger geschätzt (Schneider et al. 2019)[27]. In Niedertemperaturanwendungen bis 150 °C ist die Wirtschaftlichkeit mit Hochtemperaturwärmepumpen eher zu erreichen – auch hier fehlen aber noch großskalige Erfahrungen in Installation und Betrieb.

Das geringere TRL und die große Spannbreite von direktelektrischen Industrieöfen entsteht durch die stärker ausgeprägte Heterogenität der technischen Anlagen (Pfeifer et al. 2011), die eng auf das jeweilige Produkt abgestimmt sind. Während einige Anlagen mit bestehender Technik elektrifiziert werden können (und zum Teil bereits sind[28]), liegen für viele andere noch keinerlei Betriebserfahrungen vor und es ist unklar, ob die benötigte Produktqualität (z. B. bei Wärmebehandlungen) erreicht werden kann und wie der Prozess geführt werden muss. Dabei ist anzumerken, dass in diesem Fall geringe TRL vor allem formal durch die TRL-Systematik entstehen – ohne Pilot- oder Demonstrationsanlage kann die Anwendung nicht höher als TRL 4 bewertet werden. Dies bedeutet allerdings nicht, dass die Weiterentwicklung zwangsläufig lange Zeiträume in Anspruch nehmen muss. Die hier untersuchten Szenarien gehen davon aus, dass bei entsprechenden wirtschaftlichen Anreizen, wie sie in den TN-Szenarien bestehen, kurz- und mittelfristig Elektrifizierung auch in den verschiedenen Industrieöfen zur Anwendung gebracht werden kann. Technische Herausforderungen bestehen in einigen Anwendungen in der Erreichung der Energiedichte aktueller erdgasbefeuerter Anlagen durch direkte Elektrifizierung. Für elektrische oder Wasserstoff-befeuerte Öfen, die nicht separat in Tabelle 10 aufgeführt sind, sondern als Querschnittstechnik modelliert werden, werden Fixkosten von im Mittel 400 €/kW installierte thermische Leistung, 20 Jahre Lebensdauer und 4.000 Volllaststunden pro Jahr angenommen.

Im Bereich der Niedertemperatur sind Wärmepumpen (Vorlauftemperatur >90 °C) mit hoher Leistung eine sehr relevante CO_2-neutrale Technologie, die die Dekarbonisierung der Warmwasser- und Teile der Dampferzeugung abdecken kann (Danish Energy Agency 2020). In aktuell verfügbaren Anlagen werden Temperaturbereiche bis etwa 150 °C und Leistungen bis 20 MW[29] erreicht (Arpagaus 2018). Das TRL wird auf 7 bis 9 geschätzt. Maßgebliche Hemmnisse für den breiten Einsatz sind wirtschaftlicher Natur (Verhältnis Erdgas-Strompreis), die bislang eine Hochskalierung für größere Leistungen verhindert haben. In den TN-Szenarien wird die Technologie als verfügbar und marktreif angenommen. Die tatsächliche Integration einer Wärmepumpe in konkrete industrielle Prozesse ist allerdings aufgrund der Bedeutung des Temperaturhubes auf die Effizienz höchst standortspezifisch. Die Umsetzung ist derzeit noch als Einzelprojekt anzusehen.

Demgegenüber weisen Elektrodenkessel eine weiter fortgeschrittene Markposition auf. Sie sind als reguläres Produkt – obwohl verglichen mit fossilen Anlagen in geringen Stückzahlen – beziehbar und decken Leistungsbereiche bis über 60 MW ab. Unter bestimmten Bedingungen unter Ausnutzung ihrer spezifischen Vorteile (Regelbarkeit, Effizienz, Eignung als Backupsystem) sind sie bereits

[26] Wärmerückgewinnung ist sowohl in Industrieöfen als auch Dampferzeugung in einem hohen Grad umgesetzt.

[27] Die große Spannbreite bei Industrieöfen entsteht aus den heterogenen Anwendungsfällen. Zum Teil unterscheidet sich in diesen die Einschätzung von Strom und Wasserstoff, insgesamt spiegelt der TRL-Bereich aber für beide Energieträger den Stand der Technik wider.

[28] Zum Beispiel in der Kupferbearbeitung, in Härtereien oder Temperaturführung an Stahlflachprodukten (Banderwärmung).

[29] Geringere Leistungsbereich zwischen 200 kW und 2 MW in den hohen Temperaturbereichen. Zum Vergleich: Leistungsbereiche von Erdgaskesseln liegen im mittleren zweistelligen MW-Bereich.

konkurrenzfähig mit niedrigen Volllaststunden (<500, (Danish Energy Agency 2020)). Sie werden daher als TRL 9 eingestuft. Auch Dampfkessel, welche Wasserstoff-Brenner nutzen, sind bereits in industrieller Größenordnung auf dem Markt verfügbar und werden mit TRL 9 eingeschätzt.

Modellannahmen für die Dampferzeugung

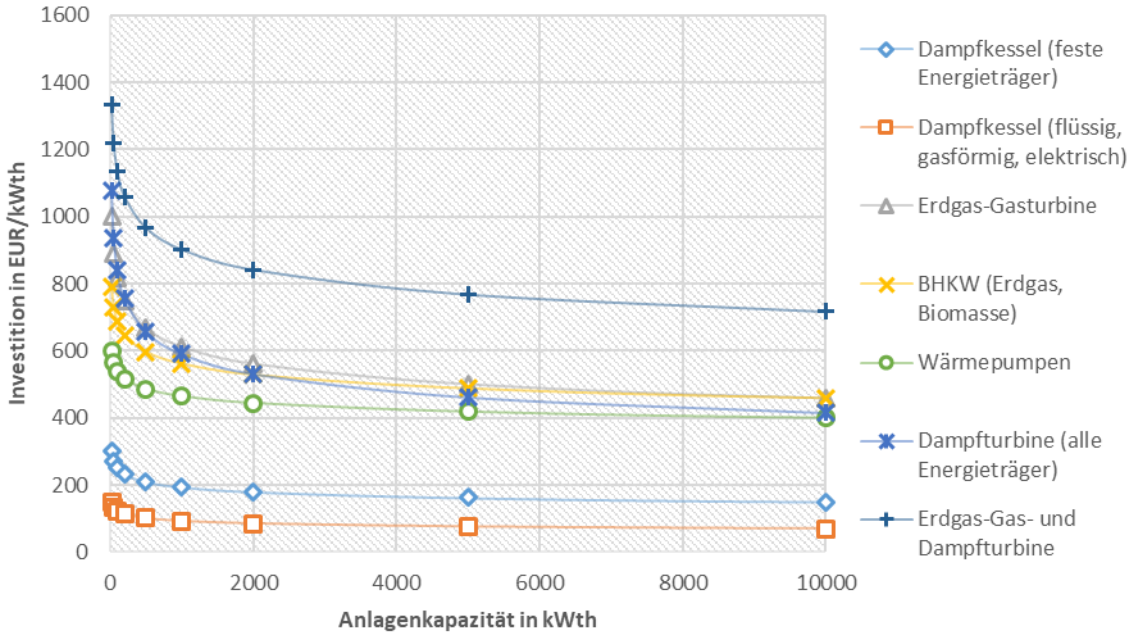
Für die Modellierung des Brennstoffwechsels in der Dampferzeugung sind u. a. Annahmen zu Investitionen, Betriebskosten, Lebensdauer und Nutzungsgrad der unterschiedlichen Technologieoptionen nötig. Diese sind in Tabelle 11 für eine beispielhafte Anlage mit 5 MW thermischer Leistung zusammengefasst. Im Modell FORECAST wird berücksichtigt, dass sich die spezifischen Investitionen entsprechend der Anlagengröße deutlich ändern und bei kleineren Anlagen deutlich höher sind (siehe Abbildung 9).

Tabelle 11: Techno-ökonomische Annahmen von Technologien zur Erzeugung von Prozessdampf- und Warmwasser

Beispiel für eine Anlage mit 5 MW thermischer Leistung

Gruppe	Technik	Investition in €/kW$_{th}$	Betriebskosten €/kW	Technische Lebensdauer	Thermische Effizienz
KWK	BHKW (Erdgas, Biomasse)	500	10	25	41 %
	Erdgas-Gasturbine	450	18	25	40 %
	Erdgas-Gas- und Dampfturbine	1528	46	25	40 %
	Dampfturbine (alle Energieträger)	800	24	40	59 %
	Brennstoffzelle	3373	169	25	45 %
Kessel	Dampfkessel (flüssig, gasförmig)	76	3	25	92 %
	Dampfkessel (feste Brennstoffe)	162	3	25	92 %
	Dampfkessel (elektrisch)	76	1	25	97 %
Niedertemperatur	Erdgas-Wärmepumpe	449	4	20	170 %
	Kompressions wärmepumpe	449	4	20	283 %
	Fernwärme	76	1	40	100 %

Abbildung 9: Spezifische Investition verschiedener Dampferzeuger abhängig von der Anlagengröße



2.4.7 CO_2-Abscheidung, Transport und Speicherung

Alle Szenarien folgen dem Grundsatz, den Einsatz von CCS möglichst zu minimieren und auf Bereiche mit besonders schwierig bzw. teuer vermeidbaren Emissionen zu begrenzen. Dies ist besonders der Fall bei den prozessbedingten Emissionen der Zement- und Kalkherstellung. Selbst wenn ambitionierte Minderungsmaßnahmen getroffen werden, verbleiben hier substantielle Emissionsmengen. CO_2-Abscheidung und Speicherung (CCS) oder Nutzung (CCU) kann hier einen Beitrag zur THG-Neutralität leisten.

In Tabelle 12 sind die entsprechenden Technologieannahmen zusammengefasst. Für die Schätzung der Transportkosten werden für den Neubau Kosten von 800 bis 900 T€ (Isoli und Chaczykowski 2017) pro Kilometer Leitungslänge eines CO_2-Transportnetzes angenommen. Die Umwidmung von bestehenden Erdgas-Leitungen ist deutlich günstiger. Hierfür wurden 85 T€ pro Kilometer Leitungslänge angenommen. Als laufende Kosten für den CO_2-Transport wurden 5 €/t CO_2 angenommen (ZEP 2011).[30] Die Kosten zur Abscheidung des benötigten CO_2 aus den Rauchgasen der Zement- und Kalköfen wurden aus Kuramochi et al. (2012) abgeleitet. Diese geben für die nahe Zukunft für die Zementindustrie Werte von 160 €/tpa und für Langzeitbetrachtungen eine Degression der Kosten auf 80 €/tpa. an. Für die Speicherung wurden im Mittel 10 €/t CO_2 angenommen (ZEP 2011).

[30] Die angenommene Größenordnung bei den Transportkosten deckt sich auch mit anderen Studien. Hinsichtlich der Kosten zum CO_2-Transport werden in ZEP 2011 für eine CO_2-Pipeline (Onshore) mit einer maximalen Kapazität von 20 Mt/a Kosten je nach zu transportierender Distanz angegeben. Für eine Länge von 1.500km entsprechen diese 11,27 €/t CO_2. Diese Größenordnung wird auch von Rubin et al. 2015 bestätigt.

Tabelle 12: Angenommene Parameter für CO_2-Abscheidung, Transport und Speicherung

	Wert	Einheit
Kosten CO_2-Abscheidung bei Zement- und Kalkwerken[1]	120	€/tpa CO_2
Spez. Investitionen Transportnetz - Neubau	850	1.000 €/km
Spez. Investitionen Transportnetz - Umwidmung	85	1.000 €/km
Spez. Betriebskosten Transport	5	€/t CO_2
Spez. Kosten Speicherung (Annahme: Offshore)	10	€/t CO_2
Spez. Energieverbrauch der Abscheidung	0,9	GJ/t CO_2
Wirksamkeit der Abscheidung	80	%

1: Spez. Investitionen bezogen auf die jährliche Kapazität

3 Szenario TN-Strom

3.1 Szenariodesign und Annahmen

Im Szenario TN-Strom wird bis zum Jahr 2050 mindestens eine Minderung von 95 % der THG-Emissionen des Industriesektors im Vergleich zu 1990 erreicht. Das Szenario stützt sich bei Wirtschaftsentwicklung, Energie- und Materialeffizienz sowie Fortschritt der Kreislaufwirtschaft auf die gleichen Annahmen wie die Szenarien TN-PtG/PtL und TN-H2. Deutliche Unterschiede sind bei der Energieversorgung und -nachfrage und dem dafür teilweise nötigen Prozesswechsel umgesetzt. Es wird über alle Bereiche der Energieverwendung eine Elektrifizierung geprüft und umgesetzt, ohne dabei unrealistische Annahmen hinsichtlich des technischen Fortschritts zu treffen. Wichtige Stellhebel sind in Tabelle 13 zusammengefasst. Für die Herstellung von Stahl, Ethylen (Olefine) und Ammoniak wird Wasserstoff als Rohstoff eingesetzt, da dieser für die Reduktion des Eisenerzes bzw. stofflich benötigt wird. Darüber hinaus werden Industrieöfen großflächig elektrifiziert, was häufig mit einem größeren Um-/Neubau verbunden ist. Auch die Dampferzeugung wird auf elektrische Dampfkessel umgestellt. Für den Bereich der Niedertemperaturwärme (<150 °C) ist der Energiemix vielfältiger. Hier spielen auch Wärmepumpen und der Einsatz von Fernwärme wichtige Rollen. Für eine detailliertere Darstellung der Annahmen wird auf Kapitel 2 verwiesen.

Tabelle 13: Überblick der Ausgestaltung des Szenarios TN-Strom für den Industriesektor

	Ggf. Sektor	Ausgestaltung des Szenarios TN-Strom
Ziel		Mindestens -95 % gegenüber 1990
Energie-, Materialeffizienz und Kreislauf		Ambitionierter Anstieg in allen TN-Szenarien gleich
Prozesswechsel	**Stahl**	H_2-DRI
	Ethylen / Olefine	Methanol-to-Olefins (MTO) mit Rohstoff H_2
	Ammoniak	H_2 für Synthesegas anstatt CH_4-Dampfreformierung
	Zement u. Kalk	Elektrischer Ofen
	Glas	Elektrische Schmelzwannen
Brennstoffwechsel Prozesswärme	**Öfen**	Elektrifizierung
	Dampf	Elektrische Kessel
	Niedertemperatur	Wärmepumpe, Fernwärme, el. Kessel
CCS u. CCU		CCU: Zement u. Kalk versorgen Methanol

3.2 Ergebnisse: Treibhausgasemissionen

3.2.1 Übersicht

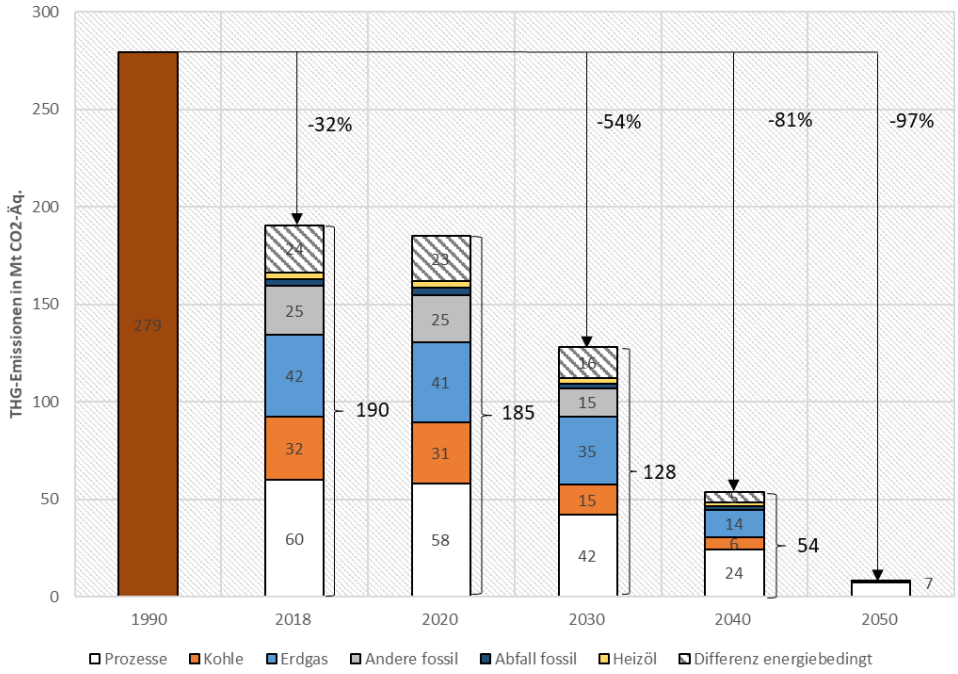
Die resultierenden Treibhausgasemissionen im Szenario TN-Strom sind nach Quellenkategorien in Abbildung 10 dargestellt. Demnach erreicht der Industriesektor eine THG-Minderung von etwa 97 % bis zum Jahr 2050 gegenüber 1990. Verbleibende THG-Emissionen von etwa 7 Mt stammen nahezu ausschließlich aus Prozessen. Wenngleich diese aufgrund von Prozesswechsel, Materialeffizienz, innovativen Zementsorten sowie dem Einsatz von CCU bis 2050 kontinuierlich sinken, verbleibt in diesen Bereichen noch ein deutlicher Sockel, der sich auf über 20 einzelne Quellenkategorien verteilt.

Bis zum Jahr 2030 wird eine Minderung von 54 % gegenüber den 279,2 Mt der Industrie im Jahr 1990 erreicht. Damit wird das Sektorziel für die Industrie im Jahr 2030 von 49 % bis 51 % Minderung erfüllt bzw. leicht übertroffen. Das neue Sektorziel des novellierten Klimaschutzgesetzes aus dem Jahr 2021 verlangt eine Minderung von mindestens 58 %, was verbleibenden Emissionen von 118 Mt CO_2-Äquivalenten im Jahr 2030 entspricht. Dieses Ziel wird im Szenario TN-Strom verfehlt.

Die Entwicklung der energiebedingten Emissionen folgt dem dargestellten Energieverbrauch. Entsprechend bleibt Erdgas vergleichsweise lange mit hohen Anteilen im System, weshalb die energiebedingten Emissionen im Jahr 2040 vorwiegend aus dem Einsatz von Erdgas stammen. Die ausgewiesene „Differenz energiebedingt" schließt die Lücke von der Energiebilanz zur Emissionsberichterstattung und skaliert linear mit der Summe der energiebedingten Emissionen (siehe Abschnitt 2.3.3).

Abbildung 10: Treibhausgasemissionen im Industriesektor im Szenario TN-Strom bis 2050

Emissionsbilanzierung entsprechend der Definition des 2030-Sektorziels der Industrie: Prozessbedingte Emissionen kalibriert auf NIR 2018; energiebedingte Emissionen kalibriert auf AGEB je Energieträger und Differenz AGEB/NIR separat ausgewiesen.



3.2.2 Prozessbedingte Emissionen

Die deutliche Reduktion der prozessbedingten Emissionen berücksichtigt eine hohe Minderung bei den größten Quellenkategorien, wie in Tabelle 14 dargestellt. Vor allem zu nennen sind hier grundlegende Prozessumstellungen in der Ammoniak-, Zement- und Stahlherstellung.

Beim Ammoniak entfallen die Emissionen der Dampfreformierung durch den Wechsel auf grünen Wasserstoff. In der Stahlherstellung werden die Emissionen aus dem Einsatz von Kohle und Koks durch den Wechsel auf Wasserstoff als Reduktionsmittel vermieden. Prozessbedingte Emissionen der Kalk- und Zementherstellung werden durch Reduktion beim Kalk- und Klinkereinsatz vermindert. Restliche Emissionen aus der Kalk- und Zementherstellung werden (zu 90 %) abgeschieden und der Nutzung in der Chemieindustrie zugeführt. N_2O-Emissionen aus der Adipin- und Salpetersäureherstellung werden über End-of-pipe-Techniken vermieden, was aufgrund vergleichsweise niedriger Vermeidungskosten bereits im Jahr 2015 zum Großteil der Fall ist. Die Umstellung auf elektrische Öfen in der Glas- und Keramikindustrie beeinflusst die prozessbedingten Emissionen kaum. Für die Verwendung von FKWs in Produkten wird unterstellt, dass diese bis 2050 vollständig vermieden werden (Öko-Institut und Fraunhofer ISI 2015).

Die im Jahr 2050 verbleibenden etwa 7 Mt CO_2-Äquivalente verteilen sich entsprechend Tabelle 14 auf etwa 20 kleinere Quellen. Weiteres Minderungspotenzial ist möglicherweise vorhanden, eine tiefergehende Analyse mehrerer dieser Einzelquellen liegt allerdings außerhalb des Rahmens dieser Studie.

Tabelle 14: Entwicklung prozessbedingter Emissionen im Szenario TN-Strom [Mt CO_2-Äquivalente]

Wert für 2018 kalibriert auf Emissionsberichterstattung des NIR

		2018	2030	2040	2050
NM-Mineralien 2A	Zementklinker (2.A.1)	13,23	9,63	4,97	0,77
	Kalk (2.A.2)	4,83	3,42	1,55	0,20
	Glas (2.A.3)	0,90	0,91	0,70	0,48
	Keramik (2.A.4a)	0,56	0,53	0,53	0,54
Chemie 2B	Ammoniak (2.B.1)	4,16	3,37	2,00	0,00
	Salpetersäure (2.B.2)	0,38	0,14	0,00	0,00
	Adipinsäure (2.B.3)	0,00	0,00	0,00	0,00
	Carbid (2.B.5)	0,01	0,01	0,01	0,01
	Soda ash (2.B.7)	0,45	0,44	0,42	0,41
	Petrochemie und Ruß (2.B.8)	1,35	1,30	1,24	1,18
	Fluorchemikalien (2.B.9)	0,00	0,00	0,00	0,00
Metalle 2C	Stahl (Teil von 2.C.1)	17,87	13,92	7,72	0,00
	EAF (Teil von 2.C.1)	0,09	0,12	0,15	0,17
	Integrierte Kalkproduktion (Teil von 2.C.1)	2,18	1,32	0,49	0,00
	Eisenlegierungen (2.C.2)	0,01	0,01	0,01	0,01
	Aluminium (2.C.3)	0,85	0,71	0,57	0,42
	Magnesium (2.C.4)	0,02	0,02	0,02	0,02
	Blei (2.C.5)	0,07	0,07	0,07	0,07
	Zink (2.C.6)	0,31	0,29	0,28	0,27
Produktverwendung und Elektronik 2D-H	Schmierstoffe (2.D.1)	0,21	0,21	0,21	0,21
	Paraffinwachs (2.D.2)	0,45	0,45	0,45	0,45
	Lösungsmittel NMVOC (2.D.3)	1,37	1,37	1,37	1,37
	Bitumen	0,00	0,00	0,00	0,00
	Asphalt	0,00	0,00	0,00	0,00
	FKWs (2.F)	10,08	3,02	0,90	0,00
	Elektronik (2.E.1)	0,21	0,21	0,21	0,21
	Andere Produktverwendung (2.G)	0,48	0,48	0,48	0,48
	Andere (2.H)	0,13	0,13	0,13	0,13
Summe		**60,20**	**42,10**	**24,49**	**7,38**

Quelle: FORECAST/Fraunhofer ISI

3.2.3 CCU: CO_2 wird zum Rohstoff in der chemischen Industrie

Die industrielle Nutzung von CO_2 als Rohstoff für die Herstellung von Produkten ist ein viel beachtetes Thema im Kontext der CO_2-neutralen Industrie. Die langfristige Bindung von CO_2 in Produkten stellt eine mögliche Alternative zur unterirdischen CO_2-Speicherung dar. Gleichzeitig ist für die Bewertung der CO_2-Neutralität eine saubere CO_2-Bilanz entscheidend, bei der auch die Produktlebensdauer und die Entsorgung der Produkte einbezogen werden muss. Im Folgenden wird die im Szenario berücksichtigte Nutzung von abgeschiedenem CO_2 fossilen Ursprungs für die Herstellung von Olefinen beschrieben.

Die Vermeidung von Emissionen durch die konventionelle Herstellung von Methanol und Olefinen (z. B. Ethylen) kann durch Umstellung auf alternative Prozessrouten und Nutzung grünen Wasserstoffs erfolgen. Hierdurch werden bei der Herstellung der genannten Produkte nicht nur Emissionen vermieden, sondern CO_2-Emissionen aus anderen Branchen können in großem Maßstab chemisch gebunden und CO_2 als Rohstoff genutzt werden.

Die Steamcracker der Olefinproduktion werden dabei durch die Methanol-to-Olefins-Route ersetzt (siehe Abschnitt 2.4.5). Für die Herstellung des benötigten Methanols ist zusätzlich zu Wasserstoff auch CO_2 erforderlich. Als mögliche CO_2-Quellen bieten sich neben Luftabscheidung und Biomasse die Emissionen aus Prozessen an, deren Dekarbonisierung aufgrund prozessbedingter Emissionen nicht oder nur schwer möglich ist. Hierzu zählen vor allem prozessbedingte Emissionen aus Zement- und Kalköfen. Für den CO_2-Transport von den jeweiligen Standorten der Quellen (Zement und Kalkwerke) zu den Standorten der Senken (Chemie/Raffinerien) ist eine Konzeption unter Berücksichtigung der notwendigen und damit bereitzustellenden Menge durchzuführen. Nach aktuellem Stand ist zu erwarten, dass die Kosten einer CO_2-freien Methanolroute niedriger sind, wenn diese abgeschiedenes CO_2 aus Industrieprozessen nutzt, als wenn die Technologie der Luftabscheidung eingesetzt würde. Dies liegt im Wesentlichen darin begründet, dass die CO_2-Kozentration in Abgasströmen um Größenordnungen über der in der Luft liegt. Allerdings könnte sich das Ergebnis des Kostenvergleichs bei einer sehr dynamischen Kostendegression der Luftabscheidungstechniken zukünftig noch wandeln (Fasihi et al. 2019).

Um den entsprechenden Bedarf der Senken zu decken, wurde mittels einer Standortanalyse eine mögliche Lösungsoption identifiziert. Diese berücksichtigt die Entfernung, potenziell verfügbare CO_2-Mengen sowie eine sinnvolle Transportlogistik. Aus den Zement- und Kalkwerken sind im Jahr 2050 in Summe über alle Standorte etwa 10 Mt CO_2 im Szenario TN-Strom aus Emissionen verfügbar. Um den Bedarf von etwa 23 Mt CO_2 für die Methanolherstellung decken zu können, ist zusätzlicher Bedarf an weiteren CO_2-Quellen nötig. Eine sinnvoll erscheinende Möglichkeit ist dabei die CO_2-Abscheidung an Müllverbrennungsanlagen, da hier mit insgesamt 17 Mt CO_2 (Im Jahr 2050) eine ausreichende Menge verfügbar ist. Gleichzeitig erlaubt die Abscheidung an Müllverbrennungsanlagen das Schließen des CO_2-Kreislaufs, was Bedingung für die CO_2-Neutralität ist, wenn die Entsorgung und Lebensdauer von Produkten berücksichtigt wird. Das generelle Konzept ist in Abbildung 11 und Abbildung 12 veranschaulicht.

Abbildung 11: Schematische Darstellung des CO_2-Kreislaufs im Jahr 2050 im Szenario TN-Strom

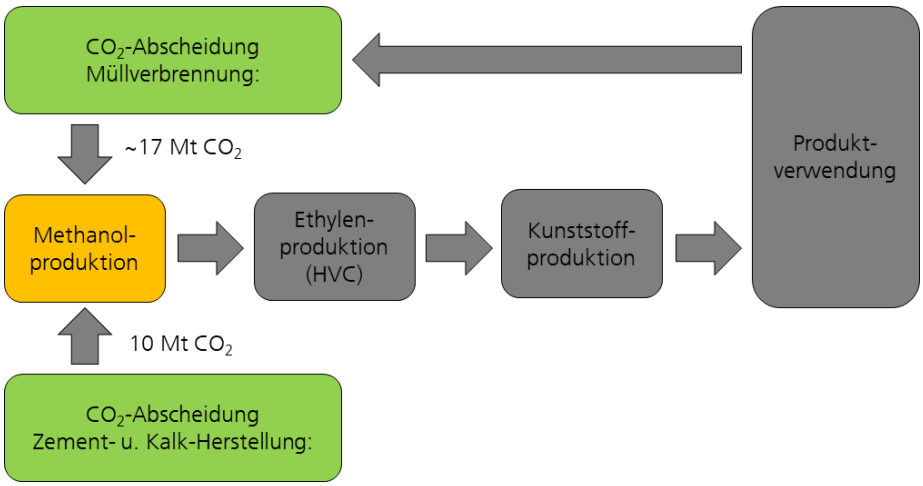
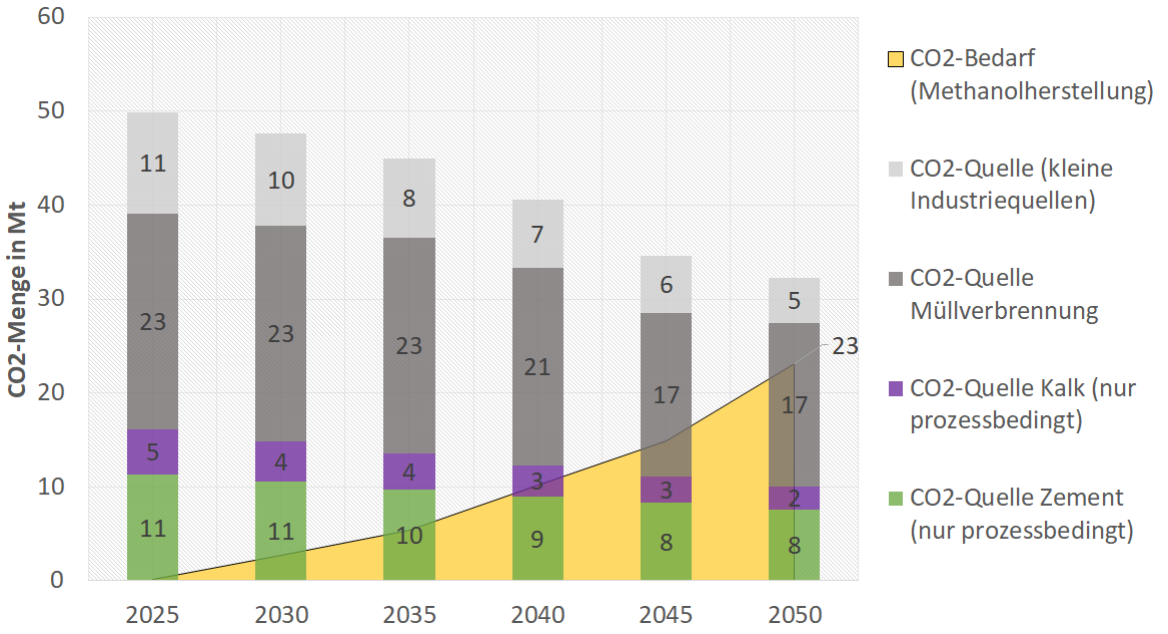


Abbildung 12: Entwicklung des CO_2-Bedarfs für die Methanolherstellung sowie verfügbares CO_2 aus ausgewählten Quellen im Szenario TN-Strom



Eine mögliche Variante für ein CO_2-Pipeline-Netz auf Basis dieser Analyse ist in Abbildung 13 dargestellt. Die Karte zeigt deutschlandweit alle Standorte, an denen Zementwerke (32 Standorte), Kalkwerke (52 Standorte) und Müllverbrennungsanlagen (55 Standorte) sowie Raffinerie-/Chemiestandorte (Senken) nach aktuellem Stand (Jahr 2020) existieren. Für die Schätzung der im Jahr 2050 verfügbaren CO_2-Ströme sowie des CO_2-Bedarfs für die Methanolherstellung (23 Mt CO_2) wurde wie folgt vorgegangen. Die verbleibenden CO_2-Emissionen der Zement- und Kalkherstellung im Jahr 2050 wurden entsprechend der heutigen Kapazitäten der einzelnen Standorte anteilig verteilt. Dafür wurde angenommen, dass alle heutigen Standorte weiter betrieben werden und es keine Standortschließungen oder Neugründungen gibt. Für den Bedarf von 23 Mt zur Methanolherstellung wurde angenommen, dass dieser an den heutigen 14 Standorten der Steamcracker und Methanolproduktionen in Chemieparks und Raffinerien stattfinden wird. Auch hier wurde die gesamte Produktionsmenge im Jahr 2050 entsprechend der heutigen Kapazitäten auf die einzelnen Standorte verteilt. Diese Aufteilung auf einzelne Standorte ist nicht als Projektion oder tatsächlich erwartete Entwicklung zu sehen und unterliegt hohen Unsicherheiten. Es können sich andere Standortkonstellationen ergeben. Es geht mit dieser

Analyse also nicht darum, Aussagen über einzelne Standorte zu machen, sondern lediglich den regionalen Charakter einer notwendigen CO_2-Infrastruktur darzustellen und in die Schätzung der Systemkosten einfließen zu lassen.

Abbildung 13: Mögliches CO_2-Netz im Jahr 2050 inkl. Quellen und Senken sowie heutiges Gastransportnetz

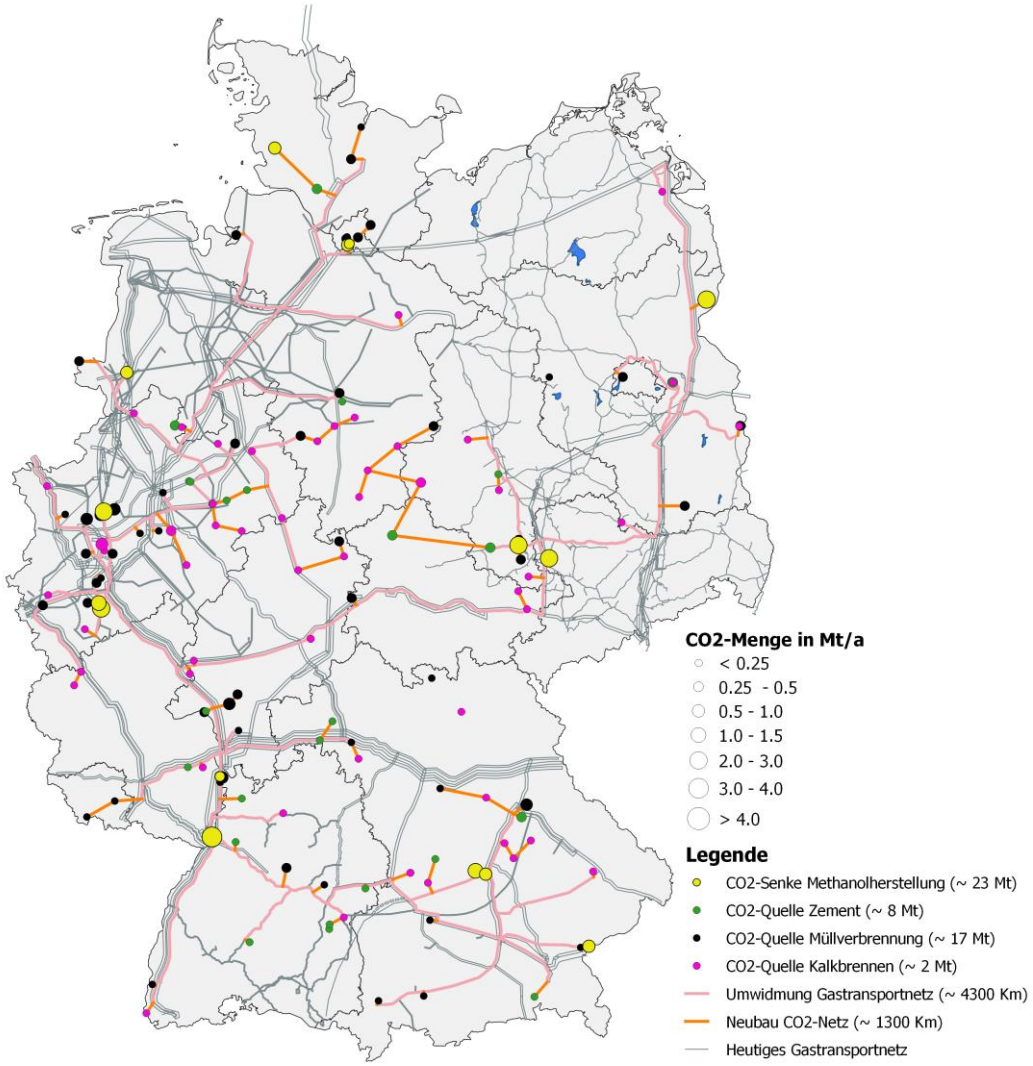


Tabelle 15 stellt die Mengenabschätzungen für einen CO_2-Transport von den Quellen zu den Senken dar. Es zeigt sich, dass im untersuchten Szenario die aus Klinker- und Kalkproduktion verbleibenden CO_2-Mengen nicht ausreichen, um allein den stofflichen Kohlenstoffbedarf der Methanolherstellung zu decken. Etwa zwei Drittel dieses Bedarfs wird daher aus Müllverbrennungsanlagen gedeckt. Dies ist sinnvoll, um den Kohlenstoffkreislauf der Kunststoffprodukte zu schließen[31]. Grundsätzlich kommen nicht berücksichtigte Standorte der Klinker- und Kalkproduktion oder weitere Quellen prozessbedingter Emissionen der Mineralienverarbeitung zur Deckung des Kohlenstoffbedarfs der Chemieindustrie in Frage. Diese stellen allerdings vergleichsweise kleine und verteilte Quellen dar, was den Betrieb von Abscheideanlagen und den Aufbau einer Pipeline-basierten Infrastruktur wirtschaftlich unattraktiver macht.

[31] Ein erhöhter Anteil stofflicher und möglicher chemischer Recyclingverfahren verringert den CCU-Bedarf an Müllverbrennungsanlagen entsprechend.

Für die überschlägige Schätzung der Gesamtlänge des Leitungsnetzes wurden entsprechend der Karte in Abbildung 13 für den Neubau von Leitungen die direkten Verbindungen zwischen Standorten gewählt. Eine mögliche Umwidmung des bestehenden Erdgas-Transportnetzes wurde auch berücksichtigt. In diesem Fall folgt der Trassenverlauf dem bestehenden Erdgasnetz. Auf Grundlage dieser Annahmen ergibt sich eine Umwidmung von etwa 4.300 km und ein Neubau von etwa 1.300 km Leitungen. Um eine höhere Aussagekraft über eine realistische Netzlänge zu erhalten, müsste eine detaillierte Netzplanung durchgeführt werden.

Auf Grundlage dieser Annahmen ergeben sich Kosten in der Größenordnung von 9 Mrd. €, kumuliert bis zum Jahr 2050. Hiervon entfällt der größere Teil mit etwa 6,5 Mrd. € auf die CO_2-Abscheidung und der eher kleinere Teil mit 2,5 Mrd. auf den CO_2-Transport. Kosten für die CO_2-Nutzung werden bei der Umstellung der Chemieprozesse auf die H_2-basierte Methanolherstellung bzw. das Verfahren Methanol-to-Olefins berücksichtigt.

Tabelle 15: Kosten- und Mengenabschätzungen für CO_2-Abscheidung und Transport im Szenario TN-Strom

	Einheit	Wert 2050
CO_2-Bedarf für die Methanolherstellung	Mt CO_2/a	23
CO_2-Abscheidung aus Zement- und Kalkwerken (prozessbedingt)	Mt CO_2/a	7
CO_2-Abscheidung aus Müllverbrennungsanlagen	Mt CO_2/a	17
Pipeline Länge Umwidmung	km	4.300
Pipeline Länge Neubau	km	1.300
Kosten Abscheidung kumuliert bis 2050 (ohne Diskontierung)	Mrd. €	6,5
Kosten Transport kumuliert bis 2050 (ohne Diskontierung)	Mrd. €	2,5
Kosten Summe kumuliert bis 2050 (ohne Diskontierung)	Mrd. €	9,0

3.3 Ergebnisse: Energienachfrage

3.3.1 Übersicht

Der resultierende Energieverbrauch im Szenario TN-Strom ist in Abbildung 14 dargestellt. Von den insgesamt 862 TWh im Jahr 2015 entfallen 715 TWh auf die energetische Nutzung als Endenergieverbrauch sowie weitere 147 TWh auf die stoffliche Nutzung von Energieträgern als Rohstoff für die Herstellung von Ammoniak sowie Olefinen/Kunststoffprodukten.

In Summe zeigt sich ein kontinuierlicher Rückgang des Endenergieverbrauchs, der sich zwischen 2015 und 2050 auf 24 % beläuft. Dieser Rückgang ist besonders durch ambitionierte Fortschritte bei Energie- und Materialeffizienz sowie Kreislaufwirtschaft zu erklären. Hinzu kommt, dass die Elektrifizierung von Prozessen häufig mit (Endenergie-)Effizienzgewinnen einhergeht. Zuletzt spielt auch die Systemgrenze bei der Wasserstoffherstellung eine Rolle: Der heutige Bedarf an Wasserstoff, z. B. für die Ammoniakherstellung wird über das Verfahren der Dampfreformierung aus Erdgas bereitgestellt. Im Szenario TN-Strom wird stattdessen direkt grüner Wasserstoff eingesetzt,

wodurch ein Umwandlungsschritt am Standort der Ammoniakherstellung entfällt. Die Erzeugung des (grünen) Wasserstoffs wird im Modellsystem im Umwandlungssektor verbucht und nicht, wie im Falle der Dampfreformierung, im Industriesektor. Somit erhöht sich durch diese Umstellung in der Bilanzierung die „Effizienz" im Industriesektor.

Größere Verschiebungen zeigen sich bei der Bedeutung einzelner Energieträger. 2015 entfallen mit 558 TWh noch gut zwei Drittel des Energieverbrauchs auf fossile Energien. Ein starker Anstieg der Sekundärenergieträger Strom und Wasserstoff verdrängt bis zum Jahr 2050 den Einsatz fossiler Energieträger wie Erdgas, Naphtha, Kohle und andere vollständig. Es ergibt sich nahezu eine Verdopplung des Stromverbrauchs auf 404 TWh im Jahr 2050. Damit ist Strom mit 62 % am gesamten Energieverbrauch im Jahr 2050 der wichtigste Energieträger. Dieser Anstieg ist besonders durch die Elektrifizierung der Prozesswärme über alle Industriebranchen hinweg bedingt. Sowohl bei Hochtemperaturprozessen in Öfen, wie im niedrigeren Temperaturbereich über den Einsatz von elektrischen Dampfkesseln oder sogar Wärmepumpen[32]. Ein großer Sockel beim Stromverbrauch wird für die Bereitstellung mechanischer Energie, Licht und heute bereits elektrifizierter Prozesse eingesetzt (~200 TWh). Aufgrund von Effizienzsteigerungen bei Querschnittstechniken sinkt dieser Verbrauch leicht. Daneben ist ein starker Anstieg des Wasserstoffbedarfs auf 156 TWh im Jahr 2050 zu verzeichnen. Dieser wird dort eingesetzt, wo eine direkte Elektrifizierung nicht möglich ist (z. B. weil der Energieträger stofflich für die Herstellung von Olefinen genutzt wird) oder weil elektrische Verfahren technisch noch weniger weit entwickelt sind (Stahlherstellung).

Neben Strom und Wasserstoff spielen im Jahr 2050 auch Fernwärme (46 TWh) und Umgebungswärme (43 TWh) eine gewisse Rolle in der Energieversorgung. Die Umgebungswärme ergibt sich aus dem großflächigen Einsatz von Hochtemperaturwärmepumpen, welche bis zu einem Temperaturniveau von 150 °C eine Rolle spielen und damit in der Nahrungsmittel-, Chemie- und Papierindustrie eine wichtige Rolle für die Bereitstellung von Prozesswärme spielen. Auf den Einsatz von Biomasse wird bis 2050 entsprechend der Szenariodefinition nahezu komplett verzichtet, um diesen knappen Rohstoff für die Versorgung anderer Sektoren (z. B. Verkehr) verfügbar zu machen.

[32] Wie schnell sich die Transformation der Prozesswärme vom heute dominanten Erdgas zu CO_2-neutralen Energieträgern vollzieht, hängt von vielfältigen Faktoren ab. Technisch existieren für breite Anwendungen (Dampferzeugung, in geringerem Umfang Industrieöfen) Optionen zur vollständigen Elektrifizierung. In allen Szenarien wird davon ausgegangen, dass die bestehende Wirtschaftlichkeitslücke zu Erdgas geschlossen wird. Für den Anlagenaustausch sind dann zwei grundsätzliche Strategien denkbar:

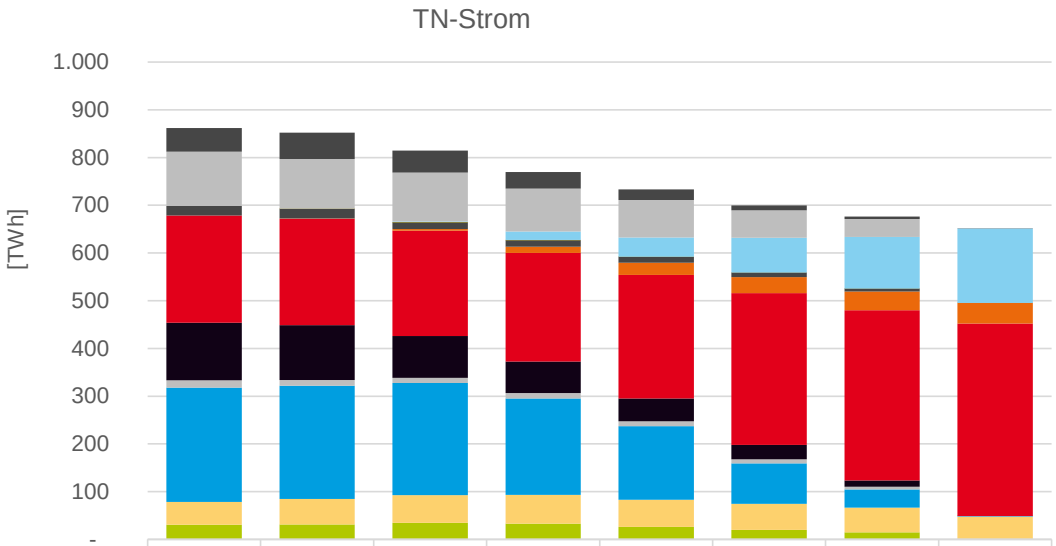
1. Ab sofort (Start der Modellierung) keine fossilen Anlagen mehr zu bauen. Dann können bis 2050 Bestandsanlagen in ihrem natürlichen Rhythmus ausgetauscht werden. Diese Strategie benötigt früh und günstig vorhandene CO_2-neutrale Energieträger, was nur für die direkte Elektrifizierung möglich scheint.

2. Neubau fossiler Anlagen übergangsweise (hier: bis 2030) grundsätzlich zulassen. Diese Anlagen müssen dann aber spätestens 2050 vorzeitig (also vor dem Erreichen ihrer technischen Lebensdauer) ausgetauscht werden. Durch diese Strategie wird der Bedarf an THG-neutralen Energieträgern gestreckt. Auch ist der Kapitalverlust durch vorgezogenen Austausch gering im Vergleich zu den Betriebskosten der Anlagen.

Beide Strategien sind möglich und sie können ineinander übergehen. Eine sinnvolle Ergänzung beider Strategien ist die Installation hybrider Anlagen (Erdgas/elektrisch), um die technologische Transformation bzw. den Bestandsumbau bereits zu beginnen, ohne einen stark ansteigenden Strombedarf zu erzeugen. Dem EE-Angebot folgend kann der Übergang zur vollständigen Elektrifizierung losgelöst vom Anlagenbestand geschehen.

Abbildung 14: Energieverbrauch im Industriesektor im Szenario TN-Strom

Dargestellt ist die Summe aus Endenergieeinsatz nach AGEB sowie stofflichem Energieträgereinsatz für Ammoniak und Methanol/Olefine-Herstellung



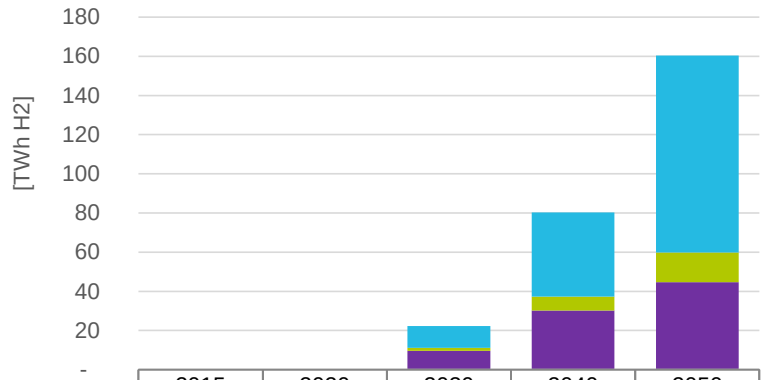
	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
PtG	-	-	-	-	-	-	-	-
Andere fossile	50	55	46	35	23	10	5	0
Naphtha	114	104	102	90	78	57	37	-
Wasserstoff	-	-	1	18	40	73	108	156
Übrige, erneuerbar	-	0	0	0	0	0	0	0
Solarenergie	-	0	0	0	0	-	-	-
Müll nicht erneuerbar	19	21	15	14	12	10	6	0
Umgebungswärme	-	0	3	13	26	34	40	43
Strom	225	223	220	228	259	318	357	404
Kohle	120	115	88	66	48	30	13	0
Heizöl	15	12	11	11	10	8	5	0
Erdgas	240	237	235	202	154	85	38	1
Fernwärme	48	53	58	61	57	54	52	46
Biomasse	30	31	34	33	26	20	15	1

Die Nachfrage nach Wasserstoff entsteht in drei Bereichen: der Herstellung von Methanol (vorwiegend als Zwischenprodukt für die Olefineproduktion), Ammoniak und Stahl (siehe Abbildung 15). Die Nachfrage beginnt im Zeitraum 2025 bis 2030 und steigt bis zum Jahr 2050 auf insgesamt 156 TWh[33]. Im Jahr 2050 ist der gesamte Anlagenbestand dieser Produkte auf wasserstoffbasierte Verfahren umgestellt.

[33] Angaben in Abbildung 15auf Prozessebene sind unkalibriert (161 TWh). Die Kalibrierung auf die Energiebilanz (Abbildung 14) sorgt für eine Verschiebung auf 156 TWh.

Abbildung 15: Nachfrage nach (grünem) Wasserstoff nach Anwendungen im Szenario TN-Strom

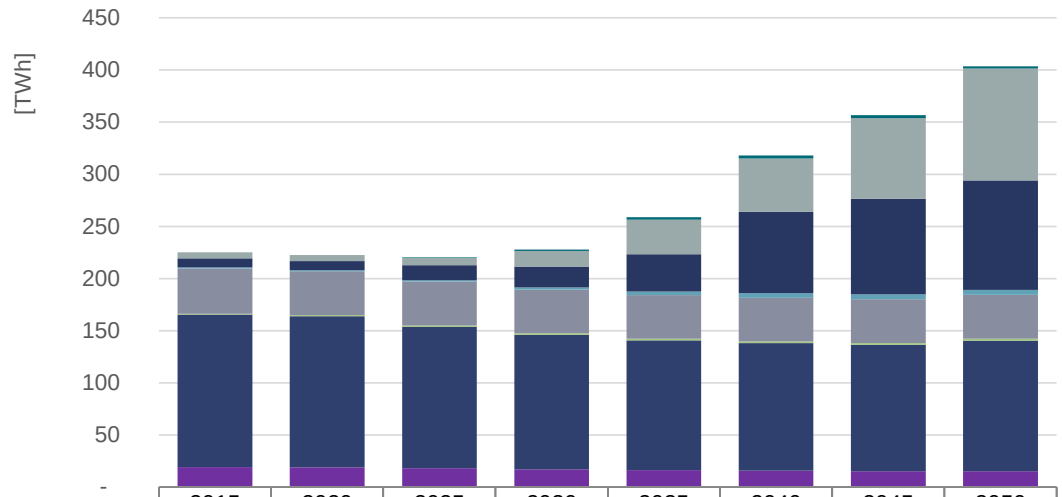
Unkalibrierte Bottom-up-Ergebnisse, daher leichte Abweichungen zur gesamten Endenergiebilanz



TN-Strom	2015	2020	2030	2040	2050
Methanol (->HVCs)	-	-	11	43	101
Ammoniak	-	-	2	7	15
DRI-Stahl	-	-	10	30	45
Prozesswärme	-	-	-	-	-

Die Entwicklung der Stromnachfrage ist aufgeteilt nach ihren Anwendungen in Abbildung 16 dargestellt. Es wird deutlich, dass besonders nach 2030 ein schneller Anstieg zu verzeichnen ist, während sich bis 2030 Energieeffizienz auf der einen Seite und eine zunehmende Elektrifizierung auf der anderen Seite in etwa die Waage gehalten haben. Während nach 2030 weiterhin ein leichter Rückgang bei den klassischen Stromverbrauchern zu verzeichnen ist (vor allem Elektromotor-Anwendungen), so wird dieser durch die beschleunigte Elektrifizierung der Prozesswärme deutlich überkompensiert, was bis zum Jahr 2050 in einer nahezu verdoppelten Stromnachfrage resultiert. Der Zuwachs entfällt mit gut 100 TWh in etwa zu gleichen Teilen auf die Dampferzeugung und die Industrieöfen. Die Entwicklung in der Prozesswärmeerzeugung ist in Abschnitt 3.3.3 näher beschrieben.

Abbildung 16: Entwicklung der Stromnachfrage im Szenario TN-Strom nach Anwendungen



	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
CCS	-	-	0	1	2	3	3	2
Dampf und Warmwasser	6	6	7	15	33	51	77	107
Industrieöfen	9	9	15	20	36	78	91	105
Raumwärme	1	1	1	2	3	4	5	5
Andere Anwendungen	43	42	42	42	42	42	42	42
Raumkühlung	1	1	1	1	2	2	2	2
Motoren u. Beleuchtung	146	145	136	129	124	122	121	125
Prozesskälte	19	19	18	17	16	16	15	15

3.3.2 Stofflicher Einsatz von Energieträgern

Neben dem energetischen Verbrauch fossiler Energieträger spielt auch deren stoffliche Nutzung eine wichtige Rolle in der Energie- und CO_2-Bilanz des Industriesektors und stellt damit eine große Herausforderung für die Transformation zu einer CO_2-neutralen Industrie dar. Abbildung 17 zeigt die Entwicklung der stofflichen Nachfrage nach Energieträgern für ausgewählte Prozesse (Ammoniak, Methanol, Ethylen/Olefine).[34] Für diese Prozesse lag die Nachfrage im Jahr 2015 bei etwa 140 TWh, wovon gut 114 TWh auf Naphtha für die Herstellung von Olefinen entfallen sind. Bis zum Jahr 2050 wird der gesamte betrachtete stoffliche Bedarf an Energieträgern auf Wasserstoff umgestellt. Unter Berücksichtigung von einer effizienteren Materialverwendung und der Tatsache, dass die Wasserstofferzeugung im Falle der Elektrolyse außerhalb der Systemgrenze des Industriesektors liegt, sinkt über den gesamten Zeitraum der stoffliche Energieträgerbedarf. Somit werden im Jahr 2050 116 TWh Wasserstoff für die Herstellung von Ammoniak, Ethylen/Olefinen sowie Methanol stofflich verwendet. Diese Umstellung der Rohstoffbasis beginnt um das Jahr 2030 und ist im Falle der Produktion von Ethylen bzw. Olefinen mit einem grundlegenden Umbau der Produktionsrouten verbunden.

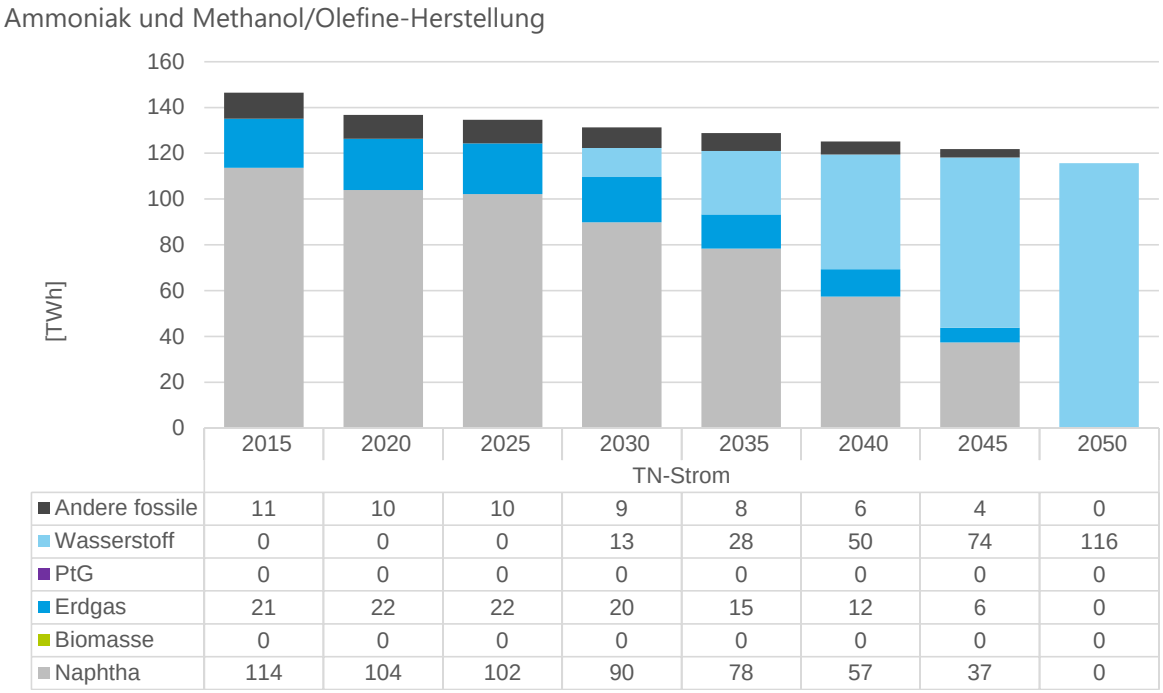
Die heutige Produktion von Ethylen über Steamcracker, welche Naphtha in kurzkettige Kohlenwasserstoffe aufspalten, wird durch die Methanol-to-Olefins-Route ersetzt, in welcher Methanol als Ausgangsstoff für die Herstellung von Ethylen/Olefinen dient. Dies verlangt eine Vervielfachung der

[34] Die Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) weist für 2015 einen nichtenergetischen (stofflichen) Bedarf von 267 TWh aus, davon 124 TWh Naphtha und 31 TWh Erdgas. In den hier untersuchten Szenarien sind ausgewählte, für die Transformation zentrale industrielle Prozesse berücksichtigt. Mit diesen Prozessen werden 92 % der Naphthanutzung, 77 % der Erdgasnutzung und 10 % der Nutzung anderer Fossiler abgedeckt.

Methanol-Produktionskapazitäten (etwa Faktor 15 bis 2050 gegenüber heute). Für die Herstellung des benötigten Methanols ist zusätzlich zum stofflichen Einsatz von Wasserstoff auch CO_2 erforderlich (Siehe Abschnitt 3.2.3) Bei der Herstellung von Ammoniak ist der Umstellungsaufwand geringer. Es wird weiterhin das heute eingesetzte Haber-Bosch-Verfahren genutzt. Lediglich der Wasserstoff für das eingesetzte Synthesegas wird im CO_2-neutralen Verfahren auf grünen Wasserstoff umgestellt. Dadurch entfällt die heute eingesetzte Dampfreformierung zur Herstellung von Wasserstoff aus Erdgas. [35]

Darüber hinaus ist zu beachten, dass die hier betrachteten Produkte zwar den höchsten Rohstoffbedarf aufweisen, es aber eine große Zahl an weiteren Produkten gibt, welche heute unter stofflichem Einsatz fossiler Energieträger hergestellt werden.

Abbildung 17: Stofflicher Einsatz von Energieträgern im Szenario TN-Strom



	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Andere fossile	11	10	10	9	8	6	4	0
Wasserstoff	0	0	0	13	28	50	74	116
PtG	0	0	0	0	0	0	0	0
Erdgas	21	22	22	20	15	12	6	0
Biomasse	0	0	0	0	0	0	0	0
Naphtha	114	104	102	90	78	57	37	0

3.3.3 Energieträgerwechsel Prozesswärme

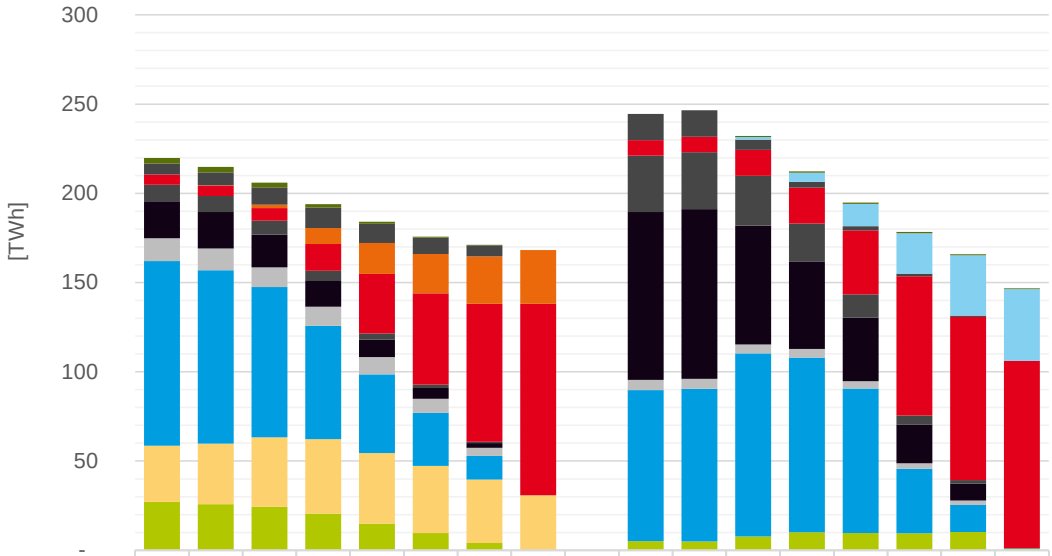
Die Bereitstellung von Prozesswärme machte im Jahr 2015 mit 460 TWh nahezu die Hälfte des gesamten Energieverbrauchs der Industrie aus. Die Erzeugung von Prozesswärme kann grob in die beiden Kategorien „Industrieöfen“ und „Erzeugung von Dampf und Warmwasser“ unterschieden werden. Industrieöfen sind sehr spezifische, in den jeweiligen Produktionsprozess integrierte Anlagen, welche in den meisten Fällen Wärme auf sehr hohem Temperaturniveau von häufig über 1.000 °C bereitstellen (Stahl, Zement, Keramik, Glas). Die Dampferzeugung ist (durch ihre räumliche Trennung) unabhängiger vom jeweiligen Produktionsprozess und Temperaturen liegen meistens unter 300 °C. Entsprechend unterscheiden sich auch die Möglichkeiten erneuerbare Energien zu nutzen.

Abbildung 18 zeigt die Entwicklung des Energieverbrauchs für die Prozesswärme nach diesen beiden Kategorien. Sowohl bei der Dampferzeugung als auch in den Industrieöfen wird Strom mit

[35] Zu beachten ist, dass die Ammoniakherstellung eng mit der Herstellung von Harnstoff verbunden ist, welche Nebenprodukte wie das anfallende CO_2 aus der Dampfreformierung nutzt. Auch hierfür ist bei einer Umstellung auf grünen Wasserstoff eine neue CO_2-Quelle zu finden.

jeweils über 100 TWh im Jahr 2050 der dominante Energieträger. Ausnahmen sind der Wasserstoffbedarf für die Direktreduktion von Eisenerz in der Stahlindustrie sowie der Einsatz von Fernwärme und Umgebungswärme. Umgebungswärme spiegelt den großflächigen Einsatz von (Hochtemperatur-)Wärmepumpen in der Nahrungsmittel-, Chemie- und Papierindustrie wider. Hier werden Wärmepumpen bis zu einem Temperaturniveau von 150 °C eingesetzt. Darüber hinaus zeigen die beiden Bereiche eine ähnliche Entwicklung. Bereits bis 2030 hat sich die Bedeutung von Strom für die Prozesswärmebereitstellung auf 45 TWh verdreifacht – allerdings von einem niedrigen Niveau in 2015. Erdgas ist im Jahr 2030 noch der bedeutendste Energieträger, während der Einsatz von Kohle bereits deutlich niedriger liegt als noch im Jahr2015.

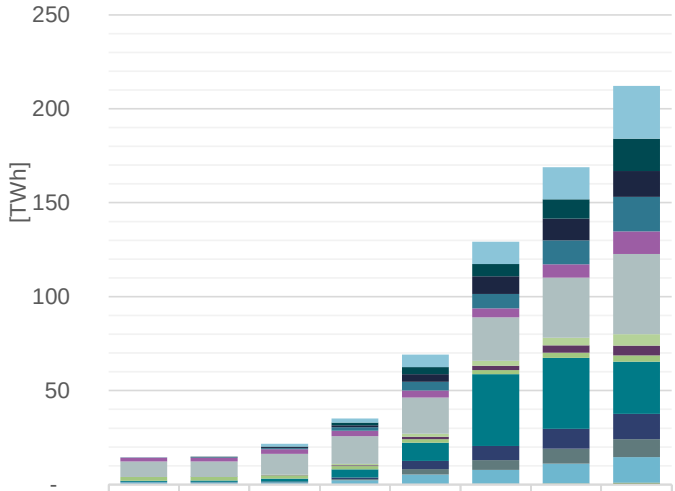
Abbildung 18: Einsatz von Energieträgern für die Bereitstellung von Prozesswärme im Szenario TN-Strom



	Dampf und Warmwasser								Industrieöfen							
	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
PtG	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Übrige, erneuerbar	3	3	3	2	1	1	0	-	-	-	1	1	1	1	1	0
Wasserstoff	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	5	12	23	34	40
Müll nicht erneuerbar	6	7	10	11	11	9	6	-	15	15	6	3	2	1	1	0
Umgebungswärme	-	0	2	9	17	22	27	30	-	-	-	-	-	-	-	-
Strom	6	6	7	15	33	51	77	107	9	9	15	20	36	78	91	105
Andere fossile	9	9	8	6	4	2	1	-	32	32	28	21	13	5	2	0
Kohle	21	20	18	14	10	6	3	-	94	95	67	49	36	22	10	0
Heizöl	13	12	11	11	10	8	5	-	6	6	5	5	4	3	2	0
Erdgas	103	97	84	64	44	30	13	-	85	85	103	98	81	36	15	0
Fernwärme	31	34	39	42	39	38	36	31	-	-	-	-	-	-	-	-
Biomasse	27	26	24	20	15	10	4	-	5	5	8	10	10	9	10	1

Die Elektrifizierung der Prozesswärme findet in großem Umfang in allen Branchen statt. Abbildung 19 zeigt die Entwicklung des Stromverbrauchs in der Prozesswärmebereitstellung nach Branchen. Langfristig fallen besonders die Metallerzeugung, die Verarbeitung von Steinen und Erden (Zement und Kalk) sowie die Grundstoffchemie ins Gewicht. In der Metallerzeugung ist die Umstellung auf die Sekundärroute und den Elektrolichtbogenofen (EAF) ein wichtiger Grund für die Zunahme des Stromverbrauchs. Die Sekundärroute wird bereits umfangreich (~30 % der Rohstahlproduktion) eingesetzt, weshalb die Metallerzeugung eine relevante Stromnachfrage aufweist. Im Jahr 2050 werden mit insgesamt 212 TWh Strom dennoch deutlich größere Mengen für die Bereitstellung von Prozesswärme eingesetzt.

Abbildung 19: Stromverbrauch für die Bereitstellung von Prozesswärme im Szenario TN-Strom nach Industriesektoren



TN-Strom	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Verarbeitung v. Steine u. Erden	-	0	1	2	7	12	17	28
Sonstige Wirtschaftszweige	-	0	0	1	4	6	10	17
Sonstige chemische Industrie	-	0	1	1	4	9	12	14
Papiergewerbe	0	0	1	2	5	8	13	18
NE-Metalle, -gießereien	2	2	3	3	4	5	7	12
Metallerzeugung	8	8	11	15	19	23	32	43
Metallbearbeitung	-	0	0	1	2	3	4	6
Maschinenbau	-	0	0	1	1	2	4	5
Gummi- u. Kunststoffwaren	2	2	2	2	2	2	3	3
Grundstoffchemie	0	1	2	4	10	38	38	28
Glas u. Keramik	0	0	0	1	4	7	11	13
Fahrzeugbau	-	0	0	1	3	5	8	10
Ernährung und Tabak	1	1	1	2	5	7	11	13
Gewinnung Steinen und Erden	-	0	0	0	0	0	1	1

3.3.4 Energieeffizienz

Tabelle 16 zeigt die Energieintensität der untersuchten Branchen bezogen auf die jeweilige Bruttowertschöpfung gemessen in GJ Endenergie je Euro Wertschöpfung. Dieser Indikator wird häufig verwendet, um den Energieeffizienzfortschritt des Industriesektors zu messen. Demnach sinkt die Energieintensität im Szenario *TN-Strom* von 2020 bis 2050 gemessen für die gesamte Industrie um etwa 40 % von 1,32 auf 0,78 GJ/€. In anderen Worten: Je erwirtschaftetem Euro benötigt die Industrie im Jahr 2050 40 % weniger Energie als im Jahr 2020. Der jährliche Fortschritt der Energieintensität beträgt in diesem Zeitraum im Mittel 1,7 %.

Es ist darauf hinzuweisen, dass dieser Indikator nicht bloß einen technischen Effizienzfortschritt im engeren Sinne zeigt, sondern auch strukturelle Verschiebungen zwischen den Branchen sowie innerhalb der Branchen zwischen Prozessen (z. B. Verschiebung von Oxygenstahl zu Elektrostahl oder Primäraluminium zu Sekundäraluminium) und Produkten (unterschiedlich starkes Produktionswachstum der unterschiedlichen Produkte).

Tabelle 16: Energieintensität der untersuchten Branchen bezogen auf die Bruttowertschöpfung der Branche im Szenario TN-Strom [GJ/Euro2015]

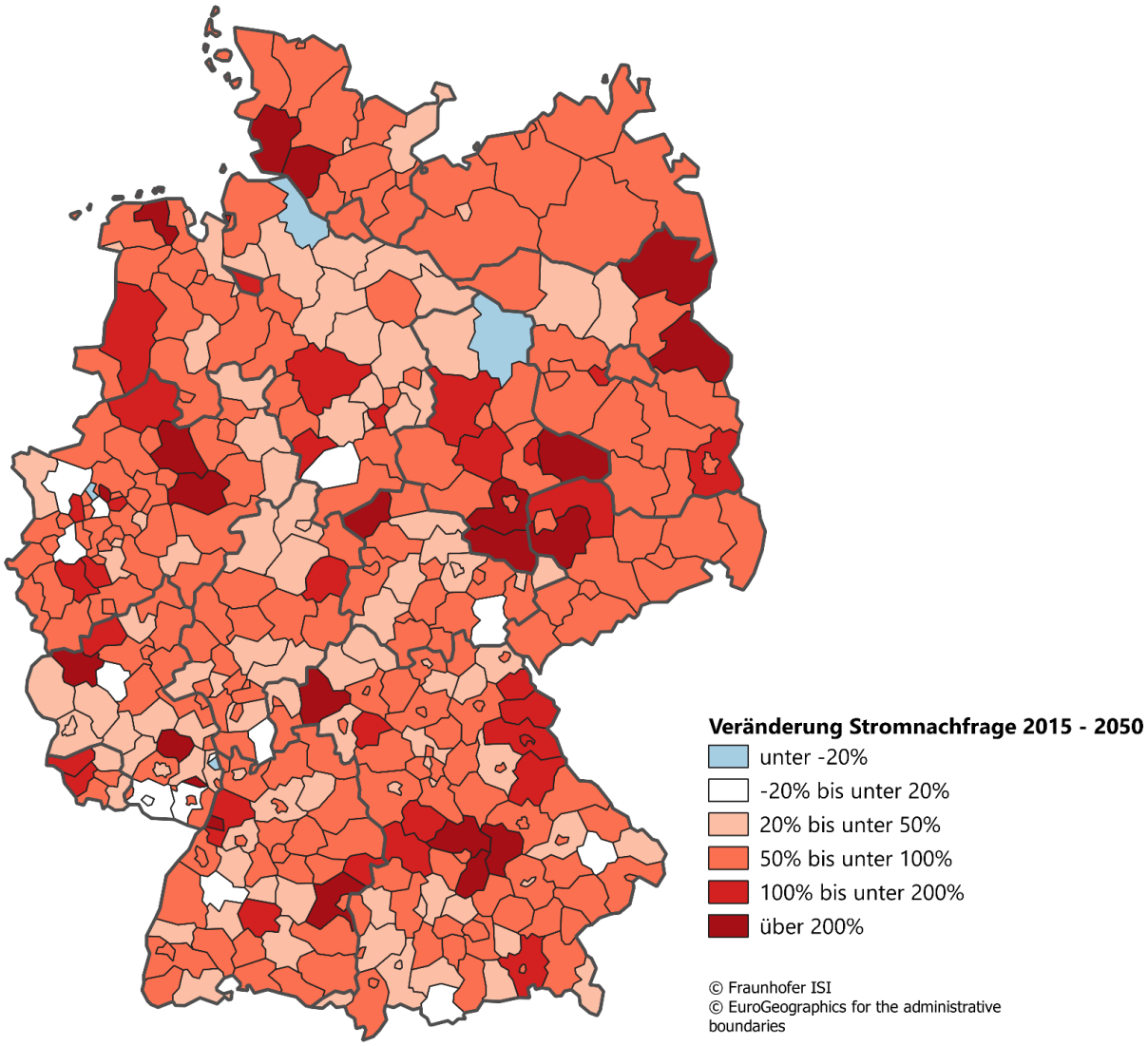
	2015	2020	2030	2040	2050	CAGR[1] 2020-2050
Bergbau	2,26	2,09	1,80	1,69	1,65	-0,8 %
Ernährung und Tabak	1,16	1,16	0,94	0,79	0,70	-1,7 %
Fahrzeugbau	0,31	0,28	0,26	0,24	0,23	-0,7 %
Glas u. Keramik	3,84	3,71	3,23	2,73	2,52	-1,3 %
Grundstoffchemie	5,48	5,31	4,72	4,05	3,27	-1,6 %
Gummi- u. Kunststoffwaren	0,92	0,83	0,66	0,54	0,48	-1,8 %
Maschinenbau	0,24	0,22	0,20	0,18	0,17	-0,8 %
Metallbearbeitung	0,68	0,59	0,53	0,49	0,47	-0,8 %
Metallerzeugung	26,41	25,31	20,03	15,18	12,81	-2,2 %
NE-Metalle, -gießereien	3,64	3,45	3,03	2,77	2,62	-0,9 %
Papiergewerbe	5,99	5,65	4,44	3,73	3,42	-1,7 %
Sonstige chemische Industrie	0,75	0,76	0,71	0,68	0,67	-0,4 %
Sonstige Wirtschaftszweige	0,55	0,49	0,44	0,40	0,38	-0,8 %
Verarbeitung v. Steine u. Erden	7,03	6,62	5,33	4,86	4,35	-1,4 %
Summe	**1,42**	**1,32**	**1,08**	**0,90**	**0,78**	**-1,7 %**

1: CAGR: „Compound Annual Growth Rate", jährliche Wachstumsrate
Quelle: FORECAST

3.3.5 Regionale Energienachfrage

Im Szenario TN-Strom führt die Elektrifizierung zu einem strukturellen Wandel der industriellen Energienachfrage in den meisten Regionen. Die Entwicklung und die Lokalisation der zukünftigen Standorte sind auch in diesem Szenario mit großen Unsicherheiten behaftet, insbesondere, wenn energieintensive Produktionsanlagen auf neue Prozesse umgestellt werden. Es wird die Frage beantwortet, wie sich die Energienachfrage verändert, wenn an den bisher bestehenden Standorten die Produkte weiterhin hergestellt werden, unter Berücksichtigung der nationalen Entwicklungen des Produktionsvolumens und der innovativen Technologien im Szenario TN-Strom. Unter dieser Annahme steigt die industrielle Stromnachfrage bis 2050 durch die fortschreitende Elektrifizierung in den meisten Regionen an (siehe Abbildung 20). In 70 % der Regionen kommt es zu einer Steigerung der industriellen Stromnachfrage um über 50 % im Vergleich zum Basisjahr, davon 50 Regionen mit mindestens einer Verdoppelung der Stromnachfrage. In vier Regionen kommt es im Szenario zu einer Erhöhung der industriellen Stromnachfrage um den Faktor 5 bis 18. Ein wichtiger Treiber ist die Elektrifizierung der Prozesswärme. Elektrisch betriebene Öfen können zu einer erheblichen Steigerung der regionalen Stromnachfrage führen, insbesondere wenn die Region eher durch wenige energieintensive Anlagen geprägt ist. Insgesamt ist in den meisten Regionen von einer Steigerung der industriellen Stromnachfrage um 50 % bis 100 % bis 2050 auszugehen, abhängig von den jeweilig angesiedelten Unternehmen und Prozessen. Besonders energieintensive Prozesse führen meist zu einer überdurchschnittlichen Steigerung der Stromnachfrage durch Elektrifizierung der Prozesswärme.

Abbildung 20: Prozentuale Veränderung der industriellen Stromnachfrage im Jahr 2050 im Vergleich zum Jahr 2018 nach Landkreisen und kreisfreien Städten (NUTS 3) in TWh; Szenario TN-Strom

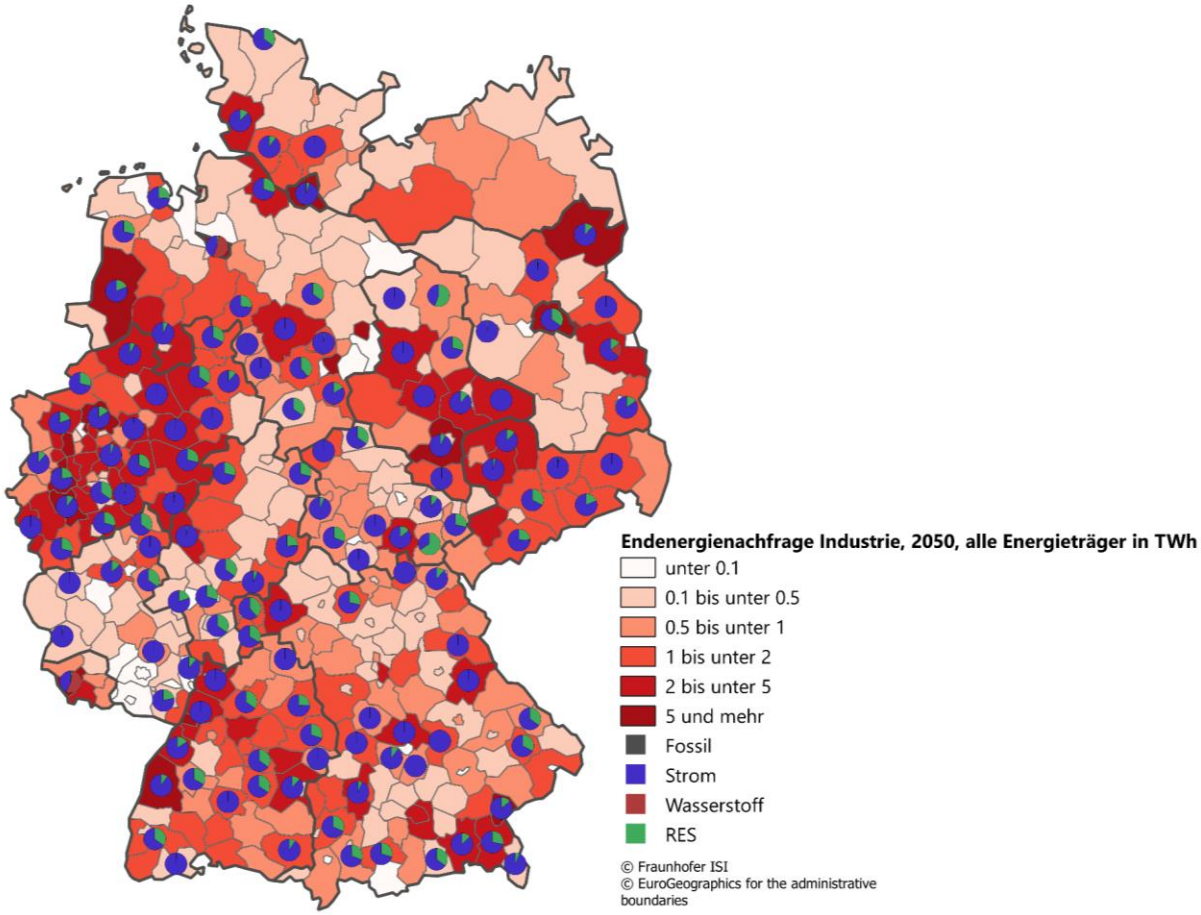


Quelle: FORECAST-Regional, Fraunhofer ISI

In nur 13 Regionen ist bis 2050 ein Rückgang der industriellen Stromnachfrage zu beobachten. Darunter sind Regionen mit einer geringen absoluten industriellen Stromnachfrage, in denen sich Effizienzfortschritte von Querschnittstechniken wie Elektromotoren stark auswirken sowie einige wenige Regionen mit Prägung durch die Chemieindustrie, die bspw. durch effizientere Chlorherstellungsverfahren weniger Strom benötigen.

In Abbildung 21 ist die Endenergienachfrage aller Energieträger nach NUTS 3 Regionen für das Jahr 2050 abgebildet. Zusätzlich ist als Kreisdiagramm die Zusammensetzung der Endenergienachfrage der energieintensiven Industrie nach fossilen Energieträgern, Strom, Gas und Erneuerbaren (insbesondere Biomasse, Umgebungswärme und Fernwärme) dargestellt. Die Veränderung in den einzelnen Regionen ist stark abhängig von den dort angesiedelten Subsektoren und Prozessen. Die Endenergienachfrage sinkt in 93 % der Regionen.

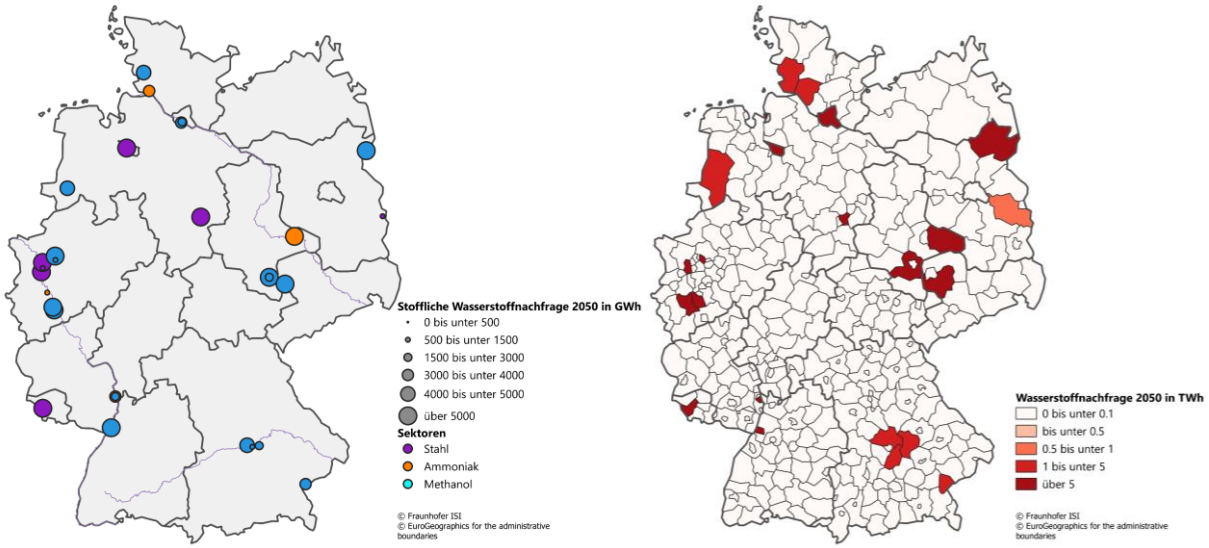
Abbildung 21: Endenergienachfrage im Jahr 2050 (Farbskala) mit Energieträgerverteilung der energieintensiven Standorte (Kreisdiagramm) nach Landkreisen und kreisfreien Städten (NUTS 3) in TWh; Szenario TN-Strom



Quelle: FORECAST-Regional, Fraunhofer ISI

Die Nachfrage nach Wasserstoff ist im Szenario TN-Strom durch den rohstofflichen Bedarf vereinzelter Industriestandorte vorhanden. Dies sind die heutigen Standorte mit Hochofen (Stahlherstellung), Ammoniakproduktion und Steamcracker (Ethylen/Olefine). Für diese wird angenommen, dass bis 2050 zur Herstellung von Stahl, Ethylen (Olefine) und Ammoniak Wasserstoff als Rohstoff eingesetzt wird, da dieser für die Reduktion des Eisenerzes bzw. stofflich benötigt wird. Dies betrifft in Deutschland ca. 20 Anlagen, sodass die industrielle Nachfrage nach Wasserstoff sehr punktuell ist, wie in Abbildung 22 für die einzelnen Anwendungen (links) und für die Regionen (rechts) ersichtlich ist. Im Jahr 2050 können sich für diese punktuellen Bedarfe zum Teil erhebliche Mengen ergeben, bis zu 22 TWh im Kreis Duisburg pro Jahr, wo derzeit drei Hochöfen angesiedelt sind, sowie bis zu 14 TWh in der Stadt Karlsruhe, wenn die derzeitige Ethylenauskopplung aus der Raffinerie durch den Prozess Methanol-to-Olefins über Wasserstoff als Rohstoff ersetzt wird. Insgesamt ist die Entwicklung der Petrochemie mit großen Unsicherheiten behaftet, da die Ansiedlung der neu aufzubauenden Standorte nicht zwingend dort stattfindet, wo heute die Grundstoffe als Nebenprodukt hergestellt werden. Allerdings ist dort meist schon geeignete Infrastruktur wie Ethylenpipelines und die Nähe zu Chemiestandorten vorhanden.

Abbildung 22: Wasserstoffnachfrage 2050 durch Stahl-, Ammoniak- und Methanol-standorte in GWh (links) und nach Landkreisen und kreisfreien Städten (NUTS 3) in TWh (rechts); Szenario TN-Strom



Quelle: FORECAST-Regional, Fraunhofer ISI

4 Szenario TN-H2

4.1 Szenariodesign und Annahmen

Im Szenario TN-H2 wird bis zum Jahr 2050 mindestens eine Minderung von 95 % der THG-Emissionen des Industriesektors im Vergleich zu 1990 erreicht. Das Szenario stützt sich bei Wirtschaftsentwicklung, Energie- und Materialeffizienz sowie Fortschritt der Kreislaufwirtschaft auf die gleichen Annahmen wie die Szenarien TN-PtG/PtL und TN-Strom. Deutliche Unterschiede sind bei der Energieversorgung und -nachfrage und dem dafür teilweise nötigen Prozesswechsel umgesetzt. Es wird über alle Bereiche der Energieverwendung der Einsatz von Wasserstoff geprüft und umgesetzt, ohne dabei unrealistische Annahmen hinsichtlich des technischen Fortschrittes zu treffen. Wichtige Stellhebel sind in Tabelle 17 zusammengefasst. Für die Herstellung von Stahl, Ethylen (Olefine) und Ammoniak wird Wasserstoff als Rohstoff eingesetzt, da dieser für die Reduktion des Eisenerzes bzw. stofflich benötigt wird. Der für die Methanolsynthese nötige CO_2-Bedarf wird aus verbleibenden Emissionen von Zement- und Kalkwerken sowie Müllheizwerken gedeckt. Darüber hinaus werden Industrieöfen großflächig auf den Einsatz von Wasserstoff umgerüstet, was häufig durch den Austausch des Brenners erst möglich ist. Auch die Prozesswärme- und Dampferzeugung wird auf Wasserstoff umgestellt. Für den Bereich der Niedertemperaturwärme (<150 °C) ist der Energiemix vielfältiger. Hier spielen auch Wärmepumpen und der Einsatz von Fernwärme wichtige Rollen. Der breite Einsatz von Wasserstoff in der Prozesswärmeerzeugung setzt eine weit ausgebaute Infrastruktur voraus, welche Wasserstoff großflächig verfügbar macht. Für eine detailliertere Darstellung der Annahmen wird auf Kapitel 2 verwiesen.

Tabelle 17: Überblick der Ausgestaltung Szenarios TN-H2 für den Industriesektor

	Ggf. Sektor	Ausgestaltung Szenario TN-H2
Ziel		Mindestens -95 % gegenüber 1990
Energie-, Materialeffizienz und Kreislauf		Ambitionierter Anstieg in allen TN-Szenarien gleich
Prozesswechsel	**Stahl**	H_2-DRI
	Ethylen	Methanol-to-Olefins (MTO) mit Rohstoff H_2
	Ammoniak	H_2 für Synthesegas anstatt CH_4-Dampfreformierung
	Zement u. Kalk	H_2-Brenner und neue CO_2-arme Zementsorten- und Bindemittel
	Glas	Umrüstung auf H_2-Brenner
Brennstoffwechsel Prozesswärme	**Öfen**	Umrüstung auf H_2-Brenner
	Dampf	H_2-Kessel + KWK
	Niedertemperatur	Wärmepumpe, Fernwärme, H_2-Kessel
CCS u. CCU		CCU: Zement u. Kalk versorgen Methanol

4.2 Ergebnisse: Treibhausgasemissionen

4.2.1 Übersicht

Die resultierenden Treibhausgasemissionen im Szenario TN-H2 sind nach Quellenkategorien in Abbildung 23 dargestellt. Demnach erreicht der Industriesektor eine THG-Minderung von etwa 97 % bis zum Jahr 2050 gegenüber 1990. Verbleibende THG-Emissionen von etwa 8 Mt stammen nahezu ausschließlich aus Prozessen. Wenngleich diese aufgrund von Prozesswechsel, Materialeffizienz, innovativen Zementsorten sowie dem Einsatz von CCU bis 2050 kontinuierlich sinken, verbleibt in diesen Bereichen noch ein deutlicher Sockel, der sich auf über 20 einzelne Quellenkategorien verteilt.

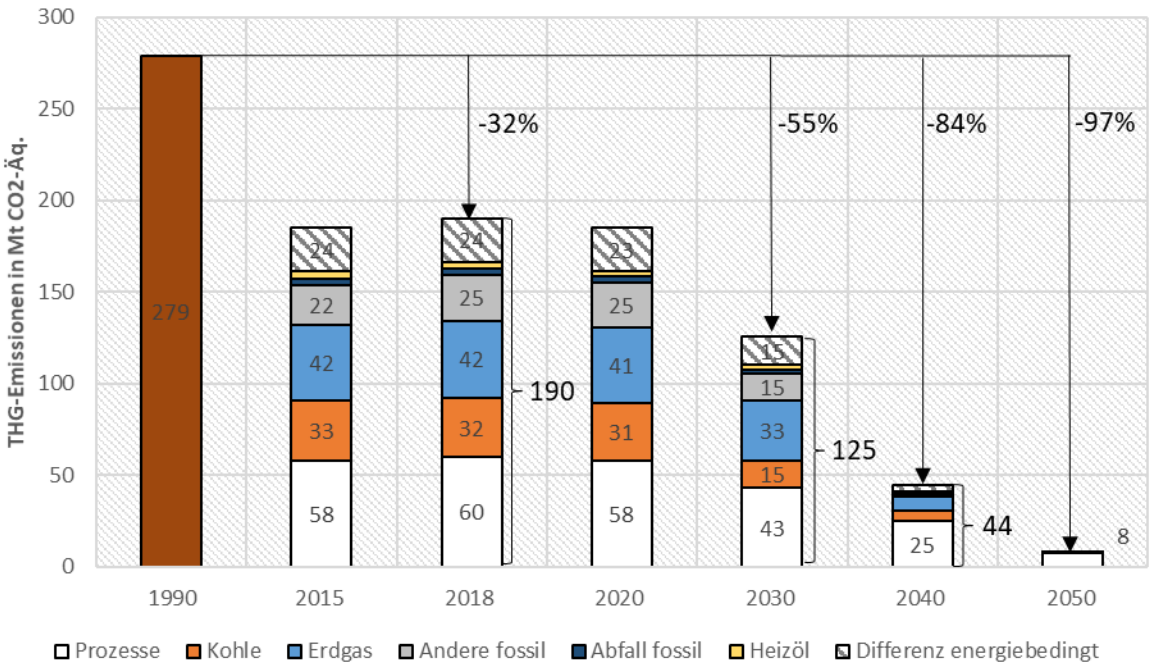
Bis zum Jahr 2030 wird eine Minderung von 55 % gegenüber den 279,2 Mt der Industrie im Jahr 1990 erreicht. Damit wird das (alte) Sektorziel für die Industrie im Jahr 2030 von 49 bis 51 % Minderung erfüllt bzw. leicht übertroffen. Das neue Sektorziel des novellierten Klimaschutzgesetzes aus dem Jahr 2021 verlangt eine Minderung von mindestens 58 %, was verbleibenden Emissionen von 118 Mt CO_2-Äquivalenten im Jahr 2030 entspricht. Dieses Ziel wird im Szenario TN-H2 verfehlt.

Die Entwicklung der energiebedingten Emissionen folgt dem dargestellten Energieverbrauch. Entsprechend bleibt Erdgas vergleichsweise lange mit hohen Anteilen im System, weshalb die energiebedingten Emissionen im Jahr 2040 vorwiegend aus dem Einsatz von Erdgas stammen.

Die ausgewiesene „Differenz" schließt die Lücke der Energiebilanz zur Emissionsberichterstattung und skaliert linear mit der Summe der energiebedingten Emissionen (siehe Kapitel 2.3.3).

Abbildung 23: Treibhausgasemissionen im Industriesektor im Szenario TN-H2 bis 2050

Emissionsbilanzierung entsprechend der Definition des 2030-Sektorziels der Industrie: Prozessbedingte Emissionen kalibriert auf NIR 2018; energiebedingte Emissionen kalibriert auf AGEB je Energieträger und Differenz AGEB/NIR separat ausgewiesen.



4.2.3 Prozessbedingte Emissionen

Die deutliche Reduktion der prozessbedingten Emissionen berücksichtigt eine hohe Minderung bei den größten Quellenkategorien, wie in Tabelle 18 dargestellt. Vor allem zu nennen sind hier grundlegende Prozessumstellungen in der Ammoniak-, Zement- und Stahlherstellung.

Beim Ammoniak entfallen die Emissionen der Dampfreformierung durch den Wechsel auf grünen Wasserstoff. In der Stahlherstellung werden die Emissionen aus dem Einsatz von Kohle und Koks durch den Wechsel auf Wasserstoff als Reduktionsmittel vermieden. Prozessbedingte Emissionen der Kalk- und Zementherstellung werden durch den Wechsel auf CO_2-arme Zementsorten reduziert. Restliche Emissionen aus der Kalk- und Zementherstellung werden (zu 90 %) abgeschieden und der Nutzung in der Chemieindustrie zugeführt. N_2O Emissionen aus der Adipin- und Salpetersäureherstellung werden über End-of-pipe-Techniken vermieden, was aufgrund vergleichsweise niedriger Vermeidungskosten bereits im Jahr 2015 zum Großteil der Fall ist. Die Umstellung auf wasserstoffbefeuerte Öfen in der Glas- und Keramikindustrie beeinflusst die prozessbedingten Emissionen kaum. Für die Verwendung von FKWs in Produkten wird unterstellt, dass diese bis 2050 vollständig vermieden werden (Öko-Institut und Fraunhofer ISI 2015).

Die im Jahr 2050 verbleibenden etwa 8 Mt CO_2-Äquivalente verteilen sich entsprechend Tabelle 18 auf etwa 20 kleinere Quellgruppen. Weiteres Minderungspotenzial ist möglicherweise vorhanden, eine tiefergehende Analyse mehrerer dieser Einzelquellen liegt allerdings außerhalb des Rahmens dieser Studie.

Tabelle 18: Entwicklung prozessbedingter Emissionen im Szenario TN-H2 [Mt CO_2-Äquivalent]

Wert für 2018 kalibriert auf Emissionsberichterstattung des NIR

		2018	2030	2040	2050
NM-Mineralien 2A	Zementklinker (2.A.1)	13,23	10,05	4,13	0,51
	Kalk (2.A.2)	4,83	3,42	1,55	0,20
	Glas (2.A.3)	0,90	0,91	0,93	0,95
	Keramik (2.A.4a)	0,56	0,53	0,53	0,54
Chemie 2B	Ammoniak (2.B.1)	4,16	3,37	2,00	0,00
	Salpetersäure (2.B.2)	0,38	0,14	0,00	0,00
	Adipinsäure (2.B.3)	0,00	0,00	0,00	0,00
	Carbid (2.B.5)	0,01	0,01	0,01	0,01
	Soda ash (2.B.7)	0,45	0,44	0,42	0,41
	Petrochemie und Ruß (2.B.8)	1,35	1,30	1,24	1,18
	Fluorchemikalien (2.B.9)	0,00	0,00	0,00	0,00
Metalle 2C	Stahl (Teil von 2.C.1)	17,87	13,92	7,72	0,00
	EAF (Teil von 2.C.1)	0,09	0,13	0,20	0,28

		2018	2030	2040	2050
Produktverwendung und Elektronik 2D-H	Integrierte Kalkproduktion (Teil von 2.C.1)	2,18	1,70	0,85	0,00
	Eisenlegierungen (2.C.2)	0,01	0,01	0,01	0,01
	Aluminium (2.C.3)	0,85	0,71	0,57	0,42
	Magnesium (2.C.4)	0,02	0,02	0,02	0,02
	Blei (2.C.5)	0,07	0,07	0,07	0,07
	Zink (2.C.6)	0,31	0,29	0,28	0,27
	Schmierstoffe (2.D.1)	0,21	0,21	0,21	0,21
	Paraffinwachs (2.D.2)	0,45	0,45	0,45	0,45
	Lösungsmittel NMVOC (2.D.3)	1,37	1,37	1,37	1,37
	Bitumen	0,00	0,00	0,00	0,00
	Asphalt	0,00	0,00	0,00	0,00
	FKWs (2.F)	10,08	3,02	0,90	0,00
	Elektronik (2.E.1)	0,21	0,21	0,21	0,21
	Andere Produktverwendung (2.G)	0,48	0,48	0,48	0,48
	Andere (2.H)	0,13	0,13	0,13	0,13
Summe		**60,20**	**43,1**	**24,84**	**7,71**

Quelle: FORECAST/Fraunhofer ISI

4.2.4 CCU: CO_2 wird zum Rohstoff in der chemischen Industrie

Der Einsatz von CCU wird im Szenario TN-H2 in ähnlicher Weise wie im Szenario TN-Strom berücksichtigt. Entsprechend wird auf Kapitel 3.2.3 verwiesen.

4.3 Ergebnisse: Energienachfrage

4.3.1 Übersicht

Der resultierende Energieverbrauch im Szenario TN-H2 ist in Abbildung 24 dargestellt. Von den insgesamt 862 TWh im Jahr 2015 entfallen 715 TWh auf die energetische Nutzung (Endenergieverbrauch) sowie weitere 146 TWh auf die stoffliche Nutzung von Energieträgern als Rohstoff für die Herstellung von Ammoniak sowie Olefinen/Kunststoffprodukten.

In Summe zeigt sich ein kontinuierlicher Rückgang des Energieverbrauchs, der sich zwischen 2015 und 2050 auf 23 % beläuft. Dieser Rückgang ist besonders durch ambitionierte Fortschritte bei Energie- und Materialeffizienz sowie Kreislaufwirtschaft zu erklären. Darüber hinaus spielt auch die Systemgrenze bei der Wasserstoffherstellung eine Rolle: Der heutige Bedarf an Wasserstoff, z. B.

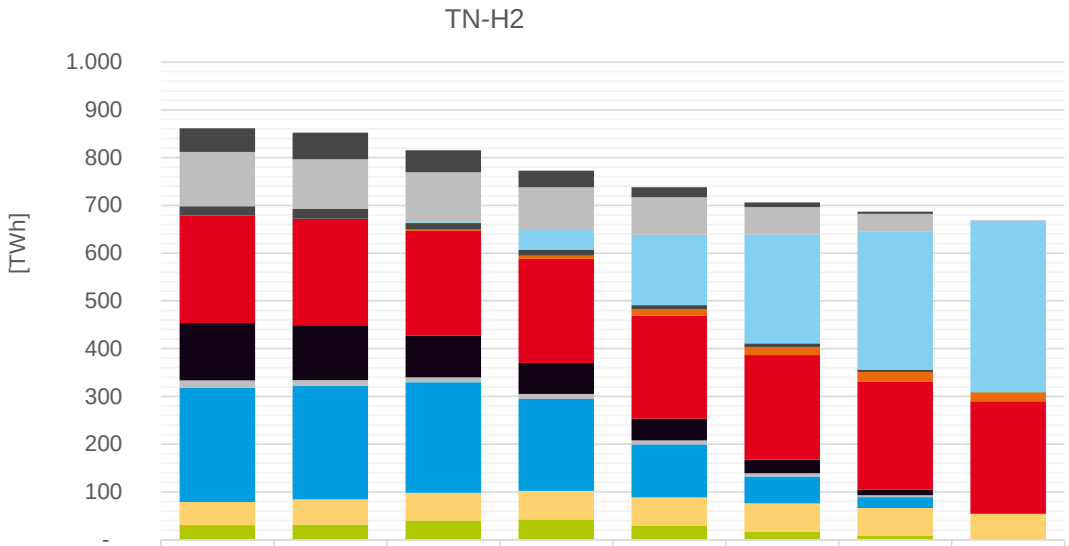
für die Ammoniakherstellung wird über das Verfahren der Dampfreformierung aus Erdgas bereitgestellt. Im Szenario TN-H2 wird stattdessen direkt grüner Wasserstoff eingesetzt, wodurch ein Umwandlungsschritt am Standort der Ammoniakherstellung entfällt. Die Erzeugung des (grünen) Wasserstoffs wird im Modellsystem im Umwandlungssektor verbucht und nicht, wie im Falle der Dampfreformierung, im Industriesektor. Somit erhöht sich durch diese Umstellung in der Bilanzierung die „Effizienz" im Industriesektor.

Größere Verschiebungen zeigen sich bei der Bedeutung einzelner Energieträger. Ein starker Anstieg des Verbrauchs von Wasserstoff verdrängt bis zum Jahr 2050 den Einsatz fossiler Energieträger wie Erdgas, Naphtha, Kohle und andere vollständig, während auf diese im Jahr 2015 mit 546 TWh noch gut zwei Drittel des Energieverbrauchs entfallen sind. Bis zum Jahr 2050 steigt der Verbrauch von (grünem) Wasserstoff auf insgesamt 359 TWh und macht damit etwa 52 % des gesamten Energieverbrauchs der Industrie aus. Mit 41 TWh ist der Bedarf an Wasserstoff im Jahr 2030 deutlich niedriger, aber dennoch substantiell. Getrieben durch den Umbau des industriellen Anlagenbestandes ist von 2030 bis 2040 ein relativ starker Anstieg zu verzeichnen. Wasserstoff wird damit sowohl zum zentralen Energieträger für die Bereitstellung von Prozesswärme als auch beim Einsatz als Rohstoff für die chemische Industrie. Die Prozesswärmeerzeugung umfasst die Umstellung oder den Austausch von Industrieöfen und Dampfkesseln sowie Anlagen zur Kraft-Wärme-Kopplung, welche aktuell vorwiegend mit Erdgas oder Kohle befeuert werden. Der stoffliche Einsatz von Wasserstoff in der Chemieindustrie wird für die Herstellung von Ammoniak und Olefinen (Kunststoffen) genutzt.

Der Stromverbrauch steigt bis zum Jahr 2050 nur leicht auf 235 TWh, wodurch Strom und Wasserstoff die Energieversorgung der Industrie im Jahr 2050 dominieren. Ein großer Sockel beim Stromverbrauch wird für die Bereitstellung mechanischer Energie, Licht und heute bereits elektrifizierter Prozesse wie der Chlor-Elektrolyse eingesetzt (~200 TWh). Aufgrund von Effizienzsteigerungen bei Querschnittstechniken sinkt dieser Verbrauch leicht, besonders im Zeitraum bis 2030. Darüber hinaus erhöht sich der Einsatz von Strom für die Prozesswärmeerzeugung überall dort, wo sich gegenüber Wasserstoff sehr hohe Effizienz- und Kostenvorteile zeigen. Dies ist besonders beim Einsatz in Hochtemperaturwärmepumpen bis zu einem Temperaturniveau von etwa 150°C der Fall. Entsprechend zeigt sich auch ein Anstieg bei der Nutzung von Umgebungswärme auf etwa 19 TWh im Jahr 2050. Der Einsatz von Fernwärme bleibt in etwa auf heutigem Niveau. Auf den Einsatz von Biomasse wird bis 2050 entsprechend der Szenariodefinition nahezu komplett verzichtet, um diesen knappen Rohstoff für die Versorgung anderer Sektoren (z. B. Verkehr) verfügbar zu machen.

Abbildung 24: Energieverbrauch im Industriesektor im Szenario TN-H2

Dargestellt ist die Summe aus Endenergieeinsatz nach AGEB sowie stofflichem Energieträgereinsatz für Ammoniak und Methanol/Olefine-Herstellung

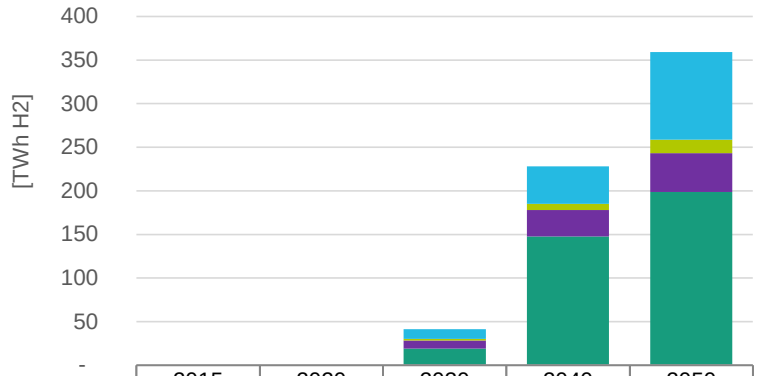


	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
PtG	-	-	-	-	-	-	-	-
Andere fossile	50	55	46	35	21	9	5	0
Naphtha	114	104	102	90	78	57	37	-
Wasserstoff	-	-	4	41	147	228	289	359
Übrige, erneuerbar	-	0	0	0	0	0	0	0
Solarenergie	-	0	0	0	0	-	-	-
Müll nicht erneuerbar	19	21	13	12	9	7	4	0
Umgebungswärme	-	0	3	7	13	17	20	19
Strom	225	223	220	217	216	219	226	235
Kohle	120	115	87	65	45	29	12	0
Heizöl	15	12	11	10	8	7	4	0
Erdgas	240	237	231	193	111	56	23	1
Fernwärme	48	53	58	60	60	60	58	53
Biomasse	30	31	40	42	29	16	8	1

Die Nachfrage nach Wasserstoff ist in Abbildung 25 und Abbildung 26 weiter aufgeschlüsselt. Sie entsteht in der Herstellung von Methanol (vorwiegend als Zwischenprodukt für die Olefineproduktion), Ammoniak und Stahl sowie für die Bereitstellung von Prozesswärme. Die Nachfrage beginnt im Zeitraum 2025-2030 und steigt bis zum Jahr 2050 auf insgesamt 359 TWh. Im Jahr 2050 ist der gesamte Anlagenbestand auf wasserstoffbasierte Verfahren umgestellt. Für die Versorgung der Prozesswärme mit Wasserstoff als zentralem Energieträger wird eine flächendeckende Versorgung mit Wasserstoff vorausgesetzt. Bei Betrachtung der Branchen zeigt sich, dass die Grundstoffchemie mit 145 TWh im Jahr 2050 der größte Nachfrager nach Wasserstoff wird, gefolgt von der Metallerzeugung mit 52 TWh sowie der Verarbeitung von Steinen und Erden (Zement, Kalk, Ziegel) mit 37 TWh. Der verbleibende Wasserstoffbedarf für die Bereitstellung von Prozesswärme teilt sich relativ gleichmäßig auf die verbleibenden Branchen auf.

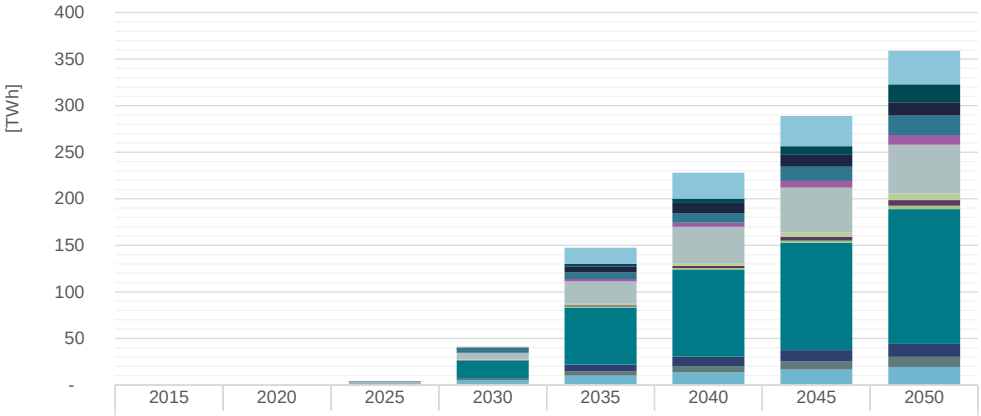
Abbildung 25: Nachfrage nach (grünem) Wasserstoff nach Anwendungen im Szenario TN-H2

Unkalibrierte Bottom-up-Ergebnisse, daher leichte Abweichungen zur gesamten Endenergiebilanz



TN-H2	2015	2020	2030	2040	2050
Methanol (->HVCs)	-	-	11	43	101
Ammoniak	-	-	2	7	15
DRI-Stahl	-	-	10	30	45
Prozesswärme	-	-	19	148	199

Abbildung 26: Nachfrage nach (grünem) Wasserstoff nach Branchen im Szenario TN-H2



TN-H2	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Verarbeitung v. Steine u. Erden	-	-	0	1	17	28	32	36
Sonstige Wirtschaftszweige	-	-	0	1	3	5	9	19
Sonstige chemische Industrie	-	-	0	1	6	11	13	14
Papiergewerbe	-	-	0	3	7	10	15	21
NE-Metalle, -gießereien	-	-	0	1	2	4	7	11
Metallerzeugung	-	-	1	7	24	39	48	52
Metallbearbeitung	-	-	0	1	2	3	5	7
Maschinenbau	-	-	0	0	1	2	4	6
Gummi- u. Kunststoffwaren	-	-	0	0	1	1	2	4
Grundstoffchemie	-	-	1	19	61	94	115	145
Glas u. Keramik	-	-	0	1	7	10	12	14
Fahrzeugbau	-	-	0	2	5	7	9	11
Ernährung und Tabak	-	-	0	5	10	13	16	18
Gewinnung Steinen und Erden	-	-	0	0	0	0	1	1

4.3.3 Stofflicher Einsatz von Energieträgern

Neben dem energetischen Verbrauch fossiler Energieträger spielt auch deren stoffliche Nutzung eine wichtige Rolle in der Energie- und CO_2-Bilanz des Industriesektors und stellt damit eine große Herausforderung für die Transformation zu einer CO_2-neutralen Industrie dar. Abbildung 27 zeigt die Entwicklung der stofflichen Nachfrage nach Energieträgern für ausgewählte Prozesse (Ammoniak, Methanol, Ethylen/Olefine)[36]. Für diese Prozesse lag die Nachfrage im Jahr 2015 bei etwa 140 TWh, wovon gut 114 TWh auf Naphtha für die Herstellung von Olefinen entfielen. Bis zum Jahr 2050 wird der gesamte betrachtete stoffliche Bedarf an Energieträgern auf Wasserstoff umgestellt. Durch eine effizientere Materialverwendung und dem Umstand, dass die Wasserstofferzeugung im Falle der Elektrolyse außerhalb der Systemgrenze des Industriesektors liegt, sinkt über den gesamten Zeitraum der stoffliche Energieträgerbedarf. Somit werden 2050 116 TWh Wasserstoff für die Herstellung von Ammoniak, Ethylen/Olefinen sowie Methanol stofflich verwendet. Diese Umstellung der Rohstoffbasis beginnt um 2030 und ist im Falle der Produktion von Ethylen bzw. Olefinen mit einem grundlegenden Umbau der Produktionsrouten verbunden.

Die heutige Produktion von Ethylen über Steamcracker, welche Naphtha in kurzkettige Kohlenwasserstoffe aufspalten, wird durch die Methanol-to-Olefins-Route ersetzt, in welcher Methanol als Ausgangsstoff für die Herstellung von Ethylen/Olefinen dient. Dies verlangt eine Vervielfachung der Methanol-Produktionskapazitäten (etwa Faktor 15 bis 2050 gegenüber heute). Für die Herstellung des benötigten Methanols ist zusätzlich zum stofflichen Einsatz von Wasserstoff auch CO_2 erforderlich. Eine mögliche CO_2-Bilanz ist in Abschnitt 3.2.3 dargestellt. Bei der Herstellung von Ammoniak ist der Umstellungsaufwand geringer. Es wird weiterhin das heute eingesetzte Haber-Bosch Verfahren genutzt. Lediglich der Wasserstoff für das eingesetzte Synthesegas wird im CO_2-neutralen Verfahren auf grünen Wasserstoff umgestellt. Dadurch entfällt die heute eingesetzte Dampfreformierung zur Herstellung von Wasserstoff aus Erdgas.[37]

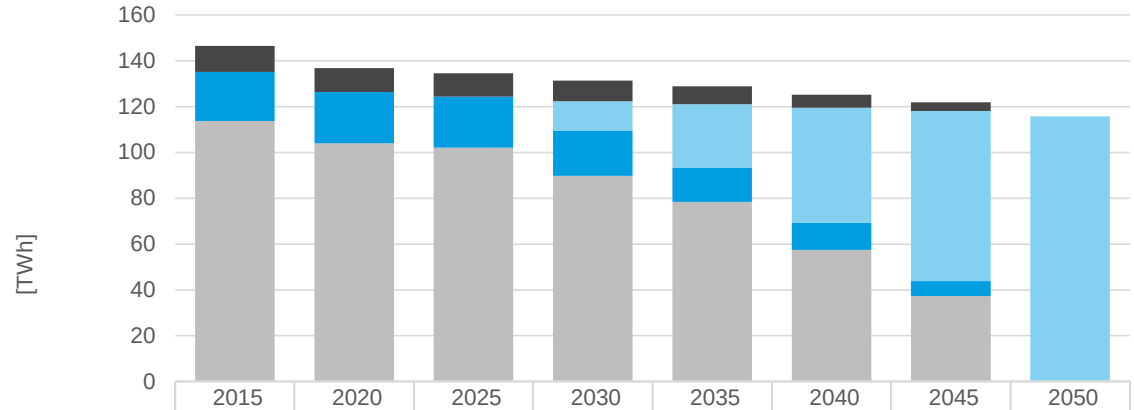
Darüber hinaus ist zu beachten, dass die hier betrachteten Produkte zwar den höchsten Rohstoffbedarf aufweisen, es aber eine große Zahl an weiteren Produkten gibt, welche heute unter stofflichem Einsatz fossiler Energieträger hergestellt werden. Diese würden den Bedarf nach einer CO_2-neutralen Rohstoffbasis weiter erhöhen.

[36] Die Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) weist für 2015 einen nichtenergetischen (stofflichen) Bedarf von 267 TWh aus, davon 124 TWh Naphtha und 31 TWh Erdgas. In den hier untersuchten Szenarien sind ausgewählte, für die Transformation zentrale industrielle Prozesse berücksichtigt. Mit diesen Prozessen werden 92% der Naphthanutzung, 77% der Erdgasnutzung und 10% der Nutzung anderer Fossiler abgedeckt.

[37] Zu beachten ist, dass die Ammoniakherstellung eng mit der Herstellung von Harnstoff verbunden ist, welche Nebenprodukte wie das anfallende CO_2 aus der Dampfreformierung nutzt. Auch hierfür ist bei einer Umstellung auf grünen Wasserstoff eine neue CO_2-Quelle zu finden.

Abbildung 27: Stofflicher Einsatz von Energieträgern im Szenario TN-H2

Ammoniak und Methanol/Olefin-Herstellung



	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Andere fossile	11	10	10	9	8	6	4	0
Wasserstoff	0	0	0	13	28	50	74	116
PtG	0	0	0	0	0	0	0	0
Erdgas	21	22	22	20	15	12	6	0
Biomasse	0	0	0	0	0	0	0	0
Naphtha	114	104	102	90	78	57	37	0

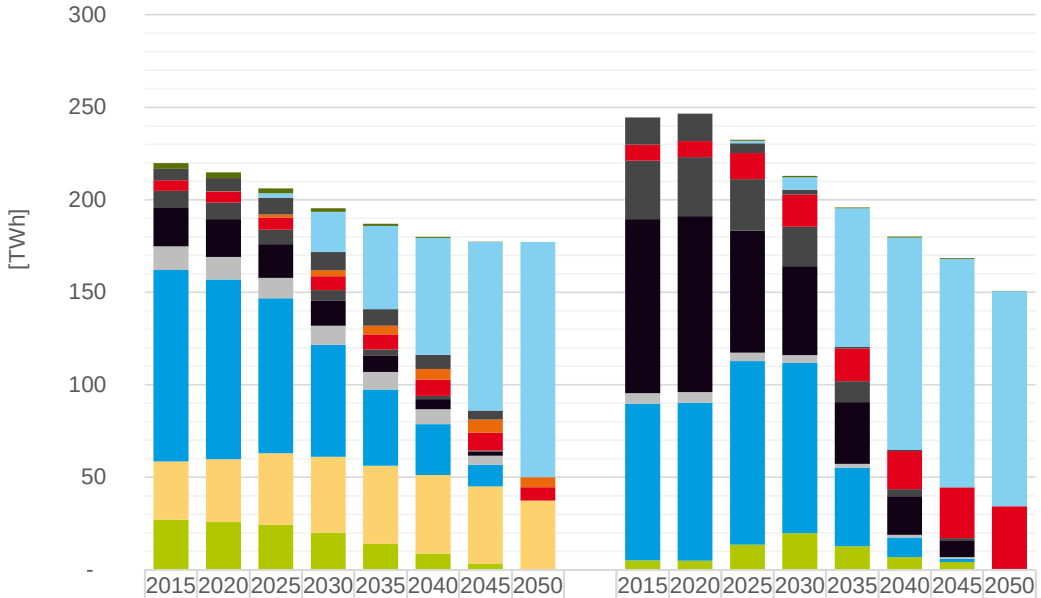
4.3.4 Energieträgerwechsel Prozesswärme

Die Bereitstellung von Prozesswärme machte im Jahr 2015 mit 460 TWh nahezu die Hälfte des gesamten Energieverbrauchs der Industrie aus. Die Erzeugung von Prozesswärme kann grob in die beiden Kategorien „Industrieöfen" und „Erzeugung von Dampf und Warmwasser" unterschieden werden. Industrieöfen sind sehr spezifische, in den jeweiligen Produktionsprozess integrierte Anlagen, welche in den meisten Fällen Wärme auf sehr hohem Temperaturniveau von häufig über 1.000 °C bereitstellen (Stahl, Zement, Keramik, Glas). Die Dampferzeugung ist (durch ihre räumliche Trennung) unabhängiger vom jeweiligen Produktionsprozess und Temperaturen liegen meistens unter 300 °C. Entsprechend unterscheiden sich auch die Möglichkeiten erneuerbare Energien zu nutzen.

Abbildung 30 zeigt die Entwicklung des Energieverbrauchs für die Prozesswärme nach diesen beiden Kategorien. Sowohl bei der Dampferzeugung als auch in den Industrieöfen wird Wasserstoff mit jeweils über 100 TWh im Jahr 2050 der dominante Energieträger. Ausnahmen sind der Strombedarf für elektrische Prozesse, wie den Elektro-Lichtbogenofen in der Stahlindustrie sowie der Einsatz von Fernwärme und Umgebungswärme. Umgebungswärme spiegelt den Einsatz von (Hochtemperatur-)Wärmepumpen in der Nahrungsmittel-, Chemie-, und Papierindustrie wider. Hier werden Wärmepumpen bis zu einem Temperaturniveau von 150 °C eingesetzt.

Bereits im Jahr 2030 leistet Wasserstoff mit 29 TWh einen wesentlichen Beitrag zur Bereitstellung von Prozesswärme, während im Jahr 2020 kein Wasserstoff in der Prozesswärme eingesetzt wurde. Nach 2030 ist eine deutliche Beschleunigung in der Marktdiffusion zu verzeichnen, sodass im Jahr 2040 bereits 187 TWh Wasserstoff eingesetzt werden.

Abbildung 28: Einsatz von Energieträgern für die Bereitstellung von Prozesswärme im Szenario TN-H2



	Dampf und Warmwasser								Industrieöfen							
	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
PtG	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Übrige, erneuerbar	3	3	3	2	1	1	0	-	-	-	1	1	0	1	0	0
Wasserstoff	-	-	2	22	45	63	91	127	-	-	1	7	75	115	124	116
Müll nicht erneuerbar	6	7	9	10	9	8	5	-	15	15	5	3	1	0	0	0
Umgebungswärme	-	0	2	3	5	6	7	5	-	-	-	-	-	-	-	-
Strom	6	6	7	7	8	9	10	7	9	9	14	17	18	21	27	34
Andere fossile	9	9	8	6	3	2	1	-	32	32	28	21	11	4	1	0
Kohle	21	20	18	14	9	5	2	-	94	95	66	48	33	21	9	0
Heizöl	13	12	11	10	9	8	5	-	6	6	5	4	2	1	1	0
Erdgas	103	97	84	61	41	27	12	-	85	85	99	92	42	11	2	0
Fernwärme	31	34	39	41	42	42	42	37	-	-	-	-	-	-	-	-
Biomasse	27	26	24	20	14	9	3	-	5	5	14	20	13	7	4	0

4.3.5 Energieeffizienz

Tabelle 19 zeigt die Energieintensität der untersuchten Branchen bezogen auf die jeweilige Bruttowertschöpfung gemessen in GJ Endenergie je Euro Wertschöpfung. Dieser Indikator wird häufig verwendet, um den Energieeffizienzfortschritt des Industriesektors zu messen. Demnach sinkt die Energieintensität im Szenario TN-H2 von 2020 bis 2050 gemessen für die gesamte Industrie um etwa 39 % von 1,32 auf 0,80 GJ/€. Mit anderen Worten: Je erwirtschaftetem Euro benötigt die Industrie im Jahr 2050 39 % weniger Energie als im Jahr 2020. Der jährliche Fortschritt der Energieintensität beträgt in diesem Zeitraum im Mittel 1,6 %.

Es ist darauf hinzuweisen, dass dieser Indikator nicht bloß einen technischen Effizienzfortschritt im engeren Sinne zeigt, sondern auch strukturelle Verschiebungen zwischen den Branchen sowie innerhalb der Branchen zwischen Prozessen (z. B. Verschiebung von Oxygenstahl zu Elektrostahl oder von Primäraluminium zu Sekundäraluminium) und Produkten (unterschiedlich starkes Produktionswachstum der unterschiedlichen Produkte).

Tabelle 19: Energieintensität der untersuchten Branchen bezogen auf die Bruttowertschöpfung der Branche im Szenario TN-H2 [GJ/Euro2015]

	2015	2020	2030	2040	2050	CAGR[1] 2020-2050
Bergbau	2,26	2,09	1,80	1,69	1,68	-0,7 %
Ernährung und Tabak	1,16	1,16	0,95	0,80	0,72	-1,6 %
Fahrzeugbau	0,31	0,28	0,26	0,25	0,23	-0,7 %
Glas u. Keramik	3,84	3,71	3,22	2,97	2,93	-0,8 %
Grundstoffchemie	5,48	5,31	4,75	4,08	3,30	-1,6 %
Gummi- u. Kunststoffwaren	0,92	0,83	0,66	0,54	0,48	-1,8 %
Maschinenbau	0,24	0,22	0,20	0,18	0,17	-0,8 %
Metallbearbeitung	0,68	0,59	0,53	0,49	0,48	-0,7 %
Metallerzeugung	26,41	25,31	20,03	15,15	12,84	-2,2 %
NE-Metalle, -gießereien	3,64	3,45	3,04	2,77	2,65	-0,9 %
Papiergewerbe	5,99	5,65	4,48	3,77	3,50	-1,6 %
Sonstige chemische Industrie	0,75	0,76	0,71	0,69	0,68	-0,4 %
Sonstige Wirtschaftszweige	0,55	0,49	0,44	0,40	0,39	-0,8 %
Verarbeitung v. Steine u. Erden	7,03	6,61	5,48	5,15	5,22	-0,8 %
Summe	**1,42**	**1,32**	**1,08**	**0,91**	**0,80**	**-1,6 %**

1: CAGR: „Compound Annual Growth Rate", jährliche Wachstumsrate
Quelle: FORECAST

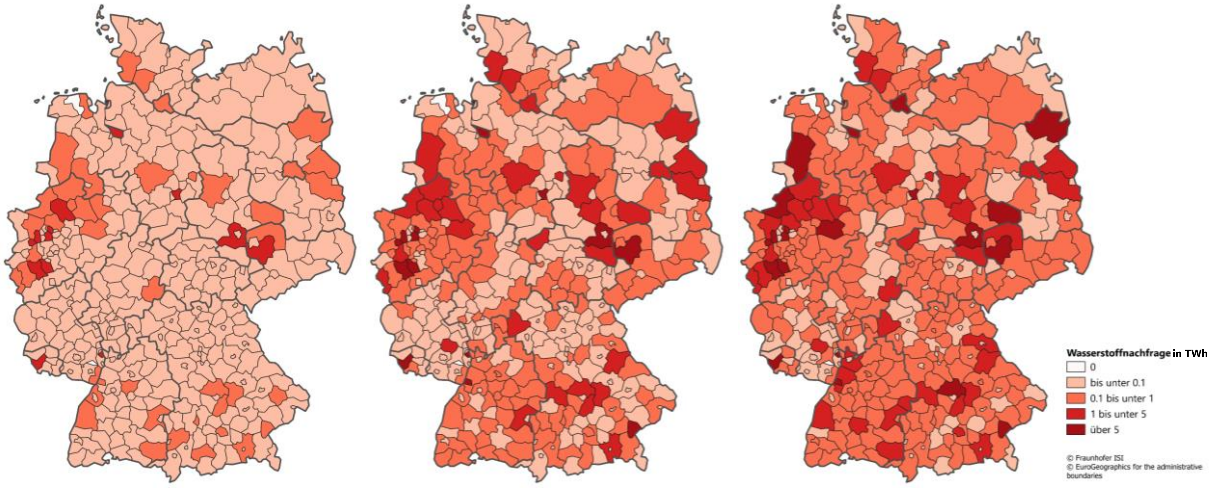
4.3.6 Regionale Energienachfrage

Im Szenario TN-H2 führt die Dekarbonisierung zu einem strukturellen Wandel der industriellen Energienachfrage in den meisten Regionen. Die Entwicklung und die Lokalisation der zukünftigen Standorte sind auch in diesem Szenario mit großen Unsicherheiten behaftet, insbesondere, wenn energieintensive Produktionsanlagen auf neue Prozesse umgestellt werden. Es wird die Frage beantwortet, wie sich die Energienachfrage verändert, wenn an den bisher bestehenden Standorten die Produkte weiterhin hergestellt werden, unter Berücksichtigung der nationalen Entwicklungen von Produktionsvolumen und Prozesswechsel im Szenario TN-H2.

Im Szenario TN-H2 wird Wasserstoff über alle Branchen hinweg zur Bereitstellung von Prozesswärme eingesetzt. Dies betrifft nicht nur energieintensive Anlagen mit Hochtemperaturöfen, sondern auch den Einsatz für Dampferzeugung in fast allen Subsektoren. In Abbildung 29 ist die Wasserstoffnachfrage in den Regionen in den Jahren 2030, 2040 und 2050 zu sehen. Es zeigt sich, dass Wasserstoff in allen Regionen nachgefragt wird. Bereits im Jahr 2030 ist eine breite Nachfrage nach Wasserstoff vorhanden. Der Modellierung liegt zugrunde, dass alle Standorte analog zur gesamt-

deutschen Entwicklung umstellen, d. h., es wurde keine Priorisierung oder Reihenfolge der einzelnen Standorte angenommen. Diese Annahme hat zur Folge, dass sich geringe Mengen auf nationaler Ebene für einzelne Prozesse und Anwendungen in allen Regionen auswirken, wo diese angesiedelt sind.

Abbildung 29: Wasserstoffnachfrage energetisch und stofflich in den Jahren 2030 (Links), 2040 (Mitte) und 2050 (Rechts), nach Landkreisen und kreisfreien Städten (NUTS 3) in TWh; Szenario TN-H2

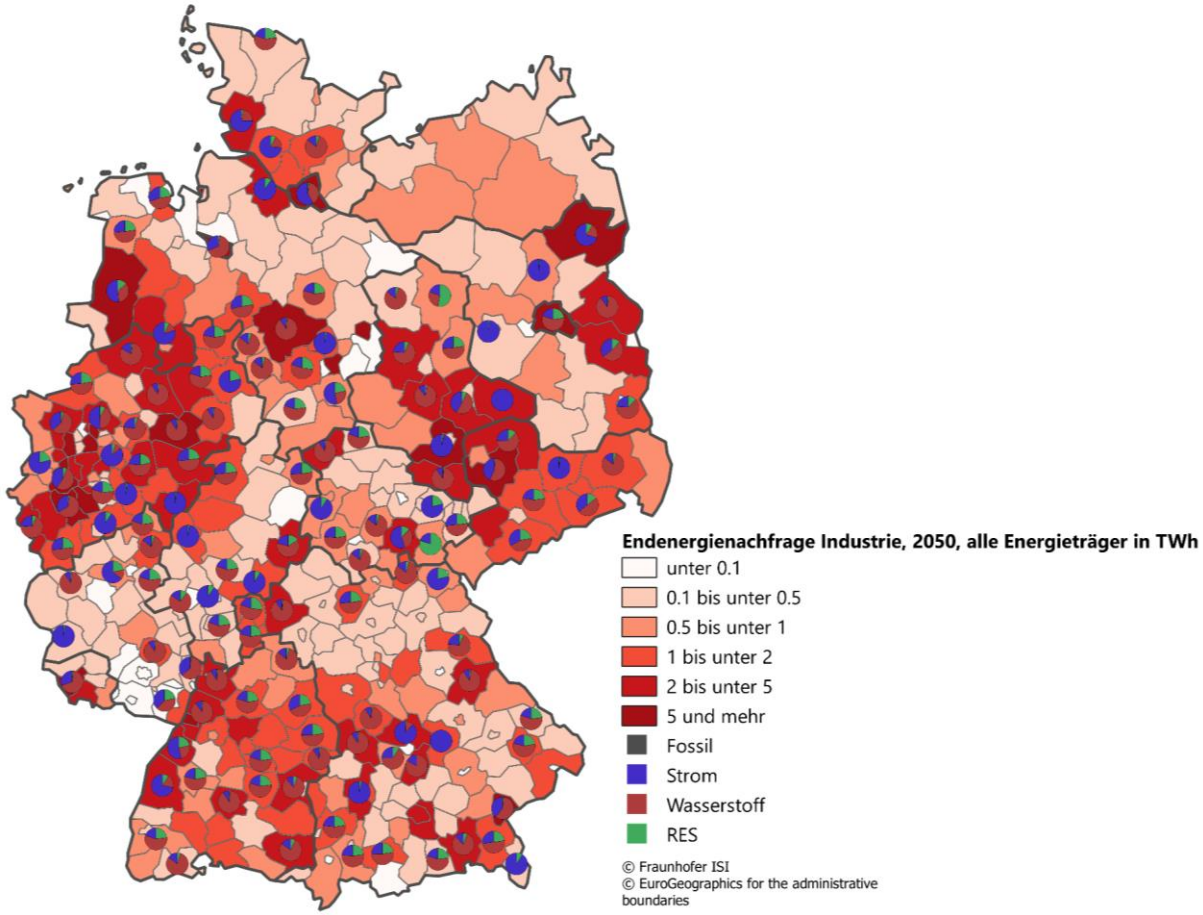


Quelle: FORECAST-Regional, Fraunhofer ISI

Im Jahr 2050 ist die Wasserstoffnachfrage geprägt durch die stoffliche Verwendung in der Chemieindustrie und für die Stahlherstellung sowie durch die energetische Verwendung für Prozesswärme. Daher ist die punktuelle Nachfrage durch die Sektoren Stahl und Chemie der größte Treiber in den einzelnen Regionen (siehe Abbildung 22). Die Region mit der größten Nachfrage ist Duisburg, wo im Jahr 2050 etwa 22 TWh für die Eisenerz-Direktreduktion (H2-DRI) und zusätzlich 7 TWh für Prozesswärme zum Einsatz kommen. In der Stadt Karlsruhe kommen zusätzlich zu den benötigten Mengen zur Ethylenproduktion von 14 TWh nur noch marginale Mengen hinzu. Dies zeigt beispielhaft, dass die Rohstoffnachfrage in den Regionen der größte Treiber ist, die absolute Höhe aber auch von der sonstigen Industriestruktur abhängt. Besonders energieintensive Anlagen wie Zement- und Glasöfen, die im Szenario TN-H2 mit Wasserstoff befeuert werden, können zu einer vergleichsweise hohen regionalen Nachfrage führen. Insgesamt gibt es ca. 50 Regionen im Jahr 2050 mit einer jährlichen Wasserstoffnachfrage von über 1 TWh.

In Abbildung 30 ist für das Jahr 2050 die Endenergienachfrage aller Energieträger und ihre Zusammensetzung abgebildet. Die Veränderung in den einzelnen Regionen ist stark abhängig von den dort angesiedelten Subsektoren und Prozessen. Die Endenergienachfrage ist im Jahr 2050 in 90 % der Regionen geringer als im Basisjahr. Der regional stärkste Rückgang ist auf die Umstellung von energieintensiven Anlagen in Regionen mit geringer absoluter industrieller Nachfrage zurückzuführen. Zu einer regionalen Steigerung des Endenergieverbrauchs tragen die Chemiestandorte bei.

Abbildung 30: Endenergienachfrage im Jahr 2050 (Farbskala) mit Energieträgerverteilung der energieintensiven Standorte (Kreisdiagramm) nach Landkreisen und kreisfreien Städten (NUTS 3) in TWh; Szenario TN-H2



Quelle: FORECAST-Regional, Fraunhofer ISI

5 Szenario TN PtG/PtL

5.1 Szenariodesign und Annahmen

Im Szenario TN-PtG/PtL wird bis zum Jahr 2050 eine Minderung von mindestens 95 % der THG-Emissionen des Industriesektors im Vergleich zu 1990 erreicht. Das Szenario stützt sich bei Wirtschaftsentwicklung, Energie- und Materialeffizienz sowie Fortschritt der Kreislaufwirtschaft auf die gleichen Annahmen wie die Szenarien TN-Strom und TN-H2. Deutliche Unterschiede sind bei der Energieversorgung und -nachfrage und dem dafür teilweise nötigen Prozesswechsel umgesetzt. Über alle Bereiche der Energieverwendung wird synthetisches Methan (PtG) prioritär eingesetzt, ohne dabei unrealistische Annahmen hinsichtlich des technischen Fortschritts zu treffen. Wichtige Stellhebel sind in Tabelle 20 zusammengefasst. Für die Herstellung von Stahl (über die Direktreduktionsroute), Ethylen (Olefine) und Ammoniak wird PtG als Rohstoff eingesetzt. Bei Stahl und Ethylen ist dafür eine umfangreiche Prozessumstellung und der Austausch von Anlagen nötig. Darüber hinaus werden Industrieöfen und Dampferzeuger weiterhin Gas als wichtigsten Energieträger nutzen, auch dort, wo heute noch verstärkt andere Energieträger eingesetzt werden (z. B. Zementherstellung). Für den Bereich der Niedertemperaturwärme (<150 °C) ist der Energiemix vielfältiger. Hier spielen auch Wärmepumpen und der Einsatz von Fernwärme wichtige Rollen. Insgesamt verlangt das Szenario im Bereich der Prozesswärmeerzeugung nur wenige Umstellungen seitens der industriellen Verbraucher, da PtG den heute bereits wichtigsten Energieträger Erdgas ersetzt. Um das gleiche Minderungsniveau, wie die Szenarien TN-H2 und TN-Strom zu erreichen, werden verbleibende (nicht vermeidbare) Emissionen der Zementindustrie abgeschieden und gespeichert. Für eine detailliertere Darstellung der Annahmen wird auf Kapitel 2 verwiesen.

Tabelle 20: Überblick der Ausgestaltung des Szenarios TN-PtG/PtL für den Industriesektor

	Ggf. Sektor	Ausgestaltung Szenario TN-PtG/PtL
Ziel		Mindestens -95 % gegenüber 1990
Energie-, Materialeffizienz und Kreislauf		Ambitionierter Anstieg in allen TN-Szenarien gleich
Prozesswechsel	**Stahl**	CH_4-DRI
	Ethylen	Methanol-to-Olefins (MTO) mit Rohstoff CH_4
	Ammoniak	Dampfreformierung auf Basis PtG
	Zement u. Kalk	PtG-Brenner und neue CO_2-arme Zementsorten- und Bindemittel
	Glas	Weiter Einsatz Gasbrenner
Brennstoffwechsel Prozesswärme	**Öfen**	Gasbefeuert
	Dampf	Gaskessel + KWK
	Niedertemperatur	Wärmepumpe, Fernwärme, Gaskessel
CCS u. CCU		CCS bei Zementwerken

5.2 Ergebnisse: Treibhausgasemissionen

5.2.1 Übersicht

Die resultierenden Treibhausgasemissionen im Szenario TN-PtG/PtL sind nach Quellenkategorien in Abbildung 31 dargestellt. Demnach erreicht der Industriesektor eine THG-Minderung von etwa 97 % bis zum Jahr 2050 gegenüber 1990. Verbleibende THG-Emissionen von etwa 8 Mt stammen nahezu ausschließlich aus Prozessen. Wenngleich diese aufgrund von Prozesswechsel, Materialeffizienz, innovativen Zementsorten sowie dem Einsatz von CCS bis 2050 kontinuierlich sinken, verbleibt in diesen Bereichen noch ein deutlicher Sockel, der sich auf über 20 einzelne Quellenkategorien verteilt.

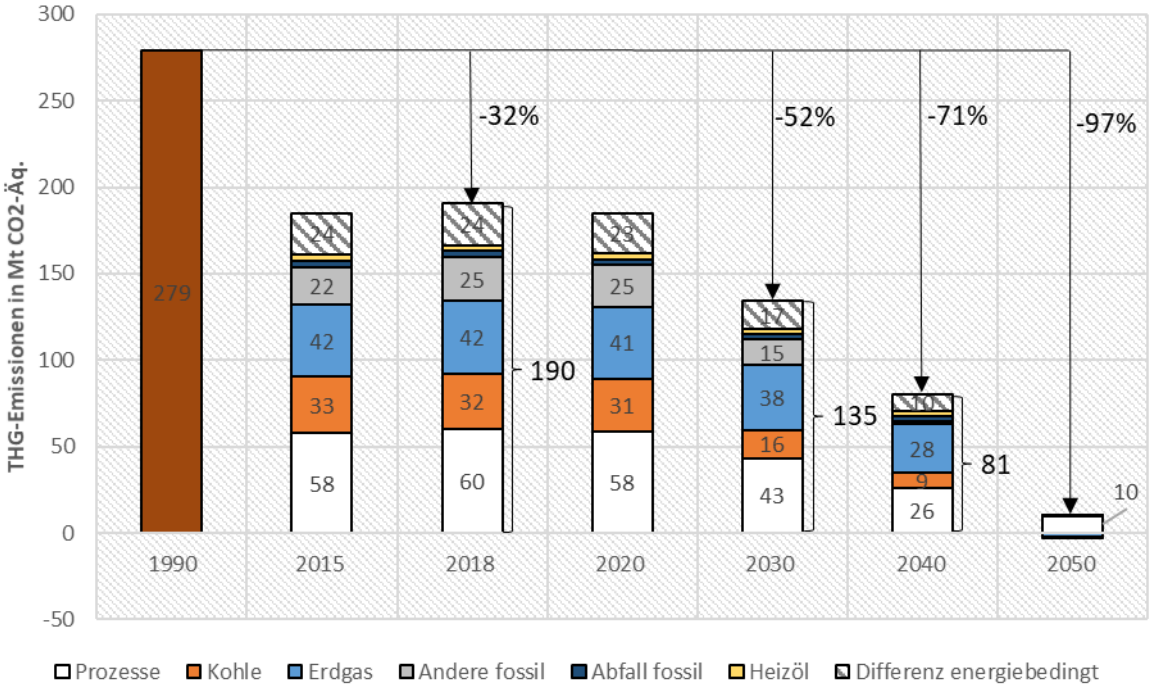
Bis zum Jahr 2030 wird eine Minderung von 52 % gegenüber den 279,2 Mt der Industrie im Jahr 1990 erreicht. Damit wird das (alte) Sektorziel für die Industrie im Jahr 2030 von 49 bis 51 % Minderung erfüllt bzw. leicht übertroffen. Das neue Sektorziel des novellierten Klimaschutzgesetzes aus dem Jahr 2021 verlangt eine Minderung von mindestens 58 %, was verbleibenden Emissionen von 118 Mt CO_2-Äquivalenten im Jahr 2030 entspricht. Dieses Ziel wird im Szenario TN-PtG/PtL verfehlt.

Die Entwicklung der energiebedingten Emissionen folgt dem dargestellten Energieverbrauch. Entsprechend bleibt Erdgas vergleichsweise lange mit hohen Anteilen im System, weshalb die energiebedingten Emissionen im Jahr 2040 vorwiegend aus dem Einsatz von Erdgas stammen.

Die ausgewiesene „Differenz“ schließt die Lücke von der Energiebilanz zur Emissionsberichterstattung und skaliert linear mit der Summe der energiebedingten Emissionen.

Abbildung 31: Treibhausgasemissionen im Industriesektor im Szenario TN-PtG/PtL bis 2050

Emissionsbilanzierung entsprechend der Definition des 2030-Sektorziels der Industrie: Prozessbedingte Emissionen kalibriert auf NIR 2018; energiebedingte Emissionen kalibriert auf AGEB je Energieträger und Differenz AGEB/NIR separat ausgewiesen.



5.2.2 Prozessbedingte Emissionen

Die deutliche Reduktion der prozessbedingten Emissionen berücksichtigt eine hohe Minderung bei den größten Quellenkategorien, wie in Tabelle 21 dargestellt. Vor allem zu nennen sind hier grundlegende Prozessumstellungen in der Ammoniak-, Zement- und Stahlherstellung.

Beim Ammoniak entfallen die Emissionen der Dampfreformierung durch den Wechsel auf grünen Wasserstoff. In der Stahlherstellung werden die Emissionen aus dem Einsatz von Kohle und Koks durch den Wechsel auf Wasserstoff als Reduktionsmittel vermieden. Prozessbedingte Emissionen der Kalk- und Zementherstellung werden durch Reduktion beim Kalk- und Klinkereinsatz vermindert. Restliche Emissionen aus der Kalk- und Zementherstellung werden (zu 90 %) abgeschieden und gespeichert. N_2O-Emissionen aus der Adipin- und Salpetersäureherstellung werden über End-of-pipe-Techniken vermieden, was aufgrund vergleichsweise niedriger Vermeidungskosten bereits in 2015 zum Großteil der Fall ist. Für die Verwendung von FKWs in Produkten wird unterstellt, dass diese bis 2050 vollständig vermieden werden (Öko-Institut und Fraunhofer ISI 2015).

Die im Jahr 2050 verbleibenden etwa 10 Mt CO_2-Äquivalente verteilen sich entsprechend Tabelle 21 auf etwa 20 kleinere Quellen. Weiteres Minderungspotenzial ist möglicherweise vorhanden, eine tiefergehende Analyse mehrerer dieser Einzelquellen liegt allerdings außerhalb des Rahmens dieser Studie.

Tabelle 21: Entwicklung prozessbedingter Emissionen im Szenario TN-PtG/PtL [Mt CO_2-Äquivalente]

Wert für 2018 kalibriert auf Emissionsberichterstattung des NIR

		2018	2030	2040	2050
NM-Mineralien 2A	Zementklinker (2.A.1)	13,23	10,16	4,51	1,02
	Kalk (2.A.2)	4,83	3,76	2,83	1,95
	Glas (2.A.3)	0,90	0,91	0,93	0,95
	Keramik (2.A.4a)	0,56	0,53	0,53	0,54
Chemie 2B	Ammoniak (2.B.1)	4,16	3,87	1,78	0,00
	Salpetersäure (2.B.2)	0,38	0,00	0,00	0,00
	Adipinsäure (2.B.3)	0,00	0,00	0,00	0,00
	Carbid (2.B.5)	0,01	0,01	0,01	0,01
	Soda ash (2.B.7)	0,45	0,44	0,42	0,41
	Petrochemie und Ruß (2.B.8)	1,35	1,30	1,24	1,18
	Fluorchemikalien (2.B.9)	0,00	0,00	0,00	0,00
Metalle 2C	Stahl (Teil von 2.C.1)	17,87	13,92	7,72	0,00
	EAF (Teil von 2.C.1)	0,09	0,09	0,20	0,28
	Integrierte Kalkproduktion (Teil von 2.C.1)	2,18	1,70	0,85	0,00
	Eisenlegierungen (2.C.2)	0,01	0,01	0,01	0,01
	Aluminium (2.C.3)	0,85	0,71	0,57	0,42
	Magnesium (2.C.4)	0,02	0,02	0,02	0,02
	Blei (2.C.5)	0,07	0,07	0,07	0,07
	Zink (2.C.6)	0,31	0,29	0,28	0,27
Produktverwendung und Elektronik 2D-H	Schmierstoffe (2.D.1)	0,21	0,21	0,21	0,21
	Paraffinwachs (2.D.2)	0,45	0,45	0,45	0,45
	Lösungsmittel NMVOC (2.D.3)	1,37	1,37	1,37	1,37
	Bitumen	0,00	0,00	0,00	0,00
	Asphalt	0,00	0,00	0,00	0,00
	FKWs (2.F)	10,08	3,02	0,90	0,00
	Elektronik (2.E.1)	0,21	0,21	0,21	0,21

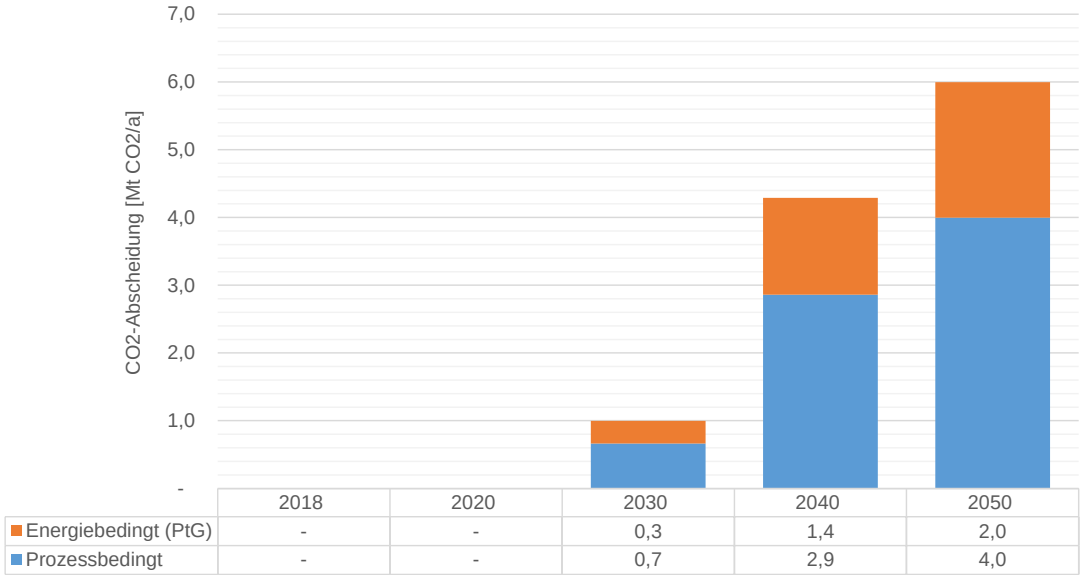
		2018	2030	2040	2050
	Andere Produktverwendung (2.G)	0,48	0,48	0,48	0,48
	Andere (2.H)	0,13	0,13	0,13	0,13
Summe		**60,20**	**43,36**	**24,72**	**9,98**

Quelle: FORECAST/Fraunhofer ISI

5.2.3 CO_2-Abscheidung und Speicherung

Die Abscheidung und Speicherung von CO_2 wird im Szenario TN-PtG/PtL eingesetzt, um verbleibende Emissionen der Zementherstellung zu senken. Diese sind zum großen Teil prozessbedingt und kaum durch alternative Optionen vermeidbar. Insgesamt steigt die jährlich abgeschiedene und gespeicherte Menge CO_2 aus Zementwerken auf etwa 6 Mt CO_2 im Jahr 2050 (Abbildung 32). Zu diesem Zeitpunkt sind alle Zementwerke mit Abscheidetechnik ausgestattet und es wird von 80 bis 90 % Abscheiderate (je nach Prozess)[38] ausgegangen.

Abbildung 32: Menge abgeschiedener und gespeicherter CO_2-Emissionen aus Zementwerken

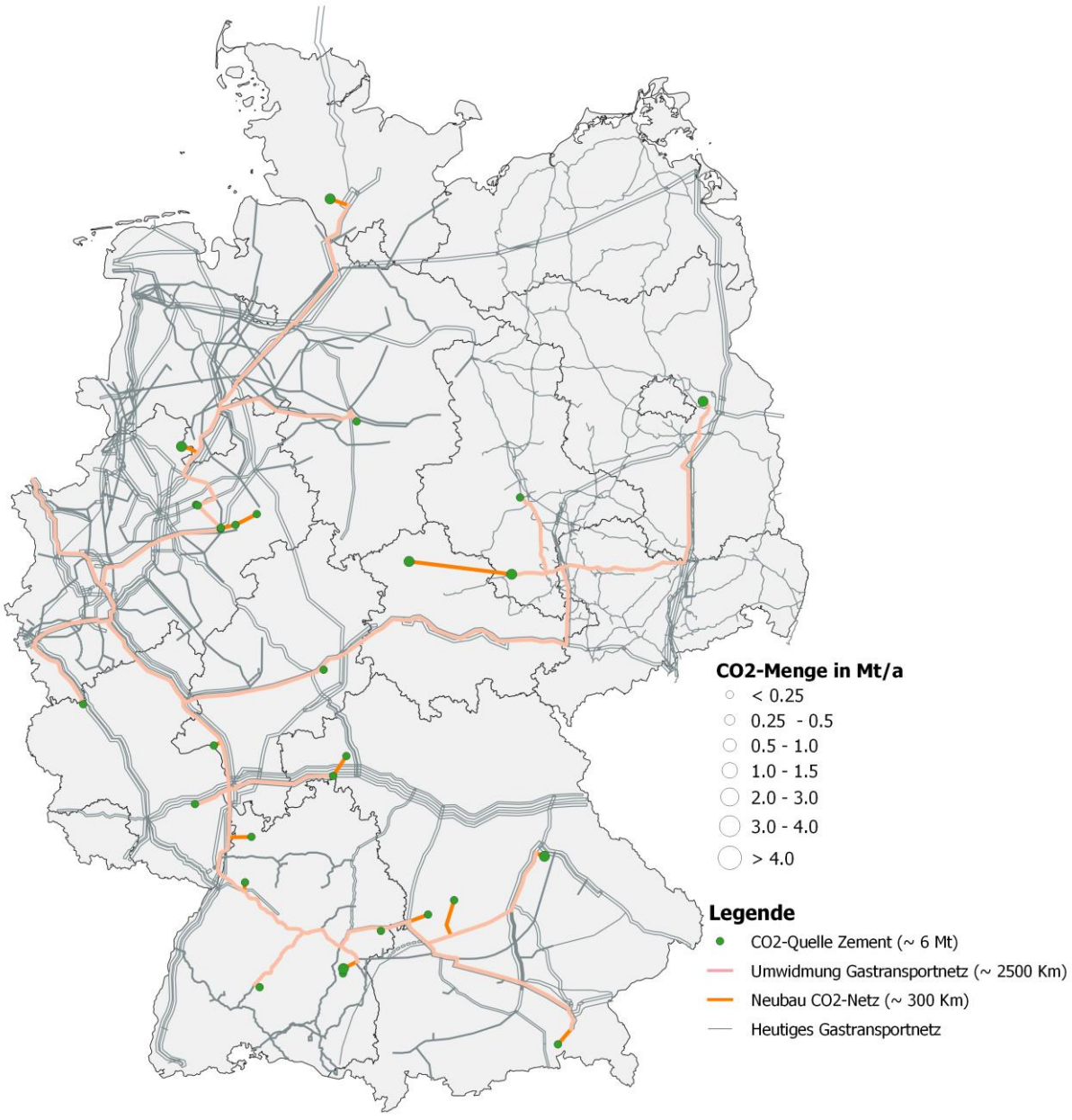


Die verbleibenden CO_2-Emissionen der Zement- und Kalkherstellung im Jahr 2050 wurden entsprechend der heutigen Kapazitäten der einzelnen Standorte anteilig verteilt (Abbildung 33). Hierfür wurde angenommen, dass alle heutigen Standorte weiter betrieben werden und es keine Standortschließungen oder Neugründungen gibt. Unter Berücksichtigung der Trassen des bestehenden Erdgas-Transportnetzes sowie der einzelnen Standorte von Zementwerken wurde eine Netzstruktur erstellt, welche versucht, den Neubau von Trassen möglichst zu vermeiden und insgesamt mit möglichst geringer Gesamtlänge alle Standorte zu verbinden. Es wird angenommen, dass die CO_2-Speicherung offshore vor der Küste der Niederlande stattfindet. Entsprechend ist das Pipeline-Netz mit

[38] Aufgrund der Abgaszusammensetzung wird die Abscheiderate in TN-Strom (elektrifizierter Ofen) höher (bis 95%) angesetzt, während sie in TN-PtG/PtL zwischen 80% und 90% liegt. Im Fall neuer Bindemittel ist diese Annahme mit zusätzlichen Unsicherheiten behaftet.

den Niederlanden verbunden. Der Speicherort ist nur beispielhaft zu sehen. Wo genau die Speicherung stattfindet, hat nur relativ geringe Einflüsse auf die gesamte Kostenbilanzierung und wurde hier nicht vertiefend analysiert.

Abbildung 33: Mögliches CO_2-Netz im Jahr 2050 inkl. Quellen und Senken sowie heutiges Gastransportnetz im Szenario TN-PtG



Entsprechend der beschriebenen Netzstruktur ergeben sich 2.500 km Rohrlänge durch Umbau des bestehenden Gasnetzes sowie 300 km Neubau (Tabelle 22). Insgesamt hat das CO_2-Netz damit eine Länge von 2.800 km und die Anbindung an eine offshore-Speicherung in der Nordsee über die Niederlande. Auf Grundlage dieser Annahmen lassen sich die Kosten für CO_2-Abscheidung, Transport und Speicherung entsprechend Annahmen in Tabelle 12 schätzen. Ohne Diskontierung belau-

fen sich die kumulierten Kosten im Zeitraum bis 2050 auf gut 3 Mrd. €. Aufgrund vieler Unsicherheiten bei Annahmen zu den Kosten, aber auch beim Trassenverlauf ist dieser Wert lediglich als Größenordnung zu verstehen.

Tabelle 22: Kosten- und Mengenabschätzungen für CCS im Szenario TN-PtG/PtL

	Einheit	2050
Abgeschiedenes und gespeichertes CO_2	Mt CO_2/a	6
Länge Transportnetz Neubau	km	300
Länge Transportnetz Umwidmung	km	2.500
Kosten Abscheidung kumuliert bis 2050 (ohne Diskontierung)	Mrd. Euro	1,7
Kosten Transport kumuliert bis 2050 (ohne Diskontierung)	Mrd. Euro	0,8
Kosten Speicherung kumuliert bis 2050 (ohne Diskontierung)	Mrd. Euro	0,7
Kosten Summe (ohne Diskontierung)	Mrd. Euro	3,2

5.3 Ergebnisse: Energienachfrage

5.3.1 Übersicht

Der resultierende Energieverbrauch im Szenario TN-PtG/PtL ist in Abbildung 34 dargestellt. Von den insgesamt 862 TWh im Jahr 2015 entfallen 715 TWh auf die energetische Nutzung (Endenergieverbrauch) sowie weitere 146 TWh715 TWh auf die energetische Nutzung (Endenergieverbrauch) sowie weitere 146 TWh auf die stoffliche Nutzung von Energieträgern als Rohstoff für die Herstellung von Ammoniak sowie Olefinen/Kunststoffprodukten.

In Summe zeigt sich ein kontinuierlicher Rückgang des Energieverbrauchs, der sich zwischen 2015 und 2050 auf 19 % beläuft. Dieser Rückgang ist besonders durch ambitionierte Fortschritte bei Energie- und Materialeffizienz sowie Kreislaufwirtschaft zu erklären.

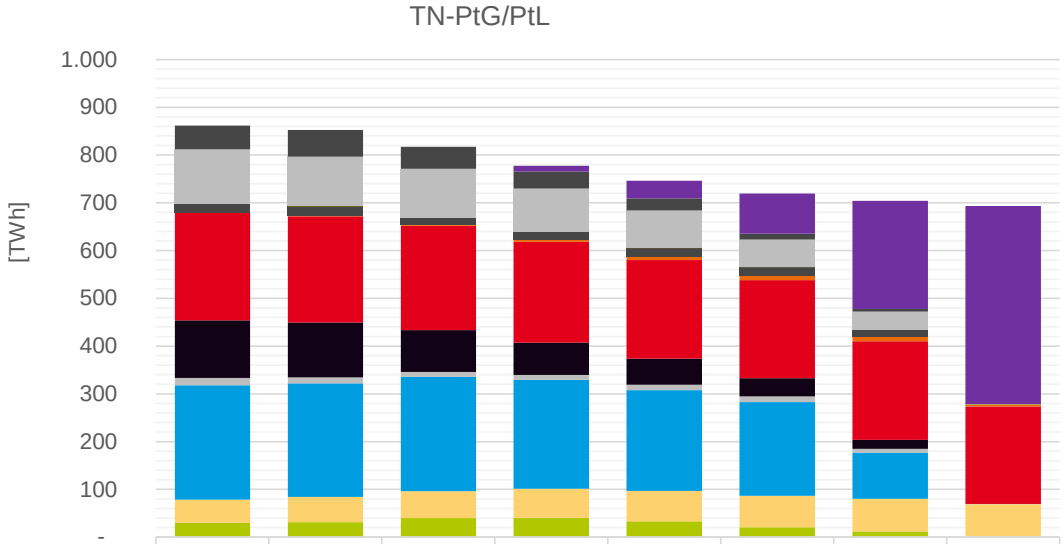
Größere Verschiebungen zeigen sich bei der Bedeutung einzelner Energieträger. Ein starker Anstieg des Verbrauchs von PtG verdrängt bis zum Jahr 2050 den Einsatz fossiler Energieträger wie Erdgas, Naphtha, Kohle und andere vollständig, während auf diese im Jahr 2015 mit 546 TWh noch gut zwei Drittel des Energieverbrauchs entfallen sind. Bis zum Jahr 2050 steigt der Verbrauch von PtG auf insgesamt 415 TWh und macht damit etwa 60 % des gesamten industriellen Energieverbrauchs aus. Wasserstoff spielt in diesem Szenario als Endenergieträger keine Rolle – er wird nur wie in der heutigen Form als industrielles Zwischenprodukt genutzt – und ist nicht separat in der Energiebilanz aufgeführt. Die Prozesswärmeerzeugung wird vollständig auf den Einsatz von PtG in Industrieöfen und Dampfkesseln sowie Anlagen zur Kraft-Wärme-Kopplung umgestellt[39]. Der stoffliche Einsatz von PtG in der Chemieindustrie wird für die Herstellung von Ammoniak und Olefinen (für Kunststoffe) genutzt.

[39] Der Aufwand für die Umstellung ist aufgrund der vergleichbaren Eigenschaften von Erdgas und synthetischem Methan in der Prozesswärmeerzeugung gering.

Der Stromverbrauch fällt bis zum Jahr 2050 leicht auf 205 TWh, entsprechend wird Strom hauptsächlich in den heute bereits elektrifizierten Anwendungen genutzt. Dies sind die Bereitstellung mechanischer Energie, Licht und heute bereits elektrifizierte Prozesse wie die Chlor- und Aluminium-Elektrolyse. Aufgrund von Effizienzsteigerungen bei Querschnittstechniken sinkt dieser Verbrauch leicht, besonders im Zeitraum bis 2030. Darüber hinaus erhöht sich der Einsatz von Strom für die Prozesswärmeerzeugung nur geringfügig durch die Umstellung der Stahlherstellung auf das CH_4-DRI Verfahren, welches zusätzlich zum Einsatz von PtG im Schachtofen auch einen Elektrolichtbogenofen nutzt. Der Einsatz von Fernwärme nimmt leicht zu. Auf den Einsatz von Biomasse wird bis 2050 entsprechend der Szenariodefinition nahezu komplett verzichtet, um diesen knappen Rohstoff für die Versorgung anderer Sektoren (z. B. Verkehr) verfügbar zu machen.

Abbildung 34: Energieverbrauch im Industriesektor im Szenario TN-PtG/PtL

Dargestellt ist die Summe aus Endenergieeinsatz nach AGEB sowie stofflichem Energieträgereinsatz für Ammoniak und Methanol/Olefin-Herstellung



	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
PtG	-	-	-	12	37	84	226	415
Andere fossile	50	55	46	36	25	12	6	0
Naphtha	114	104	102	90	78	57	37	-
Wasserstoff	-	-	0	0	0	0	0	0
Übrige, erneuerbar	-	0	0	0	0	0	0	0
Solarenergie	-	0	0	0	0	0	0	0
Müll nicht erneuerbar	19	21	14	16	18	18	14	0
Umgebungswärme	-	0	3	5	8	9	10	4
Strom	225	223	218	211	206	206	206	205
Kohle	120	115	87	68	55	38	19	0
Heizöl	15	12	10	11	12	12	8	0
Erdgas	240	238	239	228	211	196	97	-
Fernwärme	48	53	57	61	64	66	68	68
Biomasse	30	31	40	41	33	21	12	1

5.3.2 Stofflicher Einsatz von Energieträgern

Neben dem energetischen Verbrauch fossiler Energieträger spielt auch deren stoffliche Nutzung eine wichtige Rolle in der Energie- und CO_2-Bilanz des Industriesektors und stellt damit eine große Herausforderung für die Transformation zu einer CO_2-neutralen Industrie dar. Abbildung 41 zeigt

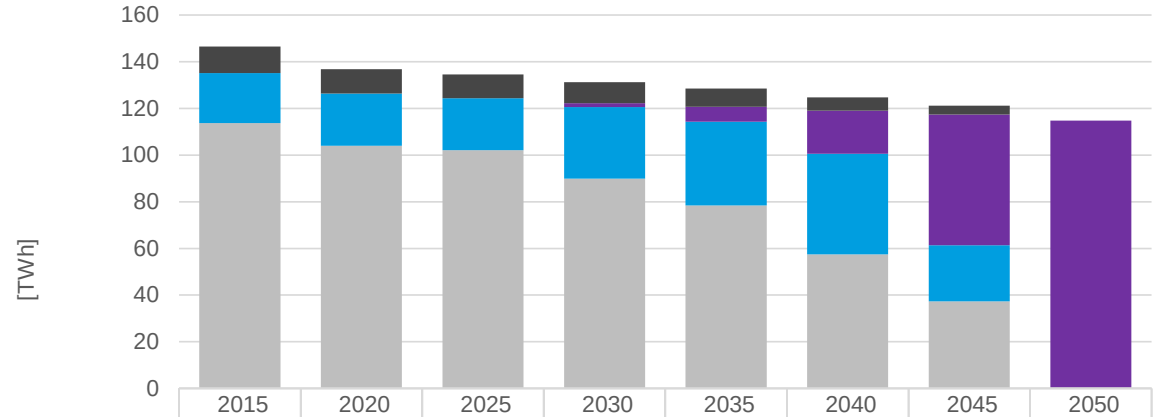
die Entwicklung der stofflichen Nachfrage nach Energieträgern für ausgewählte Prozesse (Ammoniak, Methanol, Ethylen/Olefine).[40] Für diese Prozesse lag die Nachfrage im Jahr 2015 bei etwa 140 TWh, wovon gut 114 TWh auf Naphtha für die Herstellung von Olefinen entfallen sind. Bis zum Jahr 2050 wird der gesamte betrachtete stoffliche Bedarf an Energieträgern auf PtG umgestellt. Unter Berücksichtigung einer effizienteren Materialverwendung sinkt der stoffliche Energieträgerbedarf über den gesamten Zeitraum. Somit werden im Jahr 2050 115 TWh PtG für die Herstellung von Ammoniak, Ethylen/Olefinen sowie Methanol stofflich verwendet. Diese Umstellung der Rohstoffbasis beginnt um das Jahr 2030 und ist im Falle der Produktion von Ethylen bzw. Olefinen mit einem grundlegenden Umbau der Produktionsrouten verbunden.

Die heutige Produktion von Ethylen über Steamcracker (Dampfspaltöfen), welche Naphtha (Rohbenzin) in kurzkettige Kohlenwasserstoffe aufspalten, wird durch die Methanol-to-Olefins-Route ersetzt, in welcher Methanol als Ausgangsstoff für die Herstellung von Ethylen/Olefinen dient. Dies verlangt eine Vervielfachung der Methanol-Produktionskapazitäten (etwa Faktor 15 bis 2050 gegenüber heute). Für die Herstellung des benötigten Methanols wird dann PtG eingesetzt. Bei der Herstellung von Ammoniak ist der Umstellungsaufwand geringer. Es wird weiterhin das heute eingesetzte Haber-Bosch-Verfahren und die Dampfreformierung genutzt. Lediglich anstatt Erdgas wird nun PtG eingesetzt.

Darüber hinaus ist zu beachten, dass die hier betrachteten Produkte zwar den höchsten Rohstoffbedarf aufweisen, es aber eine große Zahl an weiteren Produkten gibt, welche heute unter stofflichem Einsatz fossiler Energieträger hergestellt werden.

Abbildung 35: Stofflicher Einsatz von Energieträgern im Szenario TN-PtG/PtL

Ammoniak und Methanol/Olefin-Herstellung



	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Andere fossile	11	10	10	9	8	6	4	0
Wasserstoff	0	0	0	0	0	0	0	0
PtG	0	0	0	2	6	18	56	115
Erdgas	21	22	22	31	36	43	24	0
Biomasse	0	0	0	0	0	0	0	0
Naphtha	114	104	102	90	78	57	37	0

[40] Die Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) weist für 2015 einen nichtenergetischen (stofflichen) Bedarf von 267 TWh aus, davon 124 TWh Naphtha und 31 TWh Erdgas. In den hier untersuchten Szenarien sind ausgewählte, für die Transformation zentrale industrielle Prozesse berücksichtigt. Mit diesen Prozessen werden 92% der Naphthanutzung, 77% der Erdgasnutzung und 10% der Nutzung anderer Fossiler abgedeckt.

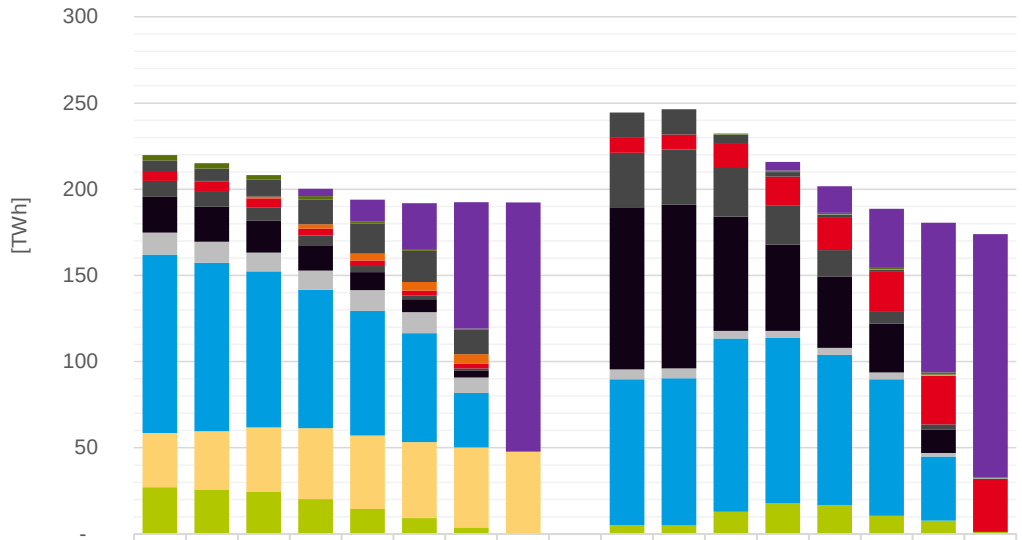
5.3.3 Energieträgerwechsel Prozesswärme

Die Bereitstellung von Prozesswärme machte im Jahr 2015 mit 460 TWh nahezu die Hälfte des gesamten Energieverbrauchs der Industrie aus. Die Erzeugung von Prozesswärme kann grob in die beiden Kategorien „Industrieöfen" und „Erzeugung von Dampf und Warmwasser" unterschieden werden. Industrieöfen sind sehr spezifische, in den jeweiligen Produktionsprozess integrierte Anlagen, welche in den meisten Fällen Wärme auf sehr hohem Temperaturniveau von häufig über 1.000 °C bereitstellen (Stahl, Zement, Keramik, Glas). Die Dampferzeugung ist (durch ihre räumliche Trennung) unabhängiger vom jeweiligen Produktionsprozess und Temperaturen liegen meistens unter 300°C. Entsprechend unterscheiden sich auch die Möglichkeiten erneuerbare Energien zu nutzen.

Abbildung 36 zeigt die Entwicklung des Energieverbrauchs für die Prozesswärme nach diesen beiden Kategorien. Sowohl bei der Dampferzeugung als auch in den Industrieöfen wird PtG mit jeweils über 140 TWh im Jahr 2050 der dominante Energieträger. Ausnahmen sind der Strombedarf für elektrische Prozesse, wie den Elektro-Lichtbogenofen in der Stahlindustrie, sowie der Einsatz von Fernwärme.

Im Jahr 2030 ist der Anteil von PtG mit insgesamt 9 TWh noch relativ niedrig, was aus den angenommenen Beimischungsquoten im Erdgasnetz folgt. Dennoch findet bis 2030 bereits eine Umstellung von Kohle auf Erdgas statt, welches dann langfristig durch CO_2-neutrales PtG ersetzt wird.

Abbildung 36: Einsatz von Energieträgern für die Bereitstellung von Prozesswärme im Szenario TN-PtG/PtL



	Dampf und Warmwasser								Industrieöfen							
	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
PtG	-	-	-	4	13	27	73	144	-	-	-	5	15	34	87	141
Übrige, erneuerbar	3	3	3	2	1	1	0	-	-	-	1	1	1	1	1	0
Wasserstoff	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0	0	0	0	0	0
Müll nicht erneuerbar	6	7	10	15	17	18	14	-	15	15	5	3	2	1	0	0
Umgebungswärme	-	0	1	2	4	5	5	0	-	-	-	-	-	-	-	-
Strom	6	6	5	4	3	3	3	0	9	9	14	17	19	23	28	31
Andere fossile	9	9	8	6	3	2	1	-	32	32	28	23	15	7	3	0
Kohle	21	20	19	15	11	7	4	-	94	95	66	50	41	28	14	0
Heizöl	13	12	11	11	12	12	9	-	6	6	5	4	4	4	2	0
Erdgas	103	98	91	80	72	63	31	-	85	85	100	96	87	79	37	-
Fernwärme	31	34	37	41	43	44	46	48	-	-	-	-	-	-	-	-
Biomasse	27	26	24	20	15	9	4	-	5	5	13	18	17	11	8	1

5.3.4 Energieeffizienz

Tabelle 23 zeigt die Energieintensität der untersuchten Branchen bezogen auf die jeweilige Bruttowertschöpfung gemessen in GJ Endenergie je Euro Wertschöpfung. Dieser Indikator wird häufig verwendet, um den Energieeffizienzfortschritt des Industriesektors zu messen. Demnach sinkt die Energieintensität im Szenario TN-PtG/PtL von 2020 bis 2050 gemessen für die gesamte Industrie um etwa 36 % von 1,32 auf 0,84 GJ/€. Mit anderen Worten: Je erwirtschaftetem Euro benötigt die Industrie im Jahr 2050 36 % weniger Energie als im Jahr 2020. Der jährliche Fortschritt der Energieintensität beträgt in diesem Zeitraum im Mittel 1,5 %.

Es ist darauf hinzuweisen, dass dieser Indikator nicht bloß einen technischen Effizienzfortschritt im engeren Sinne zeigt, sondern auch strukturelle Verschiebungen zwischen den Branchen sowie innerhalb der Branchen zwischen Prozessen (z. B. Verschiebung von Oxygenstahl zu Elektrostahl oder von Primäraluminium zu Sekundäraluminium) und Produkten (unterschiedlich starkes Produktionswachstum der unterschiedlichen Produkte).

Tabelle 23: Energieintensität der untersuchten Branchen bezogen auf die Bruttowertschöpfung der Branche im Szenario TN-PtG/PtL [GJ/Euro2015]

	2015	2020	2030	2040	2050	CAGR[1] 2020-2050
Bergbau	2,26	2,09	1,82	1,72	1,59	-0,9 %
Ernährung und Tabak	1,16	1,16	0,96	0,83	0,74	-1,5 %
Fahrzeugbau	0,31	0,28	0,26	0,24	0,22	-0,8 %
Glas u. Keramik	3,84	3,71	3,30	3,03	2,90	-0,8 %
Grundstoffchemie	5,48	5,31	4,82	4,49	4,27	-0,7 %
Gummi- u. Kunststoffwaren	0,92	0,83	0,66	0,55	0,48	-1,8 %
Maschinenbau	0,24	0,22	0,20	0,18	0,17	-0,9 %
Metallbearbeitung	0,68	0,59	0,54	0,51	0,48	-0,7 %
Metallerzeugung	26,41	25,30	20,14	15,24	13,40	-2,1 %
NE-Metalle, -gießereien	3,64	3,45	3,07	2,82	2,66	-0,9 %
Papiergewerbe	5,99	5,65	4,44	3,63	3,19	-1,9 %
Sonstige chemische Industrie	0,75	0,76	0,71	0,70	0,68	-0,4 %
Sonstige Wirtschaftszweige	0,55	0,49	0,44	0,39	0,37	-0,9 %
Verarbeitung v. Steine u. Erden	7,03	6,61	5,49	5,24	5,28	-0,8 %
Summe	**1,42**	**1,32**	**1,09**	**0,93**	**0,84**	**-1,5 %**

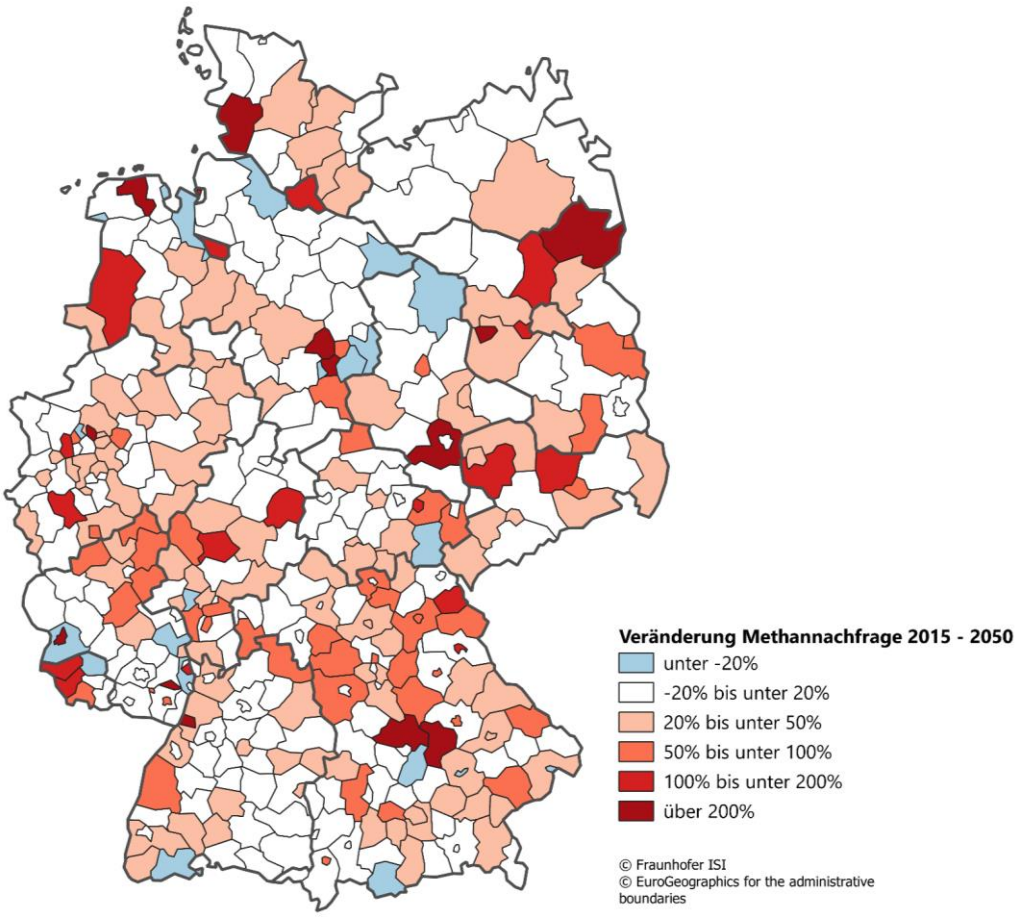
1: CAGR: „Compound Annual Growth Rate", jährliche Wachstumsrate
Quelle: FORECAST

5.3.5 Regionale Energienachfrage

Im Szenario TN-PtG/PtL kann die Verfügbarkeit von PtG zu einem strukturellen Wandel der industriellen Energienachfrage in einigen Regionen führen. Die Entwicklung und die Lokalisation der zukünftigen Standorte sind mit großen Unsicherheiten behaftet, insbesondere, wenn energieintensive Produktionsanlagen auf neue Prozesse umgestellt werden. In den analysierten Szenarien wird die Frage beantwortet, wie sich die Energienachfrage verändert, wenn an den bisher bestehenden Standorten die Produkte weiterhin hergestellt werden, unter Berücksichtigung der nationalen Entwicklungen des Produktionsvolumens und des Prozesswechsels im Szenario TN-PtG/PtL. Unter dieser Annahme verändert sich die Nachfrage nach PtG im Szenario TN-PtG/PtL in einigen Regionen im Jahr 2050 stark – auch im Vergleich zur Erdgasnachfrage im Basisjahr (Abbildung 37). In ca. 25 % der Regionen ist bis 2050 ein Rückgang der Gasnachfrage (Erdgas und PtG) zu beobachten, durch Energie- und Materialeffizienz (v. a. Papierindustrie) sowie zum Teil durch Umstellung nicht mehr benötigter Anlagen der energieintensiven Industrie (bspw. Koksöfen). In wiederum ca. 25 % der Regionen kommt es zu einer geringfügigen Steigerung des Gasbedarfs um bis zu 20 %. In 20 % der Regionen steigt der Gasbedarf im Jahr 2050 um mehr als 50 % im Vergleich zum Basisjahr, darunter in 13 Regionen um 200 % bis 700 %. Dies liegt im Energieträgerwechsel von fossilen Brennstoffen

wie Kohle, Koks und Naphtha zu Methan begründet, beispielsweise die Umstellung der Hochofenstandorte auf Methan-Direktreduktion von Eisenerz (CH_4-DRI). Die größte Steigerung der Nachfrage nach PtG im Vergleich zur Erdgasnachfrage um den Faktor 7 bis 21 im Vergleich zur Erdgasnachfrage im Basisjahr ist in fünf Regionen zu beobachten. Treiber hierfür ist der stoffliche Bedarf der Chemieindustrie nach PtG für Ethylen/Olefine und Methanol.

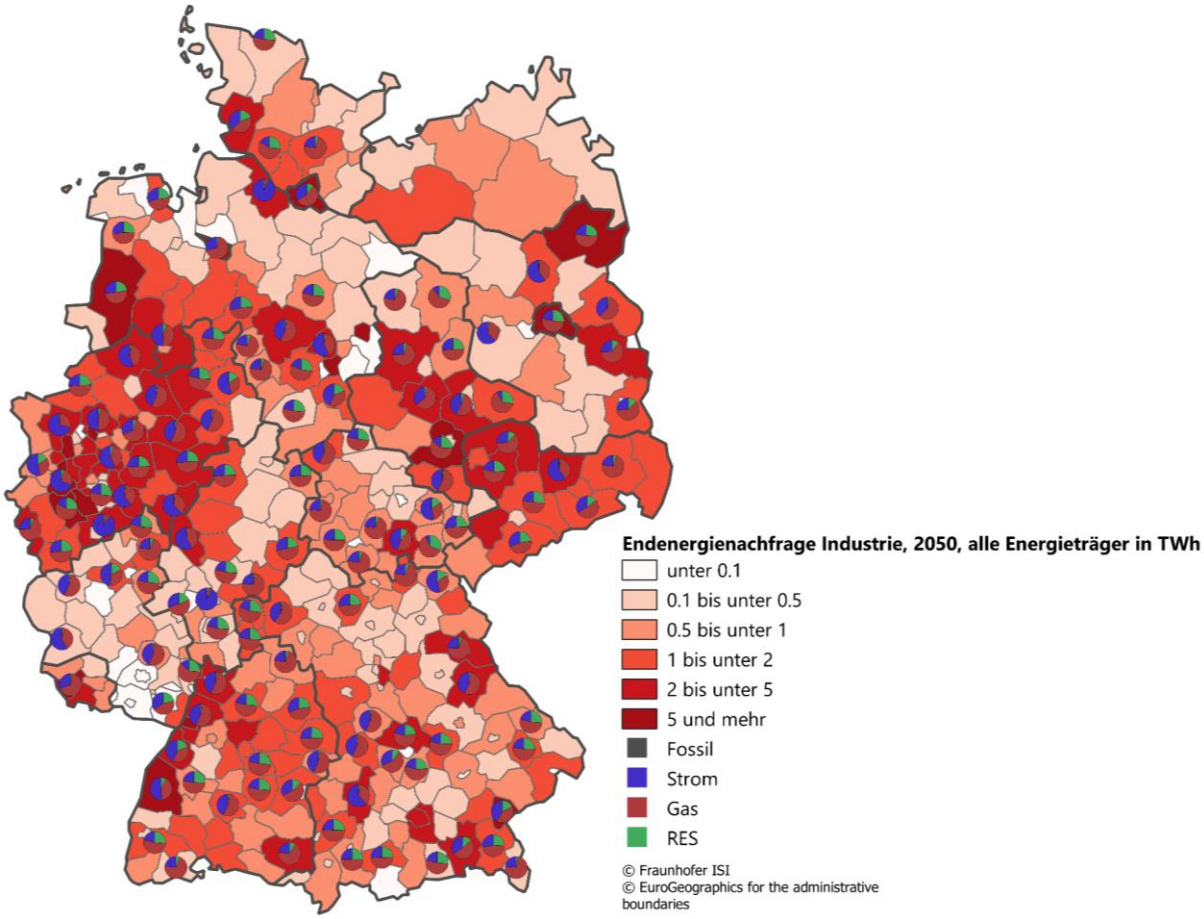
Abbildung 37: Prozentuale Veränderung der Gasnachfrage (Erdgas und PtG) energetisch und stofflich im Jahr 2050 im Vergleich zum Jahr 2018 nach Landkreisen und kreisfreien Städten (NUTS 3) in TWh; Szenario TN-PtG/PtL



Quelle: FORECAST-Regional, Fraunhofer ISI

Abbildung 38 zeigt für das Jahr 2050 die Endenergienachfrage aller Energieträger und die Zusammensetzung der Endenergienachfrage. Die Veränderung in den einzelnen Regionen ist lokal stark abhängig von den dort angesiedelten Industrien. Die Veränderung zeigt eine Entwicklung analog zur Gasnachfrage durch die Umstellung von Produktionsanlagen. Allerdings sinkt die Gesamtenergienachfrage in 90 % der Regionen, insbesondere durch den Effizienzfortschritt. In den Regionen mit einer Steigerung der Endenergienachfrage (fünf Regionen mit einer Steigerung um 100 % bis 300 %) liegt dies an der Umstellung von Anlagen zur Ethylenproduktion auf die MTO-Route. Die energieintensiven Prozesse werden zu einem großen Teil mit PtG als Energieträger betrieben. Die Stromnachfrage zeigt in den Regionen je nach der dortigen Industriestruktur eine gegenläufige Entwicklung, durch Effizienzgewinne einerseits sowie durch Elektrifizierung andererseits.

Abbildung 38: Endenergienachfrage (Farbskala) im Jahr 2050 mit Energieträgerverteilung der energieintensiven Standorte (Kreisdiagramm) nach Landkreisen und kreisfreien Städten (NUTS 3) in TWh; Szenario TN-PtG/PtL



Quelle: FORECAST-Regional, Fraunhofer ISI

6 Ergebnisse im Szenariovergleich

6.1 Treibhausgasemissionen

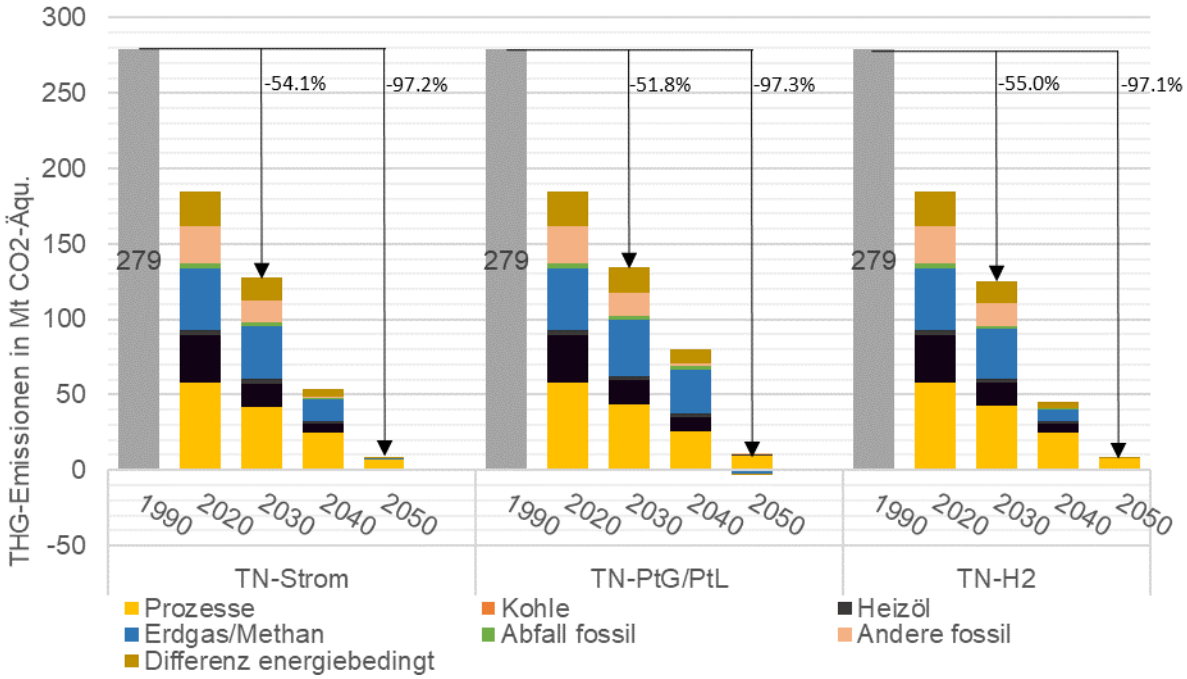
Die resultierenden Treibhausgasemissionen sind im Vergleich der TN-Szenarien nach Quellenkategorien in Abbildung 39 dargestellt. In allen drei TN-Szenarien erreicht der Industriesektor eine THG-Minderung von etwa 97 % bis zum Jahr 2050 gegenüber 1990. Verbleibende THG-Emissionen sind nahezu ausschließlich prozessbedingt. Bis zum Jahr 2030 erreichen die Szenarien eine Minderung von 54 % (TN-Strom), 52 % (TN-PtG/PtL) bzw. 55 % (TN-H2) gegenüber den 279,2 Mt der Industrie im Jahr 1990. Damit übererfüllen alle drei Szenarien das (alte) Sektorziel für die Industrie im Jahr 2030 von 49 bis 51 % Minderung leicht. Das neue Sektorziel des novellierten Klimaschutzgesetzes aus dem Jahr 2021 verlangt eine Minderung von mindestens 58 %, was verbleibenden Emissionen von 118 Mt CO_2-Äquivalenten im Jahr 2030 entspricht. Dieses Ziel wird in allen Szenarien verfehlt.

Deutliche Unterschiede zwischen den Szenarien zeigen sich im Jahr 2040. Hier sinken die Emissionen in den Szenarien TN-Strom und TN-H2 bis zum Jahr 2040 bereits deutlich stärker als im Szenario TN-PtG/PtL. Dies ist darin begründet, dass in den Szenarien TN-Strom und TN-H2 eine grundlegende Umstellung der industriellen Prozesswärmeerzeugung hinterlegt ist, welche aufgrund langer Lebensdauern und langsamer Umwälzungsraten eine längere Vorlaufzeit benötigt. Im Szenario TN-PtG/PtL hingegen werden zum großen Teil die heutigen gasbefeuerten Prozesswärmeanlagen weiter betrieben. Die späte Minderung nach 2040 ist hauptsächlich auf die Annahmen zum Beimischungspfad CO_2-neutralen Gases (PtG) in das Erdgasnetz zurückzuführen. Eine frühere Verfügbarkeit von PtG und höhere Beimischungsquoten würden bereits zu einer tieferen Minderung im Jahr 2040 führen. Allerdings werden die Annahmen zur Beimischung bereits als sehr ambitioniert eingeschätzt.

Im Jahr 2050 ähnelt sich das Bild in den drei TN-Szenarien im Hinblick auf die Treibhausgasemissionen wieder. Die verbleibenden etwa 7 bis 8 Mt THG-Emissionen setzen sich nahezu ausschließlich aus prozessbedingten Emissionen zusammen. Wenngleich diese aufgrund von Prozesswechsel, Materialeffizienz, innovativen Zementsorten sowie dem Einsatz von CCU/S bis 2050 kontinuierlich sinken, verbleibt in diesen Bereichen noch ein deutlicher Sockel, der sich auf über 20 einzelne Quellenkategorien verteilt.

Abbildung 39: Resultierende Entwicklung der Treibhausgasemissionen des Industriesektors im Vergleich der TN-Szenarien

Emissionsbilanzierung entsprechend der Definition des 2030-Sektorziels der Industrie: Prozessbedingte Emissionen kalibriert auf NIR 2018; energiebedingte Emissionen kalibriert auf AGEB je Energieträger und Differenz AGEB/NIR separat ausgewiesen.



Diese verbleibenden prozessbedingten Emissionen entstehen maßgeblich in den nicht im Modell abgebildeten und daher konstant gehaltenen Emissionsquellen (3 Mt, vgl. Abschnitt 2.3.3). Sie sind überwiegend in den NIR-Kategorien „Produktverwendung" und „Elektronik" eingeordnet und umfassen die Nutzung von Schmierstoffen und Paraffinwachsen (0,7 Mt), Lösungsmitteln (1,5 Mt) sowie nicht näher bezeichnete „Andere/andere Produktverwendung" (0,6 Mt). Aufgrund der nach heutigen Maßstäben geringen Mengen sind keine detaillierten Vermeidungsmaßnahmen für diese Quellkategorien bekannt. Wegen ihrer im Modellierungszeitraum relativ stark zunehmenden Bedeutung ist eine tiefere Beschäftigung mit ihnen aber angezeigt – insbesondere vor dem Hintergrund begrenzter Potenziale für negative Emissionen.

Weitere verbleibende prozessbedingte Emissionen (3,3 Mt) entstehen aus im Modell detailliert behandelten Quellen wie der Glasherstellung (0,5 Mt), Keramikherstellung (0,5 Mt), chemischen Produkten wie Natriumcarbonat (0,4 Mt) und Ruß/Petrochemie (1,2 Mt) sowie Aluminium (0,4 Mt) und Zink (0,3 Mt). Für diese Prozesse ist eine primäre Vermeidung nicht absehbar. Sekundäre Maßnahmen wie die Abscheidung und Speicherung[41] sind aufgrund ihrer Beschaffenheit, Entstehung und Menge sowohl technisch als auch wirtschaftlich deutlich negativer zu bewerten als die an den großen CO_2-Quellen Zement- und Kalkherstellung. In jenen verbleibt knapp 1 Mt aufgrund unvollständiger Abscheidung.

[41] Diese prozessbedingten THG-Emissionen sind überwiegend nicht-CO_2.

6.2 Energienachfrage

6.2.1 Überblick

Die hier betrachtete Energienachfrage des Industriesektors setzt sich aus dem Endenergieverbrauch entsprechend der Energiebilanzen sowie dem stofflichen Einsatz von Energieträgern im untersuchten Teil der chemischen Industrie zusammen. Insgesamt ergibt sich ein Energieverbrauch von 850 TWh im Jahr 2015. Im Verlauf bis zum Jahr 2050 verändern sich Niveau und Zusammensetzung des Energiebedarfs in allen TN-Szenarien grundlegend.

In allen drei TN-Szenarien sinkt der Energieverbrauch in Summe kontinuierlich, um etwa ein Fünftel bis zum Jahr 2050 (TN-Strom: -23 %, TN-PtG/PtL: -18 %, TN-H2: -21 %). Dieser Rückgang ist in allen Szenarien besonders durch ambitionierte Fortschritte bei Energie- und Materialeffizienz sowie Kreislaufwirtschaft zu erklären. Hinzu kommt im Szenario TN-Strom, dass die Elektrifizierung von Prozessen häufig mit (Endenergie-) Effizienzgewinnen einhergeht, was den etwas stärkeren Rückgang im Szenario TN-Strom erklärt. Zuletzt spielt auch die Systemgrenze bei der Wasserstoffherstellung eine Rolle: Der heutige Bedarf an Wasserstoff, z. B. für die Ammoniakherstellung, wird über das Verfahren der Dampfreformierung aus Erdgas bereitgestellt. In den Szenarien TN-Strom und TN-H2 wird stattdessen direkt grüner Wasserstoff eingesetzt und ein Umwandlungsschritt entfällt am Standort der Ammoniakherstellung. Die Erzeugung des (grünen) Wasserstoffs wird im Modellsystem im Umwandlungssektor verbucht und nicht, wie im Falle der Dampfreformierung, im Industriesektor. Somit erhöht sich durch diese Umstellung in der Bilanzierung die „Effizienz" im Industriesektor. Dieser Effekt tritt im Szenario TN-PtG/PtL nicht auf, was zum niedrigeren Effizienzgewinn dieses Szenarios beiträgt.

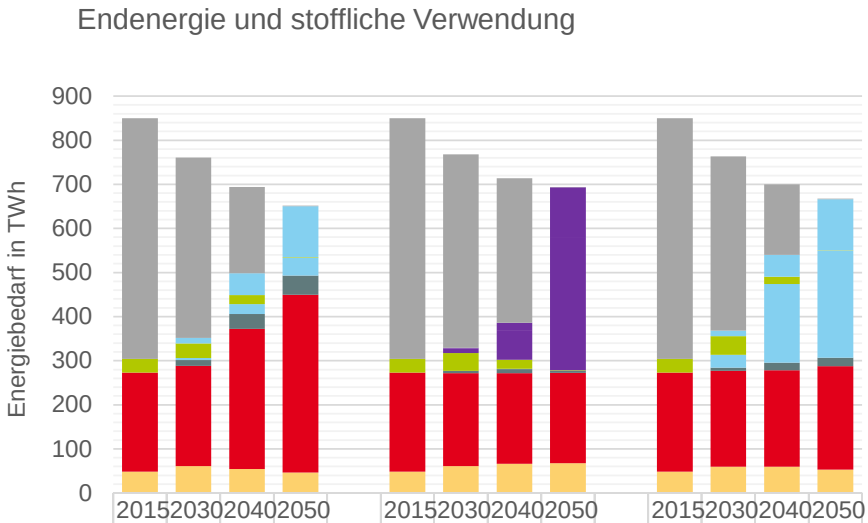
Größere Verschiebungen zeigen sich bei der Bedeutung einzelner Energieträger (Abbildung 40). Entsprechend der übergeordneten Szenarioleitlinien entwickeln sich die Szenarien sehr unterschiedlich und verzeichnen einen starken Wechsel in Richtung Strom (TN-Strom), PtG bzw. synthetischem Methan (TN-PtG/PtL) bzw. Wasserstoff (TN-H2). Im Szenario TN-H2 steigt der Verbrauch von (grünem) Wasserstoff auf insgesamt 360 TWh im Jahr 2050 und macht damit etwa 52 % des gesamten industriellen Energieverbrauchs aus. Mit 41 TWh ist der Bedarf an Wasserstoff im Jahr 2030 deutlich niedriger, aber dennoch substantiell. Getrieben durch den Umbau des industriellen Anlagenbestandes ist von 2030 bis 2040 ein relativ starker Anstieg zu verzeichnen. Im Szenario TN-PtG/PtL ist ein weniger grundlegender Umbau nötig, da Industrieöfen im Normalfall bereits mit Erdgas befeuert werden (wichtige Ausnahme: Hochöfen). Entsprechend wird die Geschwindigkeit der Umstellung auf PtG (synthetisches Methan) hauptsächlich durch die Beimischungsquote im Gasnetz bestimmt. Entsprechend sind im Jahr 2030 erst 12 TWh PtG-Bedarf zu verzeichnen. Im Jahr 2050 ist PtG mit 415 TWh bzw. 60 % am gesamten industriellen Energieverbrauch mit Abstand der wichtigste Energieträger. Im Vergleich zum heutigen Verbrauch von Erdgas (~240 TWh in 2015) ist dies ein deutlicher Anstieg. Im Szenario TN-Strom ist nahezu eine Verdopplung des industriellen Stromverbrauchs auf 404 TWh im Jahr 2050 zu beobachten. Damit ist Strom mit 62 % am gesamten Energieverbrauch der wichtigste Energieträger. Dieser Anstieg ist besonders durch die Elektrifizierung der Prozesswärme durch alle Industriebranchen hinweg bedingt. Daneben ist ein starker Anstieg des Wasserstoffbedarfs auf 156 TWh im Jahr 2050 zu verzeichnen. Dieser wird überall dort eingesetzt, wo eine direkte Elektrifizierung nicht möglich ist (z. B. weil der Energieträger stofflich genutzt wird) oder weil elektrische Verfahren technisch noch weniger weit entwickelt sind (Stahlherstellung).

Darüber hinaus weisen die Szenarien auch eine Reihe von Gemeinsamkeiten auf: Fossile Energieträger sind bis 2050 komplett aus dem System gedrängt (entsprechend Szenariodefinition). Auch

auf den Einsatz von Biomasse wird bis 2050 nahezu komplett verzichtet, um diesen knappen Rohstoff für die Versorgung anderer Sektoren (z. B. Verkehr) verfügbar zu machen. Der Bezug von Fernwärme bleibt in etwa auf dem heutigen Niveau und ein großer Sockel beim Stromverbrauch wird für die Bereitstellung mechanischer Energie, Licht und heute bereits elektrifizierter Prozesse in ähnlichem Maße in den drei Szenarien eingesetzt (~200 TWh). Aufgrund von Effizienzsteigerungen bei Querschnittstechniken sinkt dieser Sockelverbrauch leicht.

Abbildung 40: Energieverbrauch im Industriesektor im Vergleich der TN-Szenarien

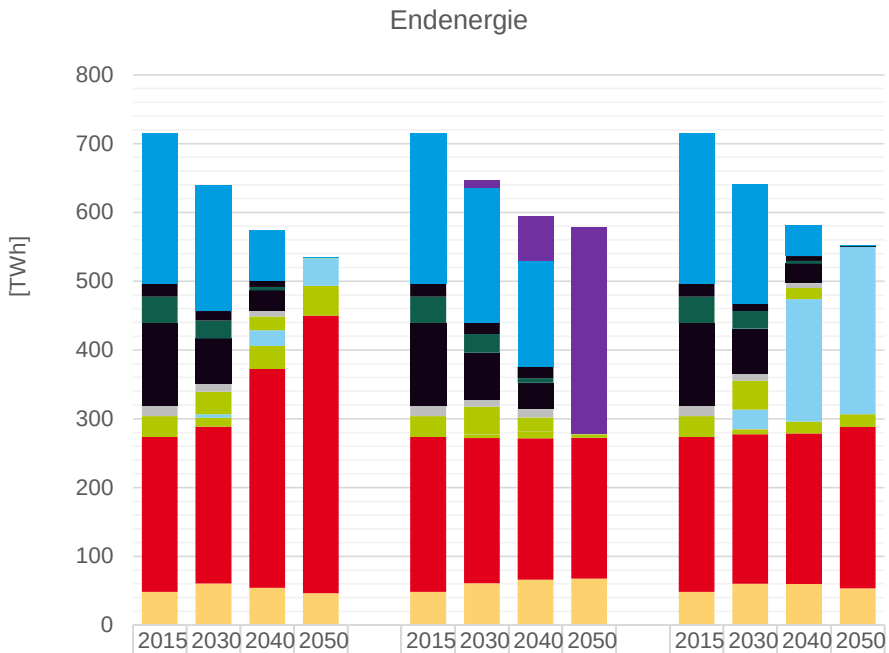
Dargestellt ist die Summe aus Endenergieeinsatz nach AGEB sowie stofflichem Energieträgereinsatz für Ammoniak und Methanol/Olefin-Herstellung



	TN-Strom				TN-PtG/PtL				TN-H2			
Fossil	546	408	195	1	546	439	328	0	546	395	160	1
Synthetisches Methan (stofflich)	0	0	0	0	0	2	18	115	0	0	0	0
Wasserstoff (stofflich)	0	13	50	116	0	0	0	0	0	13	50	116
Synthetisches Methan	0	0	0	0	0	10	66	300	0	0	0	0
Biomasse	30	33	20	1	30	41	21	1	30	42	16	1
Wasserstoff	0	5	23	40	0	0	0	0	0	29	178	243
Umgebungswärme	0	13	34	43	0	5	9	4	0	7	17	19
Strom	225	228	318	404	225	211	206	205	225	217	219	235
Fernwärme	48	61	54	46	48	61	66	68	48	60	60	53

In Abbildung 41 ist die Entwicklung des Endenergieverbrauchs (ohne stofflichen Einsatz von Energieträgern) mit höherem Detail bei den fossilen Energieträgern gezeigt. Da der Endenergieverbrauch mit 715 TWh den größten Anteil am gesamten Energieverbrauch ausmacht, zeigt sich eine ähnliche Entwicklung wie in Abbildung 40. Es zeigt sich darüber hinaus, dass besonders Kohle im Jahr 2015 mit 115 TWh noch einen sehr großen Anteil am Endenergieverbrauch aufwies. Dieser geht auf den Bedarf in der Stahlherstellung zurück und wird im Laufe der Szenarien entsprechend des Anlagenumbaus in der Stahlindustrie in Richtung Direktreduktion auf Basis von Wasserstoff bzw. PtG sowie Elektrostahl unter Einsatz von Stahlschrott durch Wasserstoff bzw. PtG und Strom ersetzt.

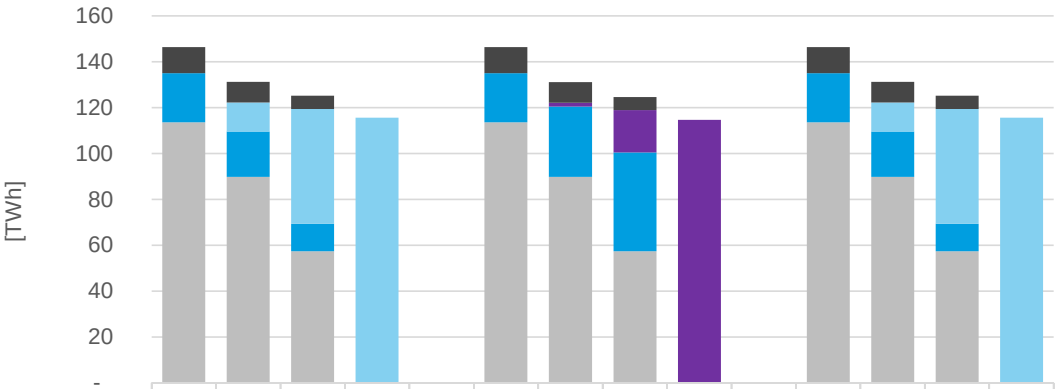
Abbildung 41: Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Industriesektor im Vergleich der TN-Szenarien



	TN-Strom				TN-PtG/PtL				TN-H2			
	2015	2030	2040	2050	2015	2030	2040	2050	2015	2030	2040	2050
Synthetisches Methan	0	0	0	0	0	10	66	300	0	0	0	0
Erdgas	218	182	73	1	218	197	153	0	218	173	44	1
Müll nicht erneuerbar	19	14	10	0	19	16	18	0	19	12	7	0
Andere fossil	38	26	5	0	38	27	7	0	38	26	4	0
Übrige, erneuerbar	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Kohle	120	66	30	0	120	68	38	0	120	65	29	0
Heizöl	15	11	8	0	15	11	12	0	15	10	7	0
Biomasse	30	33	20	1	30	41	21	1	30	42	16	1
Wasserstoff	0	5	23	40	0	0	0	0	0	29	178	243
Solarenergie	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Umgebungswärme	0	13	34	43	0	5	9	4	0	7	17	19
Strom	225	228	318	404	225	211	206	205	225	217	219	235
Fernwärme	48	61	54	46	48	61	66	68	48	60	60	53

Der stoffliche Einsatz von Energieträgern in der chemischen Industrie trägt erheblich zum Energieverbrauch des Industriesektors bei. In dieser Studie wird der stoffliche Einsatz für die mengenmäßig wichtigsten Chemieprodukte Ammoniak, Methanol und Olefine (z. B. Ethylen) berücksichtigt. Dieser setzt sich im Jahr 2015 aus 114 TWh Naphtha (Herstellung von Olefinen) und 21 TWh Erdgas (Ammoniak- und Methanolherstellung) sowie 11 TWh anderen fossilen Energieträgern zusammen. Darüber hinaus gibt es weiteren stofflichen Verbrauch von Energieträgern, der sich auf eine Vielzahl kleinerer Produkte verteilt. Abbildung 42 zeigt die Entwicklung des stofflichen Energieeinsatzes bis zum Jahr 2050. In den Szenarien TN-Strom und TN-H2 wird dieser vollständig auf den Rohstoff Wasserstoff umgestellt, woraus sich in Summe ein Verbrauch von 116 TWh für die Herstellung von Ammoniak und Olefinen ergibt. Im Szenario TN-PtG/PtL wird statt Wasserstoff PtG als Rohstoff eingesetzt. Dadurch ist in der Ammoniakherstellung keine Prozessänderung nötig, die Herstellung von Olefinen wie z. B. Ethylen verlangt jedoch auch in diesem Szenario eine grundlegende Umstellung der Herstellungsverfahren.

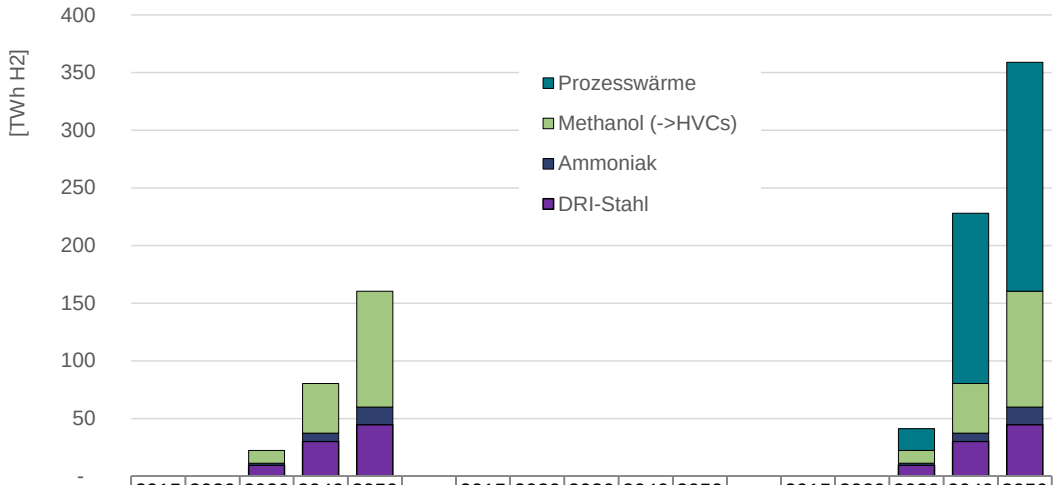
Abbildung 42: Stoffliche Verwendung von Energieträgern für die Herstellung von Ammoniak und Methanol/Olefinen in den drei TN-Szenarien



	2015	2030	2040	2050	2015	2030	2040	2050	2015	2030	2040	2050
	TN-Strom				TN-PtG/PtL				TN-H2			
Andere fossile	11	9	6	-	11	9	6	-	11	9	6	-
Wasserstoff	-	13	50	116	-	-	-	-	-	13	50	116
PtG	-	-	-	-	-	2	18	115	-	-	-	-
Erdgas	21	20	12	-	21	31	43	-	21	20	12	-
Biomasse	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Naphtha	114	90	57	-	114	90	57	-	114	90	57	-

Der Einsatz von Wasserstoff im Szenariovergleich ist in Abbildung 43 dargestellt. Im Szenario TN-Strom wird Wasserstoff gezielt für die Herstellung von Stahl, Ammoniak und Methanol/Olefinen eingesetzt. Die resultierenden 156 TWh Wasserstoff verteilen sich auf vergleichsweise wenig Standorte (~20). Siehe dazu auch Abschnitt 3.3.5. Im Szenario TN-H2 kommt zur Nachfrage für diese drei Produkte noch ein großflächiger Einsatz von Wasserstoff für die Prozesswärmeerzeugung in allen Branchen hinzu, wodurch der gesamte Wasserstoffeinsatz mit 359 TWh gut 200 TWh höher liegt. Diese zusätzliche Nachfrage verteilt sich auf eine hohe Anzahl an Standorten und verlangt einen großflächigen Ausbau der Wasserstoffinfrastruktur. Im Szenario TN-PtG/PtL wird im Industriesektor kein Wasserstoff eingesetzt.

Abbildung 43: Einsatz von Wasserstoff im Industriesektor in den drei TN-Szenarien im Vergleich



	TN-Strom						TN-PtG/PtL						TN-H2					
	2015	2020	2030	2040	2050		2015	2020	2030	2040	2050		2015	2020	2030	2040	2050	
Prozesswärme	-	-	-	-	-		-	-	-	-	-		-	-	19	148	199	
Methanol (->HVCs)	-	-	11	43	101		-	-	-	-	-		-	-	11	43	101	
Ammoniak	-	-	2	7	15		-	-	-	-	-		-	-	2	7	15	
DRI-Stahl	-	-	10	30	45		-	-	-	-	-		-	-	10	30	45	

Die Entwicklung der Stromnachfrage ist aufgeteilt nach ihren Anwendungen in Abbildung 44 dargestellt. In allen Szenarien ist ein kontinuierlicher Rückgang bei den klassischen Stromverbrauchern getrieben durch Effizienzgewinne zu verzeichnen (vor allem Elektromotor-Anwendungen), der nach 2040 nachlässt. Im Szenario TN-Strom wird dieser Rückgang besonders ab dem Jahr 2030 durch eine schnelle und umfassende Elektrifizierung der Prozesswärme überkompensiert, was nahezu zu einer Verdopplung der Stromnachfrage führt. Der Zuwachs entfällt mit jeweils gut 100 TWh in etwa zu gleichen Teilen auf die Dampferzeugung und die Industrieöfen. In den Szenarien TN-PtG/PtL und TN-H2 verbleibt die Gesamtnachfrage in etwa auf heutigem Niveau und eine leichte Elektrifizierung der Prozesswärme (z. B. durch Elektrolichtbogenöfen in der Stahlherstellung) kompensiert den Rückgang bei den klassischen Stromverbrauchern.

Abbildung 45 zeigt, dass besonders die Prozesswärmeerzeugung sehr grundsätzlichen Veränderungen unterworfen ist. Wobei diese in den Szenarien TN-Strom und TN-H2 deutlich größer als im Szenario TN-PtG/PtL ausfallen, in dem in vielen Anlagen lediglich die CO_2-Intensität des Energieträgers Gas sinkt, ohne dass industrieseitig Investitionen nötig wären. Ausnahmen sind sicherlich die Stahlherstellung und die rohstoffliche Versorgung der Chemie.

Abbildung 44: Stromverbrauch im Industriesektor nach Anwendungen in den drei TN-Szenarien im Vergleich inkl. theoretischem Stromverbrauch für die Herstellung von Wasserstoff/PtG als Stromäquivalente

Für die Berechnung des potenziellen Stromverbrauchs für die Erzeugung von Wasserstoff/PtG wurde eine Umwandlungseffizienz der Prozesskette von 70 % (Wasserstoff) bzw. 50 % (PtG) angenommen. Dies dient lediglich einer einfachen Abschätzung der Größenordnung - im Berichtsmodul zum Energieangebot wird die Erzeugungsseite genauer betrachtet.

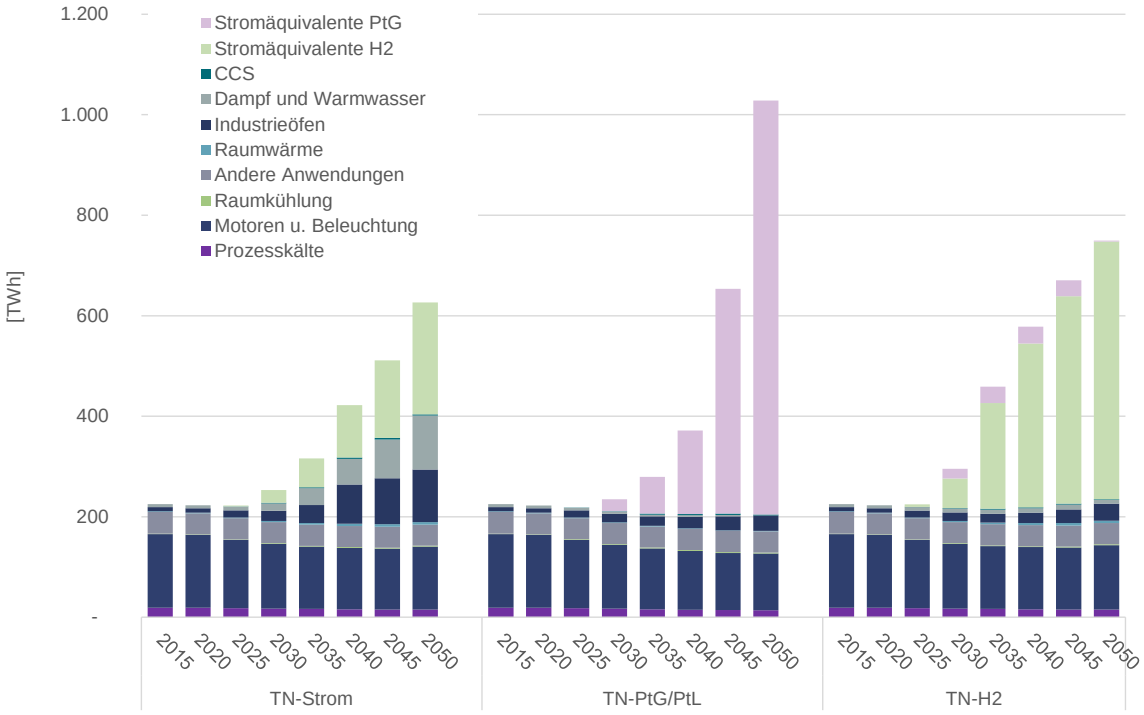
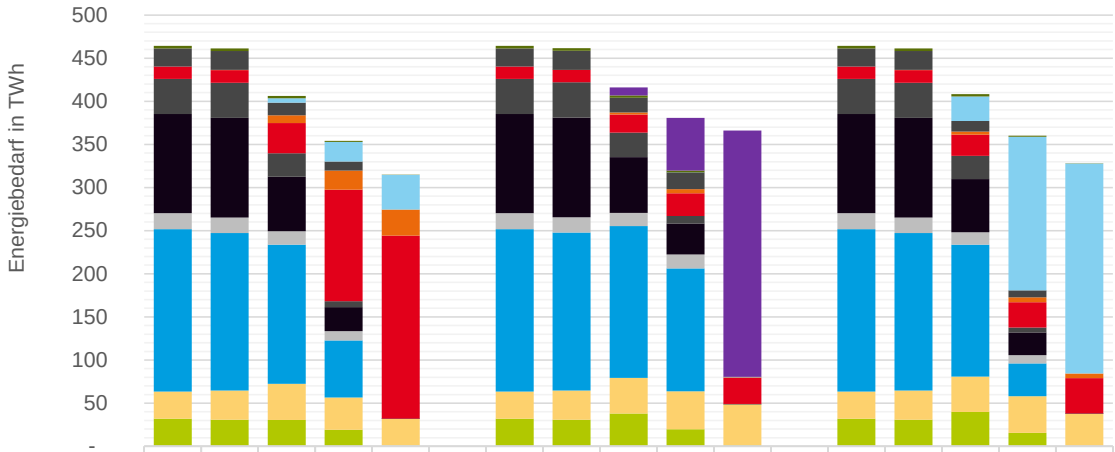


Abbildung 45: Bereitstellung von Prozesswärme nach Energieträgern im Vergleich der Szenarien



	TN-Strom					TN-PtG/PtL					TN-H2				
	2015	2020	2030	2040	2050	2015	2020	2030	2040	2050	2015	2020	2030	2040	2050
PtG	-	-	-	-	-	-	-	9	61	286	-	-	-	-	-
Übrige, erneuerbar	3	3	3	1	0	3	3	3	2	0	3	3	3	1	0
Wasserstoff	-	-	5	23	40	-	-	0	0	0	-	-	29	178	243
Müll nicht erneuerbar	21	22	15	11	0	21	22	17	19	0	21	22	12	8	0
Umgebungswärme	-	0	9	22	30	-	0	2	5	0	-	0	3	6	5
Strom	14	15	35	129	212	14	14	21	26	31	14	15	25	29	41
Andere fossile	41	41	27	7	0	41	41	28	9	0	41	41	27	6	0
Kohle	115	115	63	28	0	115	115	65	36	0	115	115	62	26	0
Heizöl	19	18	15	11	0	19	18	15	16	0	19	18	14	10	0
Erdgas	188	183	161	66	0	188	183	176	142	-	188	183	153	38	0
Fernwärme	31	34	42	38	31	31	34	41	44	48	31	34	41	42	37
Biomasse	32	31	31	19	1	32	31	38	20	1	32	31	40	16	0

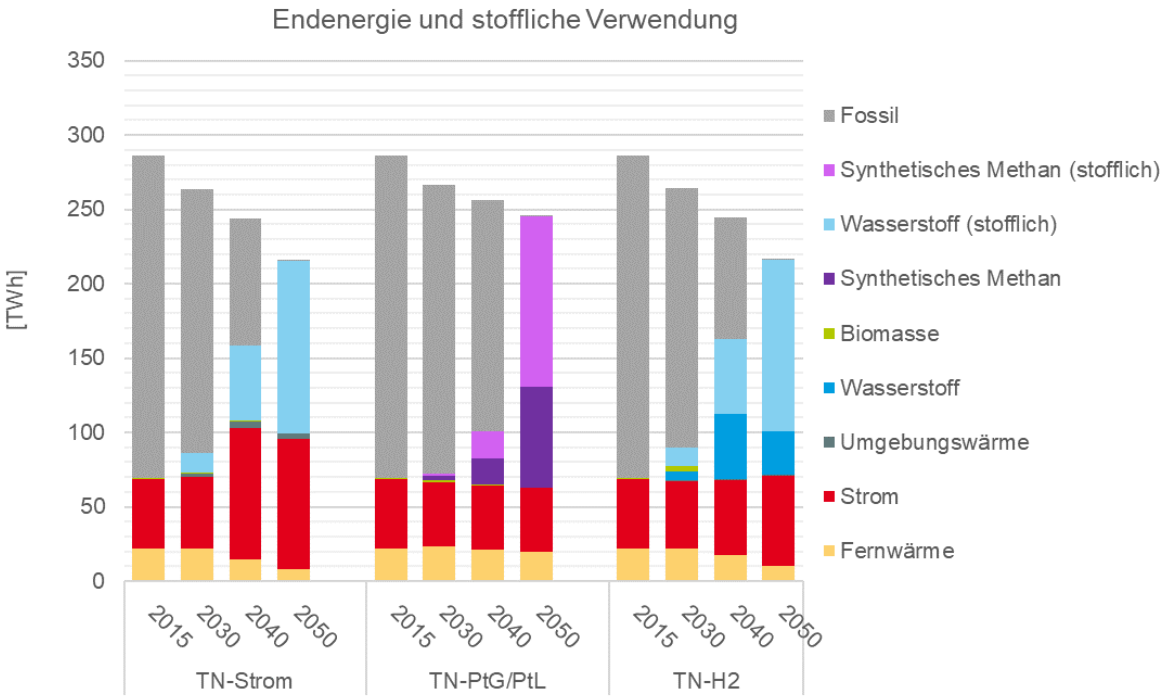
6.2.2 Sektor Grundstoffchemie

In der Chemieindustrie erzeugt die Prozessumstellung als Kernelement der Transformation die maßgeblich zu beobachtenden Effekte auf den Endenergiebedarf (Abbildung 46), der vor allem durch die in den Szenarien unterschiedliche Rohstoffnutzung charakterisiert wird. Auffällig ist der Rückgang der Gesamtenergiebedarfes (2015: 286 TWh, 2050: 215 TWh in TN-H2 und TN-Strom bzw. 245 TWh in TN-PtG/PtL), der nicht alleine durch Effizienzgewinne erklärbar ist. Durch den Umstieg insbesondere auf die MTO-Route wird ein Teil des Energiebedarfes aus der Industrie in den Umwandlungssektor verlagert. Dies liegt daran, dass synthetisches Methan (aber insbesondere Wasserstoff) höherwertigere Energieträger als das zuvor verwendete Naphtha sind. Letzteres musste im konventionellen Prozess im Steamcracker unter hohem Energieeinsatz aufgespalten werden. Dieser Schritt entfällt. Ähnlich wird in der Ammoniakherstellung die Bereitstellung des Wasserstoffs in den Umwandlungssektor verschoben, während diese heute noch auf Basis von Erdgas (Dampfreformierung) stattfindet und in der Industrie bilanziert wird.

Während im Szenario TN-PtG/PtL synthetisches Methan die Rolle der fossilen Brenn- und Rohstoffe bis 2050 vollständig übernimmt und sonst nur geringfügige zusätzliche Änderungen der Energienachfrage durch Effizienzeffekte (siehe auch Tabelle 3) entstehen, bedeuten die Umstellungen auf wasserstoffbasierte Prozesse in den Szenarien TN-H2 und TN-Strom größere Umwälzungen. Zwischen den Szenarien TN-H2 und TN-Strom entstehen Unterschiede durch die unterschiedliche Schwerpunktsetzung bei Energiebedarf in der Weiterverarbeitung und allgemeiner Prozesswärme (Strom oder Wasserstoff).

Im Szenario TN-Strom wird Strom circa 2050 nach Wasserstoff als Rohstoff (116 TWh) zum wichtigsten Energieträger (88 TWh). Fern-[42] und Umgebungswärme (für Niedertemperaturbedarf) decken zusammen 12 TWh ab. Im Szenario TN-H2 ist im Jahr 2050 ebenfalls Wasserstoff der wichtigste Energieträger der Grundstoffchemie (116 TWh stofflich, 29 TWh energetisch), gefolgt von Strom (61 TWh). Die Verschiebung zwischen Strom und Wasserstoff in den jeweiligen TN-Szenarien ist beinahe 1:1, nur geringfügig verschoben durch die Nutzung von Fern- und Umgebungswärme (11 TWh in TN-H2). Im Szenario TN-PtG/PtL wird neben synthetischem Methan als Rohstoff (115 TWh) auch synthetisches Methan für Prozesswärme eingesetzt (67 TWh). Hinzu kommen Strom (43 TWh) und Fernwärme (20 TWh). Umgebungswärme spielt keine Rolle (<1 TWh).

Abbildung 46: Entwicklung des Energiebedarfs inkl. stofflicher Verwendung in der Grundstoffchemie im Vergleich der TN-Szenarien



Quelle: FORECAST/Fraunhofer ISI

Aus der Umstellung der Produktionsprozesse der Grundstoffindustrie ergeben sich unterschiedliche Implikationen für das Gesamtsystem. Im Szenario TN-PtG/PtL wird der stoffliche Kohlenstoffbedarf für die Produktion von Olefinen aus dem Rohstoff Methan gedeckt. In den Szenarien TN-H2 und TN-Strom erzeugt die stoffliche Nutzung zunächst einen zusätzlichen Bedarf von Kohlenstoff in der Produktionsroute von Olefinen, genauer auf der Stufe der Methanolproduktion.

6.2.3 Sektor Eisen und Stahl

In der Eisen- und Stahlindustrie resultieren die innerhalb der Szenarien sehr konsequenten Strategien des Prozess- und Brennstoffwechsels in deutlich abgrenzbaren Energieträgernutzungen

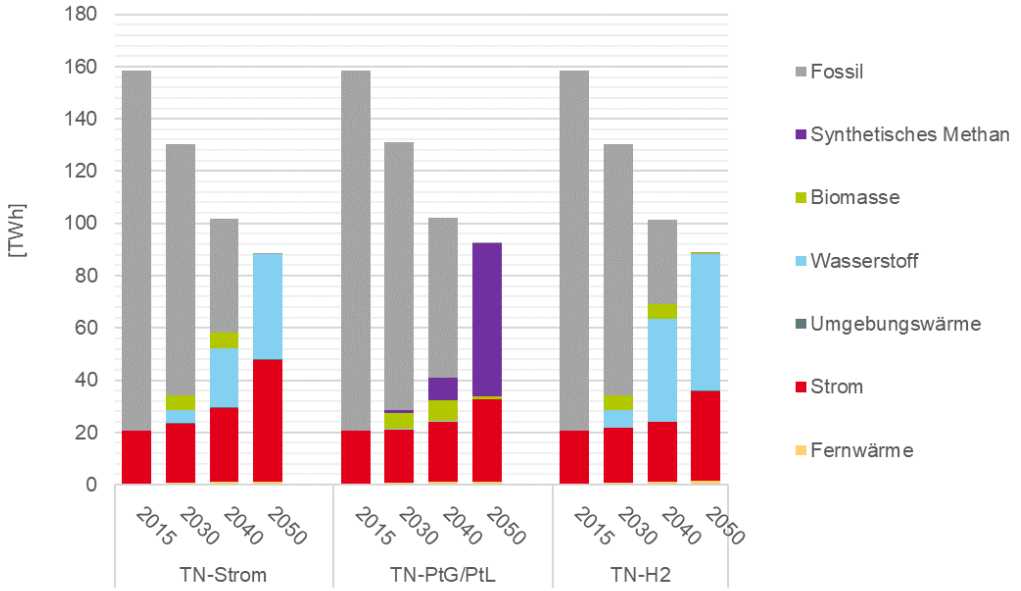
[42] Der Begriff „Fernwärme" umfasst in der Chemieindustrie vor allem Dampf und ist nicht mit der Verwendung im Gebäudesektor gleichzusetzen. Die entsprechende Kategorie der AGEB-Energiebilanz wird beispielsweise in der Statistik von Eurostat einfach als „heat" bezeichnet und umfasst damit mehr als die klassische „Fernwärme".

(siehe Abbildung 47). Allen Szenarien ist gemein, dass fossile Energieträger, die 2015 etwa 90 % der Energie bereitstellen (142 von 163 TWh), bis 2050 vollständig ersetzt werden. Zwischenzeitlich wird Biomasse in geringem Umfang (6 TWh) eingesetzt, z. B. als Kohlestaubersatz im Hochofen[43]. Der Gesamtenergiebedarf sinkt 2015 bis 2050 in allen Szenarien drastisch, von 158 TWh auf 88 TWh (TN-Strom) bis 92 TWh (TN-PtG/PtL). Dies ist maßgeblich auf die erhöhte Bedeutung der Sekundärroute und ihrem deutlich geringeren spezifischen Energiebedarf zurückzuführen. Die untersuchten Direktreduktionsrouten benötigen ebenfalls etwas weniger Endenergie als die Hochofenroute[44]. Im Szenario TN-Strom wird Strom der wichtigste Endenergieträger, mit einer Steigerung um 125 % zwischen 2015 (20 TWh) und 2050 (46 TWh). Wasserstoff für die Direktreduktion folgt mit 40 TWh. Andere Energieträger sind vernachlässigbar vertreten (<1 TWh). Im Szenario TN-H2 wird mehr Wasserstoff eingesetzt, insbesondere in der variablen Prozesswärmeerzeugung. Er wird damit zum am stärksten verwendeten Energieträger (52 TWh), gefolgt von Strom (34 TWh). Im Szenario TN-PtG/PtL wird statt Wasserstoff synthetisches Methan sowohl für die Direktreduktion als auch Prozesswärmeerzeugung eingesetzt (2050: 59 TWh). Damit verschiebt sich die Endenergienutzung stark zu Methan, das in Form von Erdgas 2015 nur 18 TWh ausmachte. Strom wird, ähnlich wie im Szenario TN-H2, mit 31 TWh als zweitwichtigster Energieträger genutzt.

[43] Hierbei handelt es sich aber eher um einen Modelleffekt, der in seiner Bedeutung nicht zu hoch eingeschätzt werden sollte. Biomasse wird durch die verschiedenen sich überlagernden Preispfade kurzzeitig besonders attraktiv.

[44] Die BF-BOF Route wird, je nach Systemgrenze (Kuppelgasnutzung in Kraftwerken, etwa 5 GJ/t), mit einem spezifischen Energiebedarf von 12 bis 21 GJ/t angegeben, vgl. Arens et al. 2012, Hölling und Gellert 2018. Dem gegenüber steht ein Energiebedarf von 2-3 GJ/t Sekundärstahl (durch die übersprungene, sehr energieintensive Roheisenherstellung) und etwa 13 GJ/t für Direktreduktion (H_2 oder PtG, gesamte Route, inklusive Materialvorbereitung und Stahlerzeugung im EAF), vgl. Vogl et al. 2018. Da sowohl EAF als auch DRI mit grünem Wasserstoff oder PtG letztlich auf Elektrizität angewiesen sind, ist die Primärenergiedifferenz nicht so eindeutig.

Abbildung 47: Entwicklung des Energiebedarfs in der Eisen- und Stahlindustrie im Vergleich der TN-Szenarien



Quelle: FORECAST/Fraunhofer ISI

6.2.4 Sektor Verarbeitung Steine u. Erden (Zement und Kalk)

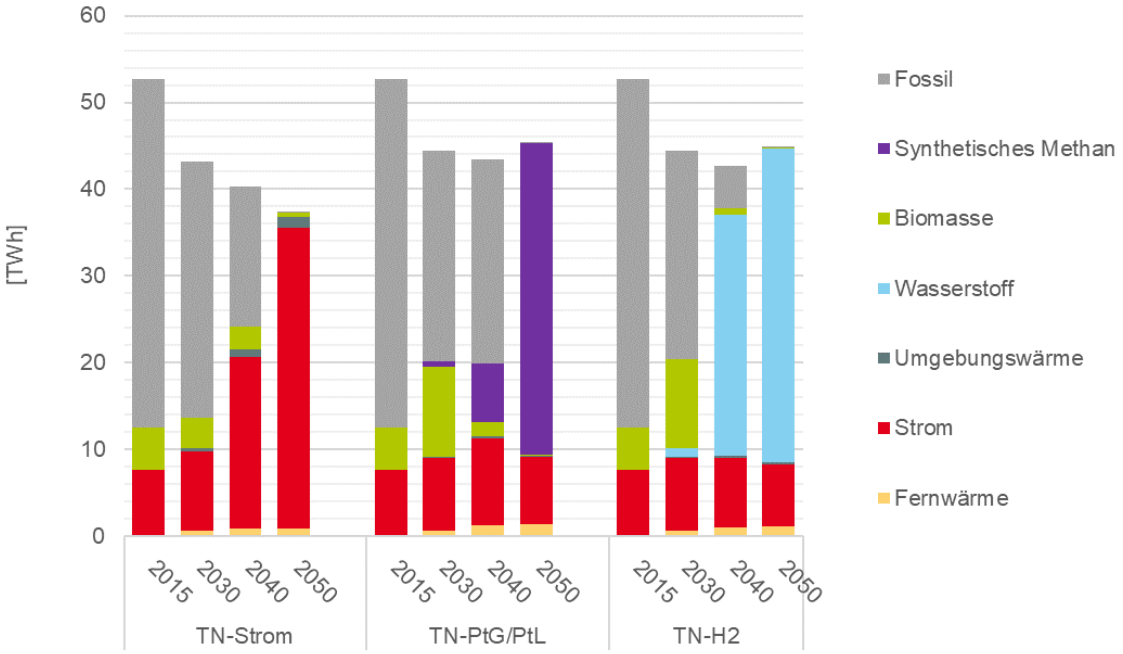
In Abbildung 48 ist der resultierende Energiebedarf des Sektors Steine und Erden dargestellt. Es fällt besonders die stark unterschiedliche Ausprägung der Szenarien beim Einsatz von CO_2-neutralen Sekundärenergieträgern auf. Im Szenario TN-Strom wird Strom der wichtigste Endenergieträger, mit einer Steigerung um rund 400 % zwischen 2015 (8 TWh) und 2050 (35 TWh). Andere Energieträger sind vernachlässigbar vertreten (<3 TWh)[45]. Im Szenario TN-H2 wird Wasserstoff direkt im Drehrohrofen (und für Kalk im Schachtofen) eingesetzt. Er wird damit zum am stärksten verwendeten Energieträger (36 TWh), gefolgt von Strom (8 TWh). Im Szenario TN-PtG/PtL wird statt Wasserstoff synthetisches Methan sowohl für Klinker als auch Kalkproduktion verwendet (2050: 36 TWh). Damit verschiebt sich die Endenergienutzung stark zu Methan, das in Form von Erdgas 2015 mit 12 TWh eine untergeordnete Rolle spielt. Strom wird, ähnlich wie im Szenario TN-H2, mit 8 TWh zweitwichtigster Energieträger (bleibt damit aber auf dem Niveau von 2018).

Allen Szenarien ist gemein, dass fossile Energieträger, die 2015 etwa 75 % der Energie bereitstellen (40 von 53 TWh), bis 2050 vollständig ersetzt werden. Auch der biogene Anteil des 2015 relevanten Anteils der Ersatzbrennstoffe nimmt ab. Dies ist auf den Bedarf an Kohlenwasserstoffen z. B. im

[45] Umgebungswärme kann zum Teil zur Trocknung herangezogen werden. Aus modelltechnischen Gründen wird auch ein Teil Fernwärme angegeben, von einem Ausbau von Fern- oder Nahwärmenetzen zu Zementwerken wird aber nicht ausgegangen. Die dort angegebene Wärme kann auch über z.B. Wärmepumpen bereitgestellt werden. Im Allgemeinen wird der auf niedrigem Temperaturniveau vorhandene Wärmebedarf heute durch interne Abwärmenutzung gedeckt. Mit der Umstellung der Öfen ist die entstehende Bilanz aber unsicher, weshalb hier von zusätzlichem Niedertemperaturbedarf ausgegangen wird.

Mobilitätssektor zurückzuführen[46]. Der Gesamtenergiebedarf sinkt bis 2050 in allen Szenarien drastisch, von 53 TWh auf 37 TWh (TN-Strom) bis 45 TWh (TN-H2 und TN-PtG/PtL)[47]. Dies ist im Szenario TN-Strom maßgeblich auf den geringeren Klinkeranteil zurückzuführen.

Abbildung 48: Entwicklung des Energiebedarfs in der Branche Verarbeitung Steine u. Erden im Vergleich der TN-Szenarien



Quelle: FORECAST/Fraunhofer ISI

6.2.5 Energieeffizienz

Tabelle 24 und Abbildung 49 zeigen die Energieintensität, also den Endenergieverbrauch der untersuchten Branchen bezogen auf die jeweilige Bruttowertschöpfung gemessen in GJ Endenergie je Euro Wertschöpfung. Ausgehend von einer Energieintensität von 1,32 GJ/€ im Jahr 2020 sinkt dieser Wert bis 2050 auf 0,78 (TN-Strom) bis 0,84 GJ/€ (TN-PtG/PtL). Damit bewegt sich der Energieeffizienzfortschritt in den drei Szenarien auf einem ähnlichen Pfad. Die Energieintensität sinkt im Szenario TN-Strom etwas stärker, da die Elektrifizierung häufig mit einem leichten Effizienzgewinn gegenüber dem Einsatz von Wasserstoff oder PtG verbunden ist. Entsprechend liegt auch der jährliche Rückgang der Energieintensität im Zeitraum 2020 bis 2050 in den Szenarien auf einem ähnlichen Niveau und bewegt sich zwischen 1,5 (TN-PtG/PtL) bis 1,7 % (TN-Strom). Diese Entwicklung zeigt insgesamt einen schnelleren Effizienzfortschritt als in der Vergangenheit verzeichnet wurde.

[46] Es handelt sich um eine exogene Modellannahme, dass 2050 aufgrund dieses anderweitigen Bedarfes keine Biomasse (auch Reststoffe) mehr für die Industrie zur Verfügung steht. Dies kann z.B. dadurch geschehen, dass ihr Preis deutlich ansteigt und so nur noch die Nutzung in netzungebundenen Anwendungen mit dringendem Bedarf an ihrer hohen Leistungsdichte attraktiv ist.

[47] Die Differenz zwischen den Szenarien ergibt sich durch die unterschiedlichen Klinkeranteile (geringer in TN-Strom), nicht durch Effizienzunterschiede der Technologien. Diese sind insgesamt mit vergleichbaren Energiebedarfen modelliert. Einige innovative Bindemittel haben einen relevant geringeren Energiebedarf als konventionelle Verfahren, aber auch für den elektrisch betriebenen Ofen ist durch den geringeren Gasstrom eine Wirkungsgradsteigerung angenommen.

Im Zeitraum 2000 bis 2015 sank die Energieintensität der industriellen Bruttowertschöpfung im Mittel um 1,3 % pro Jahr (Umweltbundesamt und BMWi 2019).

Es ist darauf hinzuweisen, dass dieser Indikator nicht bloß einen technischen Effizienzfortschritt im engeren Sinne zeigt, sondern auch strukturelle Verschiebungen zwischen den Branchen sowie innerhalb der Branchen zwischen Prozessen (z. B. Verschiebung von Oxygenstahl zu Elektrostahl oder von Primäraluminium zu Sekundäraluminium) und Produkten (unterschiedlich starkes Produktionswachstum der unterschiedlichen Produkte).

Abbildung 49: Energieintensität der untersuchten Branchen bezogen auf die Bruttowertschöpfung der Branche [GJ/Euro2015]

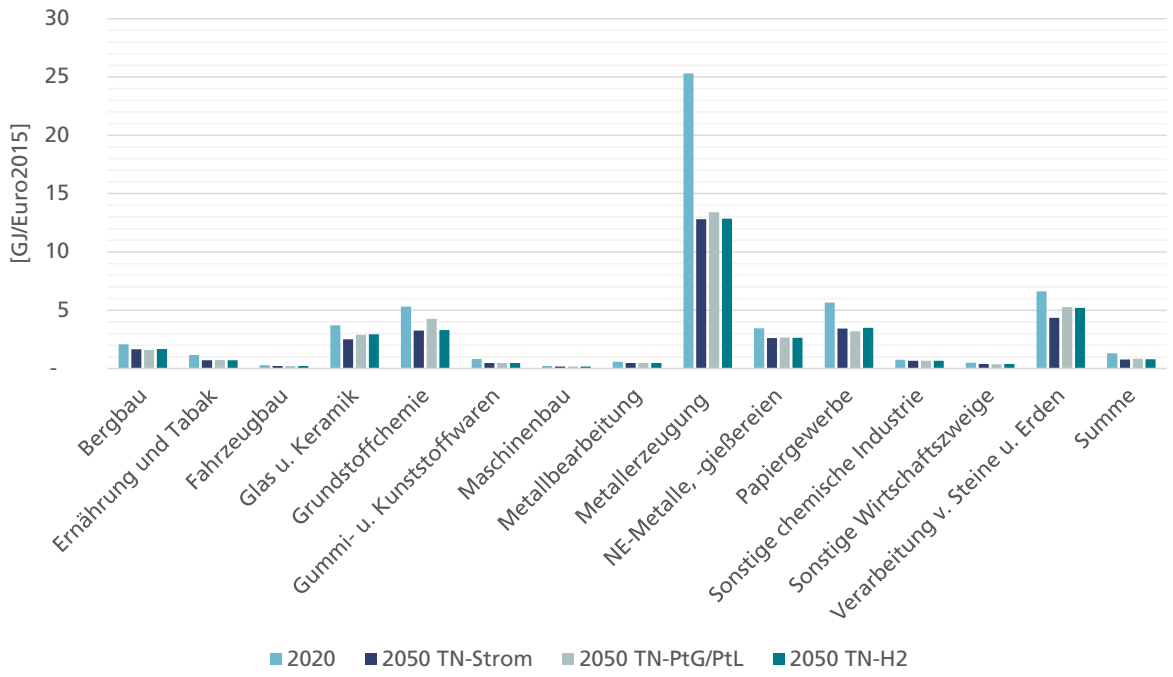


Tabelle 24: Energieintensität der untersuchten Branchen bezogen auf die Bruttowertschöpfung der Branche [GJ/Euro2015]

	2020	2050			CAGR[1] 2020-2050		
		TN-Strom	TN-PtG/PtL	TN-H2	TN-Strom	TN-PtG/PtL	TN-H2
Bergbau	2,09	1,65	1,59	1,68	-0,8 %	-0,9 %	-0,7 %
Ernährung und Tabak	1,16	0,70	0,74	0,72	-1,7 %	-1,5 %	-1,6 %
Fahrzeugbau	0,28	0,23	0,22	0,23	-0,7 %	-0,8 %	-0,7 %
Glas u. Keramik	3,71	2,52	2,90	2,93	-1,3 %	-0,8 %	-0,8 %
Grundstoffchemie	5,31	3,27	4,27	3,30	-1,6 %	-0,7 %	-1,6 %
Gummi- u. Kunststoffwaren	0,83	0,48	0,48	0,48	-1,8 %	-1,8 %	-1,8 %

	2020	2050			CAGR[1] 2020-2050		
Maschinenbau	0,22	0,17	0,17	0,17	-0,8 %	-0,9 %	-0,8 %
Metallbearbeitung	0,59	0,47	0,48	0,48	-0,8 %	-0,7 %	-0,7 %
Metallerzeugung	25,31	12,81	13,40	12,84	-2,2 %	-2,1 %	-2,2 %
NE-Metalle, -gießereien	3,45	2,62	2,66	2,65	-0,9 %	-0,9 %	-0,9 %
Papiergewerbe	5,65	3,42	3,19	3,50	-1,7 %	-1,9 %	-1,6 %
Sonstige chemische Industrie	0,76	0,67	0,68	0,68	-0,4 %	-0,4 %	-0,4 %
Sonstige Wirtschaftszweige	0,49	0,38	0,37	0,39	-0,8 %	-0,9 %	-0,8 %
Verarbeitung v. Steine u. Erden	6,62	4,35	5,28	5,22	-1,4 %	-0,8 %	-0,8 %
Summe	**1,32**	**0,78**	**0,84**	**0,80**	**-1,7 %**	**-1,5 %**	**-1,6 %**

1: CAGR: „Compound Annual Growth Rate", jährliche Wachstumsrate
Quelle: FORECAST

6.3 Kosten

Im Folgenden ist ein Vergleich der anfallenden Systemkosten für den Industriesektor dargestellt. Hierbei liegt der Schwerpunkt zunächst auf den in den Szenarien getätigten Anlageinvestitionen. Darüber hinaus wird die Systemgrenze erweitert und sämtliche für die Industrie relevante Systemkosten inkl. laufender Kosten für Energieträger (bzw. der entsprechenden Investitionen in Energieerzeugung) betrachtet.

Für die Berechnung der Investitionen wurden folgende Annahmen getroffen:

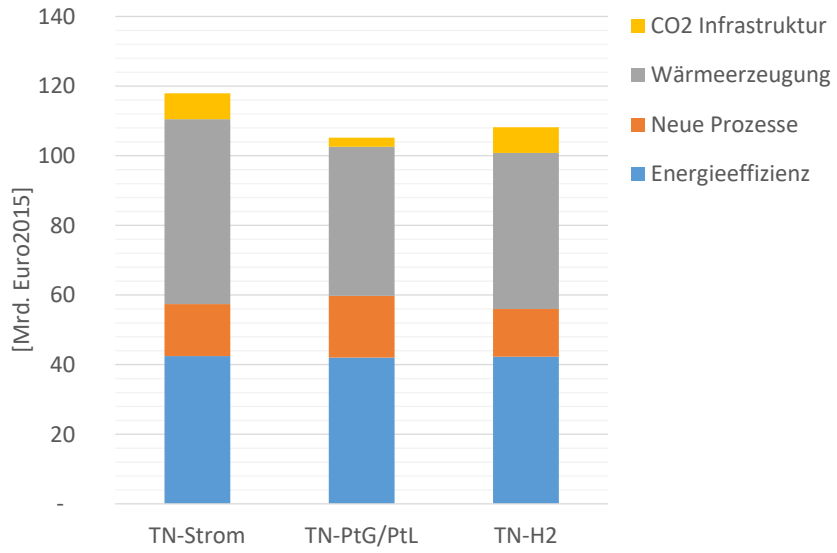
- Bei Investitionen in neue Prozesse sowie Wärmeerzeugung werden die Vollkosten der Anlagen bilanziert. Werden die Re-Investitionen entlang der regulären Modernisierungszyklen getätigt, könnten auch Differenzkosten im Vergleich zur konventionellen/fossilen Technologie betrachtet werden, was in Einzelfällen zu deutlich niedrigeren Investitionen führen sollte. Nur bei Energieeffizienz-Investitionen werden „Differenzinvestitionen" im Vergleich zur konventionellen Technik verwendet. Die Frage der Vollkosten oder Differenzkostenbetrachtung hat lediglich Einfluss auf die absoluten Investitionen der einzelnen Szenarien. Die Differenz zwischen den Szenarien ist in beiden Fällen gleich.
- Bei Verfahren, die auf dem Einsatz von CO_2-neutralen Sekundärenergieträgern beruhen, wird die Investition in die Energiewandlung (z. B. Elektrolyse) nicht im Industriesektor bilanziert, sondern im Umwandlungssektor. Entsprechend sind Investitionen in z. B. Elektrolyseure im Folgenden in den Energiekosten enthalten.
- Investitionen in Vermeidungshebel wie Umstellung auf Sekundärrouten oder Materialeffizienz entlang der Wertschöpfungsketten sind nicht betrachtet, da die verfügbare Datengrundlage eine umfassende Quantifizierung nicht zulässt. Entsprechende Investitionen sind in den drei Szenarien jedoch auf gleichem Niveau, weshalb die absolute Differenz zwischen den Szenarien durch mögliche zusätzliche Investitionen nicht verändert würde. Lediglich hätten alle Szenarien einen höheren Investitionssockel.

- Kostenwerte der innovativen Produktionsverfahren stammen aus der Literatur entsprechend den Annahmen in Kapitel 2.4.5. Es gibt hohe Unsicherheiten bei den Literaturwerten und teilweise Datenlücken. Auch ist zu beachten, dass reale Investitionen in Großprojekte häufig höher ausfallen.

Abbildung 50 zeigt die resultierenden Investitionen in der Anlagentechnik im Industriesektor als kumulierte Werte über den gesamten Zeitraum bis zum Jahr 2050. Investitionen in Energieeffizienz und Wärmeerzeugung dominieren (aufgrund der Vielzahl der Anlagen). Im Szenario TN-Strom sind die kumulierten Investitionen mit knapp 120 Mrd. € insgesamt am höchsten, allerdings sind die Unterschiede zwischen den Szenarien in Summe eher gering. Zu beachten ist, dass die absolute Höhe der Investitionen in den Szenarien nicht als „Kosten der Energiewende" interpretiert werden können, da auch ein Szenario ohne ambitionierte Energiewende hohe Re-Investitionen im Industriesektor aufweisen würde.

Abbildung 50: Kumulierte Annuitäten der Investitionen im Industriesektor von 2015 bis 2050 bei 2 % Verzinsung

Nur Investitionen in Anlagentechnik im Industriesektor; Investitionen in Umwandlungstechniken wie Elektrolyseure sind nicht enthalten



Im Folgenden wird die Systemgrenze der Kostenbetrachtung erweitert und die Infrastruktur und Bereitstellung der Energieträger einbezogen. Kosten für die Transportinfrastruktur und Energieträger beziehen sich nur auf den Industriesektor und sind entsprechend des Energieverbrauchs im Industriesektor anteilig zugerechnet. Z. B. werden die Kosten für den Aufbau und Betrieb des Wasserstoffnetzes entsprechend des Anteils der Industrie am gesamten Wasserstoffverbrauch in dem jeweiligen Szenario berücksichtigt.

Abbildung 51 zeigt die Ergebnisse als kumulierte Kosten über den Zeitraum bis 2050. Über alle TN-Szenarien hinweg zeigt sich, dass die Kosten für Infrastruktur und insbesondere die Energieträger deutlich höher sind als die Investitionen in Industrieanlagen. Letztere machen in allen Szenarien nur etwa ein Zehntel der Gesamtkosten aus. Die Gesamtkosten für den Industriesektor liegen in den drei Szenarien in einem ähnlichen Bereich. Ausschlaggebend ist hier die Verfügbarkeit und der Importpreis von Wasserstoff und PtG. Deren Kosten hängen stark von der Verzinsung und den globalen Märkten ab und unterliegen großen Unsicherheiten. In Abbildung 51 wurde ein PtG-Importpreis von 94 €/MWh im Jahr 2050 und ein Wasserstoff-Marktwert von etwa 61 €/MWh im Jahr 2050 angenommen. Weitere Annahmen sind im Bericht zum Energieangebot dargestellt.

Wenngleich die Gesamtkosten der drei Szenarien als kumulierte Werte bis 2050 auf einem vergleichbaren Niveau sind, so zeigen sich Unterschiede im Zeitverlauf. In Abbildung 52 sind die jährlich anfallenden Kosten bis 2050 dargestellt. Ab 2045 sind die jährlichen Kosten im Szenario TN-PtG/PtL am höchsten. Im Jahr 2050 sind die jährlichen Kosten im Szenario TN-PtG/PtL um knapp 5 Mrd. € höher als im Szenario TN-Strom. Im Szenario TN-H2 zeigen sich besonders im Zeitraum um das Jahr 2040 höhere Kosten, die vorwiegend auf die Erzeugung und den Import von Wasserstoff zurückzuführen sind. Allen Szenarien gleich ist ein deutlicher Anstieg der jährlichen energiebezogenen Kosten von etwa 30 Mrd. € auf etwa 60 Mrd. €.

Abbildung 51: Kumulierte Kosten 2015-2050 mit Bezug zum Industriesektor (2 % Verzinsung)

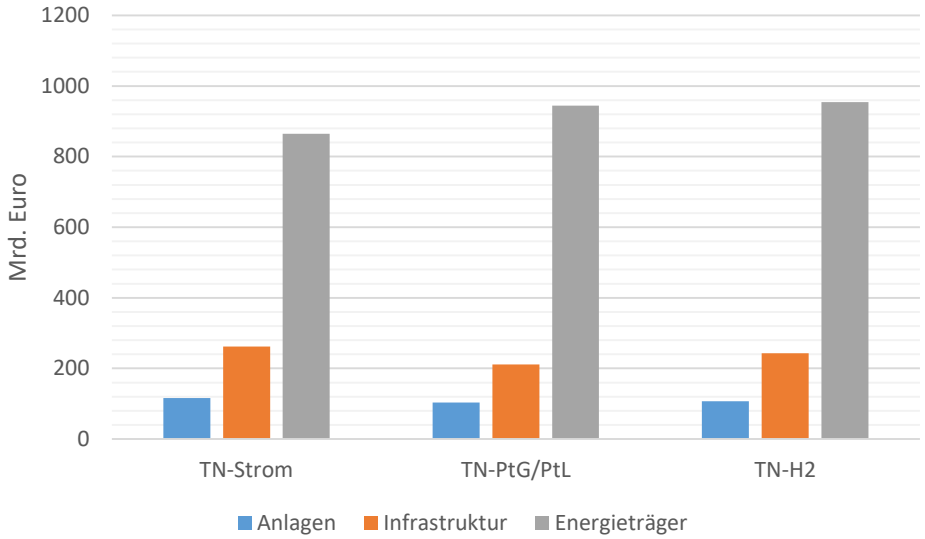
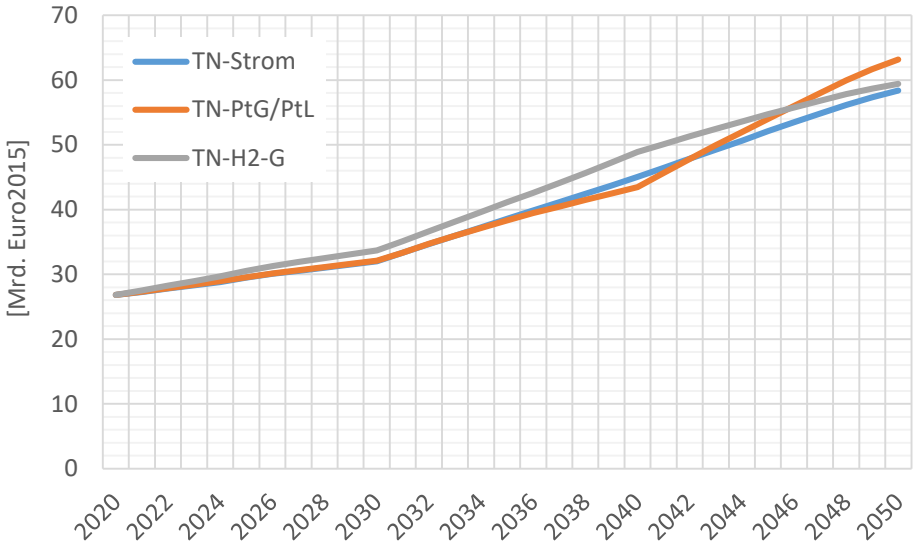


Abbildung 52: Entwicklung der jährlichen Systemkosten mit Bezug zum Industriesektor (Anlagen, Infrastruktur und Energieträger; 2 % Verzinsung)



7 Zusammenfassung & Schlussfolgerungen

Tabelle 25 fasst die Kernergebnisse der Szenarien vergleichend zusammen. Die drei Szenarien TN-Strom, TN-H2 und TN-PtG/PtL erreichen alle eine THG-Minderung von etwa 97 % im Jahr 2050 gegenüber dem Jahr 1990. Auf den Einsatz fossiler Energieträger sowie Biomasse wird bis zum Jahr 2050 vollständig verzichtet. Verbleibende Restemissionen sind verteilt auf mehrere, überwiegend relativ kleine Quellen von Industrieprozessen. Energie- und Materialeffizienz sowie eine Steigerung der Kreislaufwirtschaft spielen in allen drei Szenarien eine gleich wichtige Rolle. Das Szenario TN-H2 setzt für rohstoffliche Verwendung und Prozesswärme auf eine flächendeckend verfügbare Wasserstoffversorgung, was in einem Bedarf von 359 TWh im Jahr 2050 resultiert. Auch im Szenario TN-Strom wird für die rohstoffliche Verwendung substantiell Wasserstoff eingesetzt (156 TWh in 2050). PtG wird lediglich im Szenario TN-PtG/PtL eingesetzt (415 TWh). Dies beinhaltet eine vollständige Umstellung der Prozesswärmeversorgung sowie des rohstofflichen Bedarfs. Die Elektrifizierung der Prozesswärme ist im Szenario TN-Strom mit 212 TWh sehr ausgeprägt, findet aufgrund einzelner Prozesse auch leicht in den Szenarien TN-PtG/PtL und TN-H2 statt. CCU und CCS werden genutzt, um nach ambitionierter primärer Vermeidung verbleibende prozessbedingte Emissionen in der Zement- und Kalkherstellung abzuscheiden. Diese werden in den Szenarien TN-Strom und TN-H2 für die Herstellung von Olefinen in der Chemieindustrie eingesetzt, während sie im Szenario TN-PtG/PtL unterirdisch gespeichert werden.

Tabelle 25: Zusammenfassung der Ergebnisse der TN-Szenarien für die Industrie

	TN-*Strom*	**TN-*PtG/PtL***	**TN-*H2***
Wertschöpfung (Mittel bis 2050)	**+1 % pa**	**+1 % pa**	**+1 % pa**
THG-Minderung (2030 gegenüber 1990)	**54 %**	**52 %**	**55 %**
THG-Minderung (2050 gegenüber 1990)	**97 %**	**97 %**	**97 %**
Energie-, Materialeffizienz und Kreislauf	**++**	**++**	**++**
Biomasse (2050)	**0**	**0**	**0**
Wasserstoff (2050)	**+** (156 TWh)	**0**	**+++** (359 TWh)
PtG (2050)	**0**	**+++** (415 TWh)	**0**
Elektrifizierung PtH (2050)	**+++** (212 TWh)	**+** (31 TWh)	**+** (41 TWh)
CCS / CCU (2050)	**+** (9 Mt CO_2)	**+** (6 Mt CO_2)	**+** (7 Mt CO_2)

Diese Transformation hin zu einer nahezu CO_2-neutralen industriellen Produktion setzt grundlegende Weichenstellungen voraus. Einige wichtige Voraussetzungen sind für alle drei Szenarien:

- Neue **CO_2-neutrale Herstellungsverfahren** sind ab 2025/2030 marktfähig und auf den industriellen Maßstab skaliert. Sie erreichen 100 % Bestandsdiffusion bis 2050 in den Grundstoffbranchen, besonders in der Chemie, Stahl- und Zementindustrie.
- Grüner Strom, Wasserstoff oder PtG sind großflächig verfügbar und **verdrängen fossile Energieträger vollständig.**
- **Grüner Wasserstoff** oder **PtG** versorgen Chemie und Stahlindustrie.

- **Kreislaufwirtschaft** setzt sich weiter durch: Elektrostahl wird für Qualitätsstähle verwendet, stärkeres Kunststoffrecycling.
- **Materialeffizienz** entlang der Wertschöpfungskette steigt deutlich, besonders in der Bauwirtschaft.
- **Energieeffizienz** wird weiter ambitioniert gesteigert und vorhandene Potenziale werden über beste verfügbare Techniken ausgeschöpft.
- CO_2 wird Rohstoff und ein **CO_2-Kreislauf über den Kunststoff-Lebenszyklus** wird etabliert, inkl. Infrastruktur für Abscheidung und Transport (Ausnahme: Szenario TN-PtG/PtL; hier CO_2-Abscheidung und Speicherung anstatt CCU).
- Der Umbau und Ausbau der **Transportinfrastruktur** für Wasserstoff und Strom geschieht großflächig und zügig, sodass er auch in stark betroffenen Regionen nicht zum Flaschenhals der Industrietransformation wird (Ausnahme Szenario TN-PtG/PtL, in dem die Industrie keine Wasserstoffinfrastruktur benötigt). Der Aufbau eines Wasserstoff-Transportnetzes sollte große Industrienachfrager zentral berücksichtigen.

Darüber hinaus weisen die Szenarien einige Unterschiede auf. Das Szenario **TN-PtG/PtL** zeigt den geringeren Umbaubedarf am Anlagenbestand der Industrie und bei der Transportinfrastruktur. Dafür wird der Energieeinsatz vollständig auf einen sehr hochwertigen (und teuren) Energieträger umgestellt. In den Branchen Stahl und Chemie ist auch im Szenario PtG/PtL ein umfangreicher Umbau hin zu neuen CO_2-neutralen Verfahren nötig.

Das Szenario **TN-H2** erfordert besonders auf Seiten der Wasserstofftransportinfrastruktur einen grundlegenden und sehr umfassenden Ausbau bis in die Verteilebene. Der verlangte Umbau des Anlagenbestandes ist umfassender als im Szenario TN-PtG/PtL, da die Umstellung auf Wasserstoff z. B. den Austausch von Brennern in einer Vielzahl von Industrieöfen und Dampfkesseln verlangt.

Das Szenario **TN-Strom** weist eine noch tiefgreifendere und umfassendere Umstellung des industriellen Anlagenparks auf. Die Elektrifizierung von Öfen und Dampferzeugern ist in den meisten Fällen mit einem Austausch der Anlagen verbunden. Anforderungen an die Transportinfrastruktur sind erheblich. Allerdings ist für die Deckung des entstehenden Wasserstoffbedarfes ein Transportnetz ausreichend, welches etwa 20 große Industriestandorte versorgt. Eine Versorgung mit Wasserstoff in der Verteilnetzebene ist nicht nötig. Beim Stromnetz geht es besonders darum, lokale Engpässe durch stark ansteigenden Strombedarf an einzelnen großen Industrieanlagen zu vermeiden.

Die **regionalen Analysen** zeigen, dass es sehr große Unterschiede in der Ausprägung der Szenarien zwischen den 401 Regionen gibt. Die Szenarien sind in ihrer Ausprägung in vielen Regionen deutlich extremer als im Bundesdurchschnitt. Regional ist die Industriestruktur durch wenige sehr große Standorte geprägt, die dann einen sehr großen Einfluss auf den Energiebedarf haben. Entsprechend stellen regionale Unterschiede hohe Herausforderungen an lokale Infrastrukturen.

Um diese technischen Entwicklungen anzustoßen und bis zum Jahr 2050 weitestgehend umzusetzen, ist eine grundlegende **Anpassung des regulatorischen Rahmens** nötig, die deutlich über die derzeit implementierten und beschlossenen Maßnahmen hinausgeht. Zentrale Herausforderungen sind die höheren laufenden Kosten CO_2-neutraler Verfahren, der Infrastrukturausbau, die effektive Umsetzung von CO_2-Preissignalen entlang der Wertschöpfungsketten und die Reduzierung von Unsicherheiten bezüglich großer strategischer Investitionen in CO_2-neutrale Verfahren. Insbesondere geht es für die kommenden Jahre darum, eine klare Perspektive für den wirtschaftlichen, großindustriellen Betrieb CO_2-neutraler Herstellungsverfahren zu schaffen, damit Unternehmen die nötigen Investitionen und strategischen Weichenstellungen anstoßen. Dabei ist die internationale Wettbewerbsfähigkeit vor dem Hintergrund von Carbon-Leakage-Gefahren zu berücksichtigen.

Grundlage für die gerechneten Szenarien ist das **Klimaschutzgesetz aus dem Jahr 2019**. Die Novellierung des Gesetzes vom August 2021 ist nicht berücksichtigt. Entsprechend wird die Treibhausgasneutralität für das Gesamtsystem im Jahr 2050 erreicht und für das Sektorziel der Industrie die Zielmarke von 49 bis 51 %-Minderung bis zum Jahr 2030 gegenüber 1990 angenommen. Die Novellierung des Klimaschutzgesetztes vom August 2021 verlangt das Erreichen der Klimaneutralität bereits im Jahr 2045 und verschärft die Sektorziele für das Jahr 2030. Für den Industriesektor wird nach novelliertem Klimaschutzgesetz eine Minderung von 58 % bis 2030 verlangt.

Auch vor dem Hintergrund des novellierten Klimaschutzgesetzes sind die oben zusammengefassten Schlussfolgerungen weiterhin gültig. Dennoch verschärft das neue Klimaschutzgesetz den Handlungsdruck. Das Vorziehen der Treibhausgasneutralität auf das Jahr 2045 verlangt eine deutliche Beschleunigung der Industrietransformation. Das nun deutlich ambitioniertere 2030-Ziel wird vermutlich den Bedarf an CO_2-neutralen Sekundärenergieträgern wie Strom und Wasserstoff bis zum Jahr 2030 erhöhen oder die Rolle der Biomasse als Übergangslösung stärken. Das neue 2030-Ziel kann nur erreicht werden, wenn besonders CO_2-intensive Bereiche der Industrie beschleunigt transformieren und bis 2030 bereits substantielle Anteile des Anlagenparks auf CO_2-arme Verfahren umgestellt werden. Besonders für das Szenario TN-PtG/PtL stellt sich die Frage, ob es mit dem gewählten starken Fokus auf PtG die Ziele erreichen kann, ohne dass eine andere Technologie die Minderungslücke schließen muss, bis CO_2-neutrales Gas großskalig verfügbar sein wird.

A.1 Modellbeschreibung Industriesektor

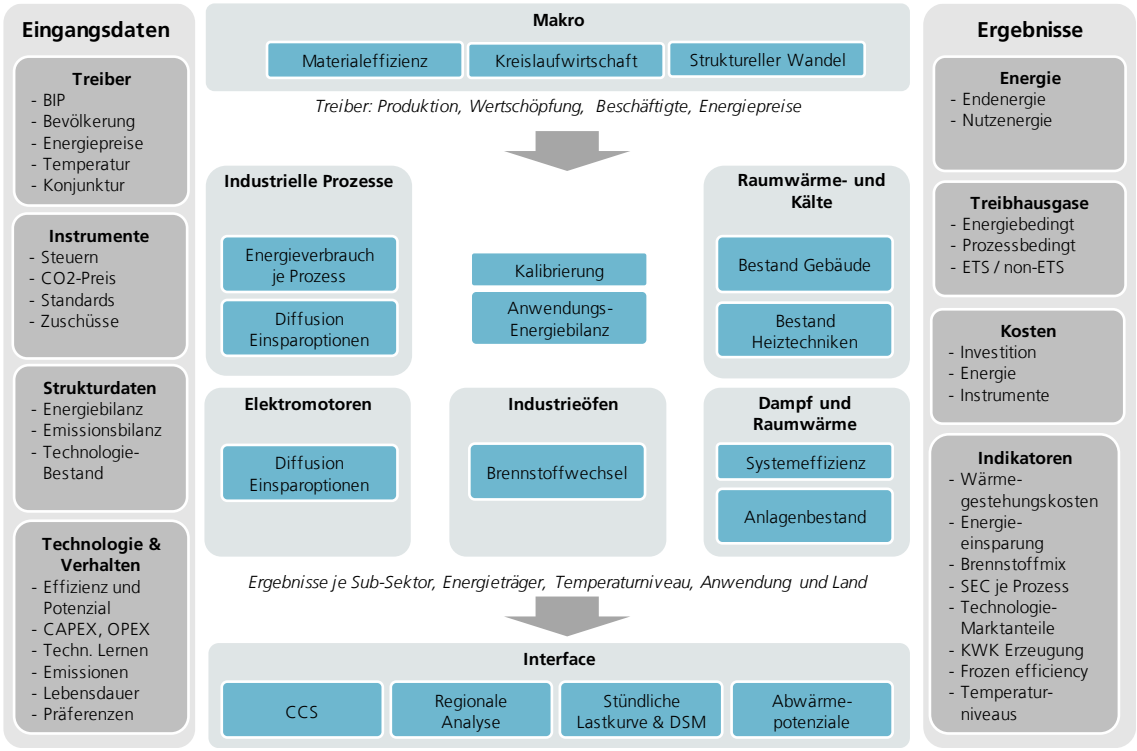
A.1.1 FORECAST

Modellstruktur. *FORECAST* ist ein Bottom-up-Energienachfragemodell. Es bildet die Technologiestruktur der Industrie ab und berechnet Energieverbrauch und Emissionen sowie Kosten auf Prozessebene. Eingangsdaten für die Modellierung sind übergreifende Aktivitätsgrößen wie die Wirtschaftsleistung je Branche, Energie- und CO_2-Preise, Annahmen zu Instrumenten, Strukturdaten wie Energie- und THG-Bilanzen sowie techno-ökonomische Daten der abgebildeten Technologien (siehe Abbildung 53). Zur Parametrisierung wird auf statistische Daten, empirische Studien, Literatur und Expertenschätzungen zurückgegriffen. Eine übergreifende Modellbeschreibung ist in Fleiter et al. (2018) verfügbar.

Technologiebereiche. Die Struktur des Modells orientiert sich zum einen an der Struktur des Industriesektors, wobei möglichst homogene Bereiche zusammengefasst werden, und zum anderen an der Datenverfügbarkeit. Die folgenden Technologiebereiche werden unterschieden:

- **Energieintensive Prozesse** bilden die Struktur der energieintensiven Subsektoren auf Prozessebene ab – als Beispiel kann der Hochofenprozess bei der Stahlherstellung genannt werden. In diesem Modul wird die Diffusion von Effizienztechniken basierend auf ihrer Amortisationsdauer simuliert. Annahmen und Methodik sind ausführlich in Fleiter et al. (2012); Fleiter et al. (2013) dargelegt. Der Wechsel auf neue CO_2-arme/neutrale Prozessrouten wird in diesem Modul exogen festgelegt und orientiert sich u. a. an der Szenariodefinition, der technologischen Reife sowie den Kosten der alternativen Prozesse.
- **Elektromotorsysteme und Beleuchtung** finden Anwendung in sämtlichen Branchen und verschiedenen Prozessen: Elektromotoren werden z. B. sowohl in der Papierherstellung als auch in der Stahlherstellung eingesetzt. Beiden Technologiegruppen sind Einsparmaßnahmen zur Effizienzverbesserung zugeordnet, in der Regel in Form neuer Technologien oder organisatorischer Maßnahmen.
- Der **Raumwärmebedarf** wird über Flächenkennwerte je Subsektor berechnet. Dies beruht auf einem Bestandsmodell, in dem die Kapitalumwälzung anhand der Altersstruktur modelliert wird. Es werden die beiden Bereiche Gebäudehülle und Heizungssystem unterschieden. Eine detaillierte Modellbeschreibung findet sich in Biere et al. (2014).
- Der Wärmebedarf in **Industrieöfen** findet vorwiegend im Temperaturniveau über 500 °C statt und beruht auf den Berechnungen des Prozessmoduls. In diesem Modul wird der Brennstoffwechsel je Subsektor simuliert, wobei Parameter wie die Energiepreise, der CO_2-Preis sowie die historischen Trends berücksichtigt werden (Rehfeldt et al. 2018b).
- **Warmwasser- und Dampferzeugung und -verteilung** werden in einer Vielzahl von Prozessen, vor allem in der chemischen Industrie, dem Papier- und der Nahrungsmittelindustrie benötigt. Aufgrund der Ähnlichkeit der technischen Systeme wird die Dampferzeugung in *FORECAST-Industry* im Sinne einer Querschnittstechnik modelliert. Dabei wird sowohl ein Effizienzfortschritt bei den häufig schlecht gedämmten Dampfsystemen als auch eine Bestandsmodellierung der Dampferzeuger berücksichtigt. Der technische Wandel wird anhand von alternativen Wärmeerzeugern abgebildet, deren Einsatz mittels Discrete-Choice-Methoden simuliert wird (Rehfeldt et al. 2019). Das Modell berücksichtigt über 20 einzelne Erzeugungstechniken inkl. Erdgaskessel, Dampfturbinen, GuD-Anlagen, Wärmepumpen und Elektrokessel. Eine umfassende Beschreibung des Moduls findet sich in Biere (2015).

Abbildung 53: Übersicht Modell FORECAST-Industry



Quelle: (Fleiter et al. 2018)

Dekarbonisierungsstrategien. Für die Berechnung von Dekarbonisierungsszenarien/-pfaden kann eine große Bandbreite an unterschiedlichen Dekarbonisierungsstrategien berücksichtigt werden:

- **Steigerung der Energieeffizienz.** Hohe Auflösung bei Prozessen und umfassende Datenbank zu Einspartechniken erlauben Bewertung des vorhandenen Effizienz-Potenzials und endogene Modellierung abhängig von Energie- und CO_2-Preisen.
- **Prozesswechsel auf CO_2-arme bzw. CO_2-neutrale Verfahren.** Hohe Auflösung bei Produktionsrouten und Prozessen erlaubt technologiescharfe Modellierung des Wechsels auf neue Herstellungsverfahren je Produktionsroute. Neue Verfahren sind ggfs. auch mit dem Wechsel auf einen anderen Energieträger verbunden (z. B. Wasserstoff oder Strom).
- **Brennstoffwechsel.** Bestandsmodell der Dampferzeuger inkl. *Discrete-Choice*-Modellierung der Investitionsentscheidung erlaubt endogene Simulation des Brennstoffwechsels entsprechend Wirtschaftlichkeit und Technologiebestand der verschiedenen Dampferzeuger. Ein vereinfachter *Discrete-Choice*-Ansatz wird für die Modellierung des Brennstoffwechsels bei Industrieöfen verwendet (Siehe Rehfeldt et al. 2018a). Dabei ist ein durch Preissignale motivierter Wechsel auf Biomasse, Strom (Elektrokessel, Wärmepumpen), Wasserstoff oder synthetische Brennstoffe möglich. Trägheiten von Anlagenbeständen und Investierendenverhalten werden abstrahiert berücksichtigt. Siehe z. B. (Rehfeldt et al. 2020b).
- **CO_2 Abscheidung und Speicherung.** Hohe Prozessauflösung erlaubt Zuordnung von CCS zu ausgewählten Prozessen, z. B. um verbleibende prozessbedingte Emissionen in Produktionsrouten gezielt zu mindern.
- **Recycling und Materialeffizienz entlang der Wertschöpfungskette.** Große Anzahl berücksichtigter Produkte und separate Modellierung von Primär- und Sekundärrouten erlaubt je Szenario spezifische Annahmen zum Fortschritt bei Materialeffizienz und Kreislaufwirtschaft.

Das Modell ist kalibriert und einsatzfähig für EU-weite Rechnungen. FORECAST umfasst aktuell alle Länder der EU27 (zusätzlich das Vereinigte Königreich, Norwegen und die Schweiz) und verfügt für diese über eine ausgeprägte und regelmäßig aktualisierte Datenbasis. Es ist kompatibel sowohl mit

den deutschen (AGEB) als auch den Eurostat Energiebilanzen. Der methodische Ansatz (Darstellung der Industrie auf Prozessebene) erlaubt es, landestypische Besonderheiten der industriellen Struktur abzubilden (Rehfeldt et al. 2020a).

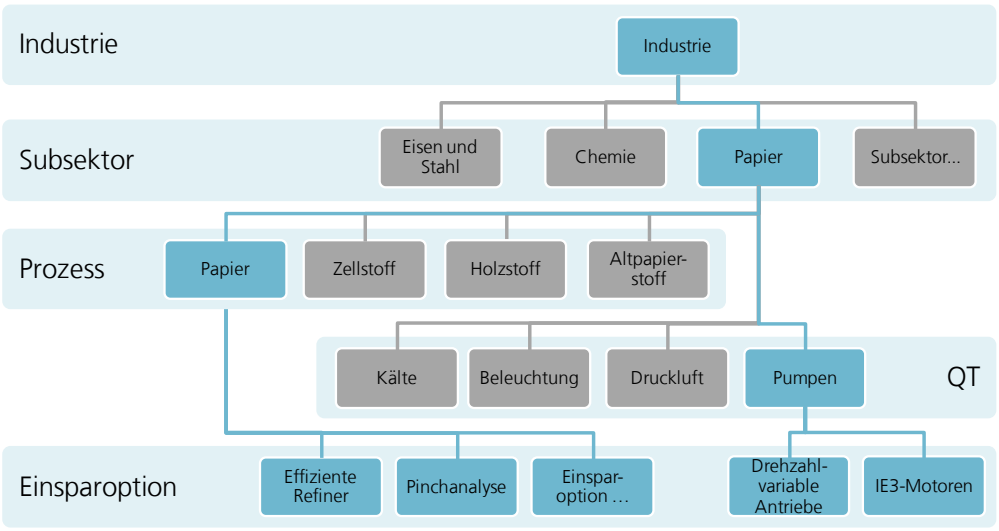
Simulation von Technologiediffusion und Investitionsentscheidungen. FORECAST Industry legt besonderen Schwerpunkt auf die Abbildung von Transformationspfaden mit hohem technischem Detailgrad. So wird die Dampferzeugung mit einem Bestandsmodell abgebildet. Dieses ermöglicht es, anhand der Altersstruktur der bestehenden Anlagen, der an die technische Lebensdauer der Anlagen geknüpften Austauschgeschwindigkeit und (abstrahierten) Annahmen zu Markteigenschaften (z. B. die Transparenz des Marktes) die Trägheit der Reaktion auf Preissignale abzubilden. Insbesondere im Kontext begrenzter Zeithorizonte lassen sich so Gelegenheitsfenster für den Technologieaustausch beschreiben. Ergänzend sind Anlagen der energieintensiven Industrie von erheblicher Bedeutung (u. a. Hochöfen, Dampfspaltöfen, Papiermaschinen). Diese sind auf Standortebene und mit ihrer Altersstruktur individuell erfasst. Die mit der Dekarbonisierung ihrer Branchen verbundenen zeitlichen Restriktionen (Infrastruktur, Preissignale, Modernisierungszyklen...) können so detailliert berücksichtigt werden. Im Rahmen der Szenariotechnik werden verschiedene Optionen verglichen.

Modelldatenbank. FORECAST Industry nutzt eine Vielzahl verschiedener Datenquellen, welche in einer Modelldatenbank strukturiert und gebündelt sind. Maßgebliche, jährlich aktualisierte Daten umfassen die Energiebilanzen (AGEB, Eurostat), Produktionsmengen (verschiedene Quellen, Verbände, nationale/europäische Statistiken) und Emissionsmengen (Nationale Inventarberichte, CRF-Tabellen). Hinzu kommen techno-ökonomische Daten zu den Prozessen, Prozesswärmeerzeugungstechnologien und innovative Technologieoptionen (CCU/S, H2-DRI, neue Zementsorten...) und ökonomische Daten (Energieträgerpreise, CO_2-Preise). Weiterhin ist eine EU-weite Datenbank mit den Standorten der Grundstoffindustrie an das Modell angebunden (Manz et al. 2018).

Simulation von Politikinstrumenten. FORECAST Industry ermöglicht an vielen Stellen der Modellierung Interventionen in den simulierten Ablauf. Diese werden zur Integration politischer Maßnahmen genutzt. Hierzu gehören Preissignale und ordnungsrechtliche Maßnahmen ebenso wie eher weiche Hebel (z. B. Zugang zu Informationen). Der Grad der Abstrahierung variiert dabei stark, abhängig von der Verfügbarkeit empirischer Daten. An verschiedenen Stellen spielen Verhaltensaspekte eine Rolle, insbesondere wenn die Reaktion auf Preissignale bewertet wird. Das EU ETS als zentrales Instrument der Dekarbonisierungsbemühungen der EU wird auf Prozess- oder Subsektorebene (entsprechend der ETS-Aktivitäten) abgebildet. Entsprechend werden nicht im EU ETS vertretene Brennstoffbedarfe nationalen (z. B. BEHG) Bepreisungssystemen zugeordnet.

Modellstruktur: Subsektoren und Prozesse. *FORECAST* ist hierarchisch aufgebaut und unterteilt die Industrie anhand von Energiebilanzen in einzelne Wirtschaftszweige bzw. Subsektoren. Diesen sind Prozesse zugeordnet, welche durch einen spezifischen Energieverbrauch und eine Aktivitätsgröße beschrieben werden. Das Modell basiert auf einem Bottom-up-Mengengerüst zur Berechnung des Energiebedarfs der Prozesse sowie des Raumwärmebedarfs. Auf Ebene der Prozesse wird über die physikalische Produktion (in Tonnen) je Prozess und dessen spezifischen Energieverbrauch der absolute Energiebedarf je Prozess als Bottom-up-Energieverbrauch berechnet. Der Raumwärmebedarf wird über Kennwerte zum Energiebedarf je m^2 Fläche je Subsektor berechnet. Für die Simulation der Energieverbrauchsentwicklung wird die Restgröße aus dem ermittelten Bottom-up-Energieverbrauch je Subsektor mit dem in den Energiebilanzen ausgewiesenen Energiebedarf je Subsektor abgeglichen und die Restgröße anhand der Bruttowertschöpfung des Subsektors fortgeschrieben. Die nachgelagerten Module (Elektromotoren, Öfen, Dampfsysteme) basieren auf der Hochrechnung dieser beiden Bottom-up-Module.

Abbildung 54: Hierarchische Struktur des Modells FORECAST(Modul Prozesse)



Definition der Subsektoren. Für die Energiebilanzen nach Eurostat umfasst die Branchenstruktur die acht separaten Branchen des Abschnitts C „Verarbeitendes Gewerbe“ der NACE 2 Klassifizierung (siehe Tabelle 26). Für die Energiebilanzen nach AG-Energiebilanzen umfasst sie entsprechend der Klassifikation der Wirtschaftszweige (WZ 2003) die beiden Sektoren „Verarbeitendes Gewerbe“ (WZ 2003 Nr. „C“) und Teile des Sektors „Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erden“ (WZ 2003 „B“), die nicht der Energiegewinnung dienen (siehe Tabelle 27).

Tabelle 26: Subsektor-Struktur von FORECAST (nach Eurostat)

Bezeichnung	NACE 2 Nummer
Stahlindustrie	24.1, 24.2, 24.3, 24.51, 24.52
NE-Metallindustrie	24,4, 24.53, 24.54
Papier- und Druckindustrie	17, 18
Nichtmetallische Mineralstoffe verarbeitenden Industrie	23
Chemischen Industrie	20
Nahrungs- und Genussmittelindustrie	10, 11, 12
Maschinenbau und anderen metallverarbeitenden Industrien	25, 26, 27, 28, 29, 30
Anderer Industriezweige	Restliche verarbeitendes Gewerbe (C)

Quelle: FORCAST (Fraunhofer ISI)

Tabelle 27: Subsektor-Struktur von FORECAST (nach AG-Energiebilanzen)

Bezeichnung	WZ 2003 Nummer
Gewinnung von Steinen und Erden, sonst. Bergbau	10.30, 12, 13, 14
Ernährung und Tabak	15, 16
Papiergewerbe	21
Grundstoffchemie	24.1
Sonstige chemische Industrie	24 ohne 24.1
Gummi- u. Kunststoffwaren	25
Glas u. Keramik	26.1, 26.2, 26.3
Verarbeitung v. Steine u. Erden	26 ohne 26.1, 26.2 und 26.3
Metallerzeugung	27.1
NE-Metalle, -gießereien	27.4, 27.5
Metallbearbeitung	27 ohne 27.1, 27.4 u. 27.5 einschl. 28
Maschinenbau	29
Fahrzeugbau	34, 35
Sonstige Wirtschaftszweige	Restl. Nummern von C

Quelle: FORCAST

Definition von Prozessen und Produkten. Auf Ebene der **Prozesse** wird über die Tonnenproduktion je Prozess und dessen spezifischen Energieverbrauch der absolute Energiebedarf je Prozess berechnet. Die Tonnenproduktion ist direkter an den Energieverbrauch gekoppelt als die Wertschöpfung, da z. B. eine Erhöhung der Wertschöpfung nicht zwangsläufig eine für den Energieverbrauch relevante Produktionssteigerung widerspiegeln muss [Herbst et al.]. Im Modell *FORECAST-Industry* werden 64 der energieintensivsten Produkte bzw. Prozesse separat anhand ihrer jährlichen Tonnenproduktion abgebildet (Tabelle 28). Diese energieintensiven Produkte machen mehr als die Hälfte des Energieverbrauchs der Industrie aus. Der verbleibende Energieverbrauch je Branche, der auf eine sehr viel größere Anzahl von Prozessen und Anlagen zurückzuführen ist, wird anhand der Wertschöpfung und der Raumwärme fortgeschrieben.

Tabelle 28: Prozessstruktur des Moduls FORECAST-Industry

Steine-Erden	**Nicht-Eisen Metalle**	**Grundstoffchemie**
Klinkerbrennen (trocken)	Aluminium primär	Adipinsäure
Klinkerbrennen (halbtrocken)	Aluminium sekundär	Ammoniak
Klinkerbrennen (feucht)	Aluminium Strangpressen	Calciumcarbid
Aufbereitung von Kalkstein	Aluminium Gießereien	Industrieruß
Gips	Aluminium Walzen	Chlor, Diaphragma
Zementmahlen	Kupfer primär	Chlor, Membran
Kalkmahlen	Kupfer sekundär	Chlor, Amalgan
Ziegel	Kupferbearbeitung	Ethylen
Kalkbrennen	Primärzink	Methanol
	Sekundärzink	Salpetersäure
		Sauerstoff
		Polycarbonat
		Polyethylen
		Polypropylen
		Polysulfone
		Soda
		TDI
		Titandioxid
Ernährungsgewerbe	**Metallerzeugung**	**Papiergewerbe**
Zucker	Sintern	Papier
Molkerei	Oxygenstahl - Hochofen	Zellstoff - Verfahren
Bierbrauen	Elektrostahl - EAF	Holzstoff - Verfahren
Fleischverarbeitung	Walzstahl	Altpapierstoff
Backwaren	Koksofen	
Stärke	Schmelzreduktion	
	Direkte Reduktion	
Glas	**Keramik**	**Kunstoffverarbeitung**
Behälterglas	Haushalts- und Sanitärkeramik	Extrusion
Flachglas	Technische Keramik	Spritzgießen
Glasfasern	Fliesen, Platten, Feuerfestkeramik	Blaßformen
Übriges Glas		

Tabelle 29: Prozessbedingte Emissionen der Industrie in 2018 entsprechend NIR-Systematik [Mt CO_2-Äquivalent]

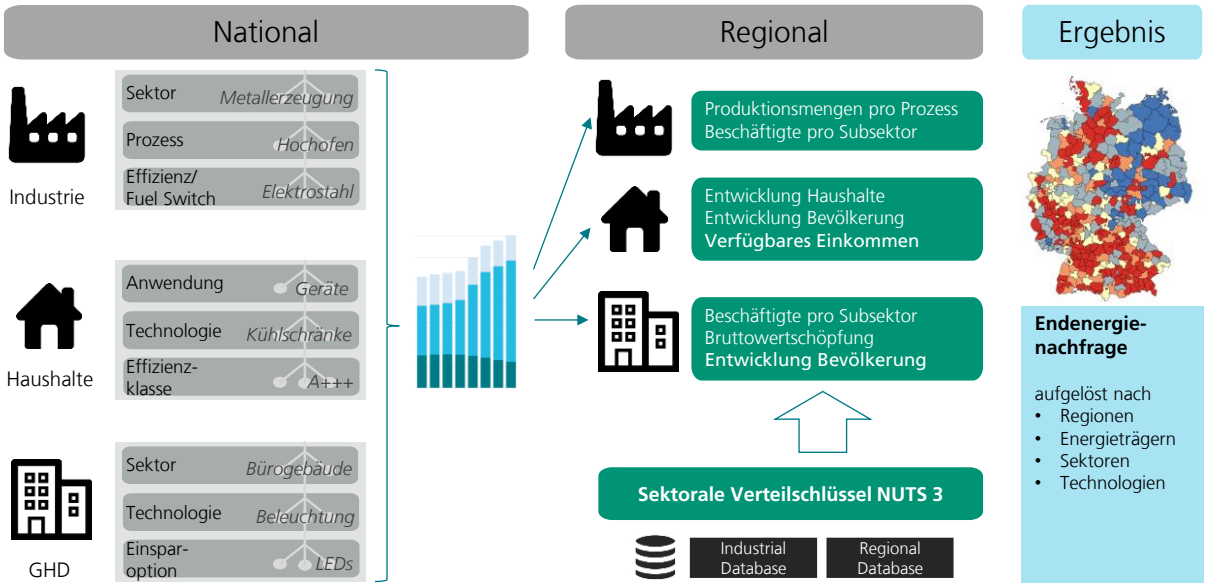
		2018	Methode für die Modellierung
NM-Mineralien 2A	Zementklinker (2.A.1)	13,23	FORECAST
	Kalk (2.A.2)	4,83	FORECAST
	Glas (2.A.3)	0,90	FORECAST
	Keramik (2.A.4a)	0,56	FORECAST
Chemie 2B	Ammoniak (2.B.1)	4,16	FORECAST
	Salpetersäure (2.B.2)	0,38	FORECAST
	Adipinsäure (2.B.3)	0,00	FORECAST
	Carbid (2.B.5)	0,01	Konstant
	Soda ash (2.B.7)	0,45	FORECAST
	Petrochemie und Ruß (2.B.8)	1,35	FORECAST
	Fluorchemikalien (2.B.9)	0,00	Konstant
Metalle 2C	Stahl (Teil von 2.C.1)	17,87	FORECAST
	EAF (Teil von 2.C.1)	0,09	FORECAST
	Integrierte Kalkproduktion (Teil von 2.C.1)	2,18	FORECAST
	Eisenlegierungen (2.C.2)	0,01	Konstant
	Aluminium (2.C.3)	0,85	FORECAST
	Magnesium (2.C.4)	0,02	Konstant
	Blei (2.C.5)	0,07	Konstant
	Zink (2.C.6)	0,31	FORECAST
Produktverwendung und Elektronik 2D-H	Schmierstoffe (2.D.1)	0,21	Konstant
	Paraffinwachs (2.D.2)	0,45	Konstant
	Lösungsmittel NMVOC (2.D.3)	1,37	Konstant
	Bitumen	0,00	Konstant
	Asphalt	0,00	Konstant
	FKWs (2.F)	10,08	[1]
	Elektronik (2.E.1)	0,21	Konstant
	Andere Produktverwendung (2.G)	0,48	Konstant
	Andere (2.H)	0,13	Konstant
Summe		**60,20**	

[1]: (Öko-Institut und Fraunhofer ISI 2015)

A.1.2 FORECAST-Regional

In diesem Kapitel wird auf die Regionalisierung der Nachfrage des Industriesektors eingegangen. Die regionale Analyse dieser Ergebnisse wird mithilfe des Modells FORECAST-Regional durchgeführt (Elsland et al. 2015). Dies ist ein nachgelagertes Teilmodell im Energienachfragemodell FORECAST. Das heißt, die Eingangsdaten dieses Teilmodells sind die Ergebnisse der nationalen Teilmodelle für die Sektoren Industrie, Haushalte und Gewerbe. Mithilfe von regionalen Verteilschlüsseln wird die nationale Nachfrage auf die regionalen Einheiten aufgeteilt. Um die jeweiligen regionalen technologischen und sektoralen Einflussparameter der Sektoren und Technologien zu erfassen, liegen die Verteilschlüssel entsprechend vor. In Abbildung 55 ist das Modell für alle Sektoren schematisch dargestellt. Der Ergebnisdatensatz enthält die nach Sektoren und Energieträgern aufgelöste jährliche Energienachfrage auf Ebene der Landkreise bzw. kreisfreien Städte (NUTS 3[48]).

Abbildung 55: Regionalisierung der Endenergienachfrage mit FORECAST-Regional auf NUTS 3 Ebene



Die nationalen Ergebnisse der Energienachfrage nach Energieträgern bis 2050 müssen in hoher technologischer Auflösung an FORECAST-Regional übergeben werden. Die industrielle Nachfrage wird nach Prozessen und Subsektoren aufgelöst benötigt. Zusätzlich werden szenariospezifische Annahmen aus den nationalen Modellen übergeben, um die allgemeine Entwicklung sowie den Strukturwandel in den Regionen entsprechend zu erfassen. Insbesondere der Prozess- und Brennstoffwechsel in der Industrie sind hier hervorzuheben.

[48] Systematik zur eindeutigen Identifizierung und Klassifizierung der räumlichen Bezugseinheiten in der Europäischen Union (fr.: *Nomenclature des unités territoriales statistiques (*Quelle: Regionen in der Europäischen Union - Systematik der Gebietseinheiten für die Statistik – NUTS 2006/EU-27, Ausgabe 2007. Luxemburg: Amt für amtliche Veröffentlichungen der Europäischen Gemeinschaften, 2007).

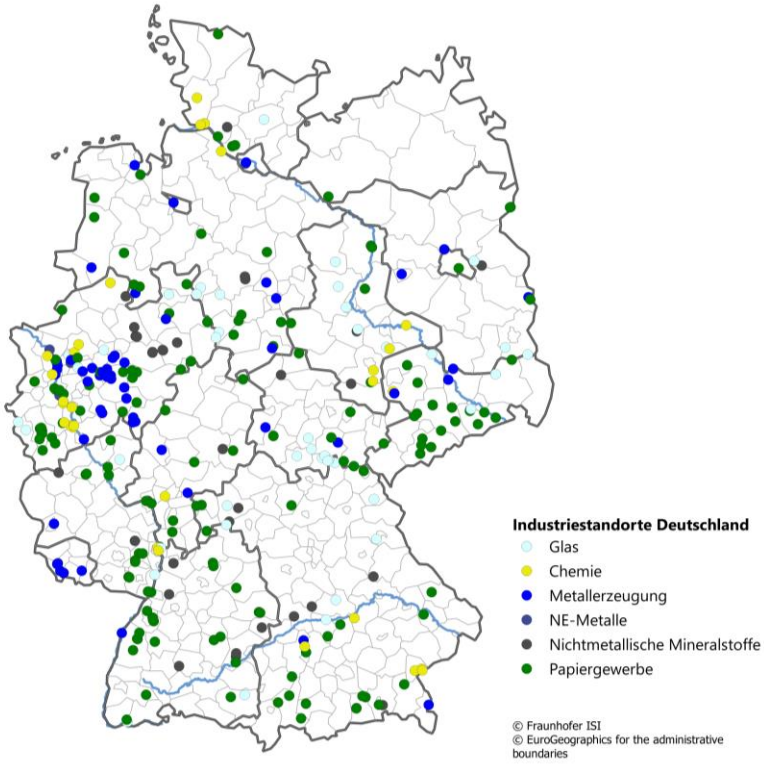
Tabelle 30: Verteilschlüssel für den Industriesektor

Sektor	Verteilschlüssel	Auflösung
Industrie	Produktionsmengen je Prozess	Koordinaten/NUTS 3
	Entwicklung innovativer Prozesse	National
	Beschäftigte pro Subsektor	NUTS 3
	Entwicklung Beschäftigte pro Subsektor	NUTS 3

Für das Basisjahr werden sektorale Verteilschlüssel bestimmt, die auf unterschiedlichen Statistiken und Strukturparametern basieren und in der Regional Database abgelegt sind. In Tabelle 6 sind die wichtigsten Verteilschlüssel pro Sektor dargestellt. Mithilfe dieser Verteilschlüssel wird die Energienachfrage in der jeweiligen technologischen Auflösung auf die Regionen verteilt. Für das Basisjahr wird die regionale Energienachfrage mit Bilanzen auf Bundeslandebene (NUTS 1) pro Energieträger abgeglichen und validiert. In den modellierten Szenarien verändern sich die Verteilschlüssel basierend auf den Annahmen der jeweiligen nationalen Nachfragemodelle. Da die gewählten, sehr ambitionierten Szenarien eine starke Dekarbonisierung in allen Sektoren bedeuten, führt dies zu einem teils sehr extremen Strukturwandel und Technologiewechsel. Diese Transformation kann regional durchaus unterschiedlich stattfinden, je nach vorhandenen Industriestandorten, Transformation in den jeweiligen Subsektoren oder vorhandenen Infrastrukturen. Daher müssen die Verteilschlüssel die nationalen Szenarioannahmen widerspiegeln.

Die Modellierung des Industriesektors basiert auf einer zusätzlichen Datenbank, der ISI-internen Industrial Site Database (Manz et al. 2021; Manz et al. 2018). Diese europaweite Datenbank beinhaltet für Deutschland ca. 850 Standorte der energieintensiven Subsektoren wie Herstellung von Zement, Stahl, Papier und Chemieprodukten. In der Datenbank sind detaillierte Prozessinformationen hinterlegt, wie Produktionskapazität oder jährliche Produktion, wobei an einem Standort mehrere Prozesse vorhanden sein können. Insgesamt sind in der Datenbank 37 verschiedene Prozesse aus den Subsektoren hinterlegt, die direkt den Nachfrageergebnissen aus FORECAST-Industry zugeordnet werden können. Eine Übersicht ist in Abbildung 56 dargestellt.

Abbildung 56: Industriestandorte (georeferenziert) in Deutschland aus der Industrial Site Database

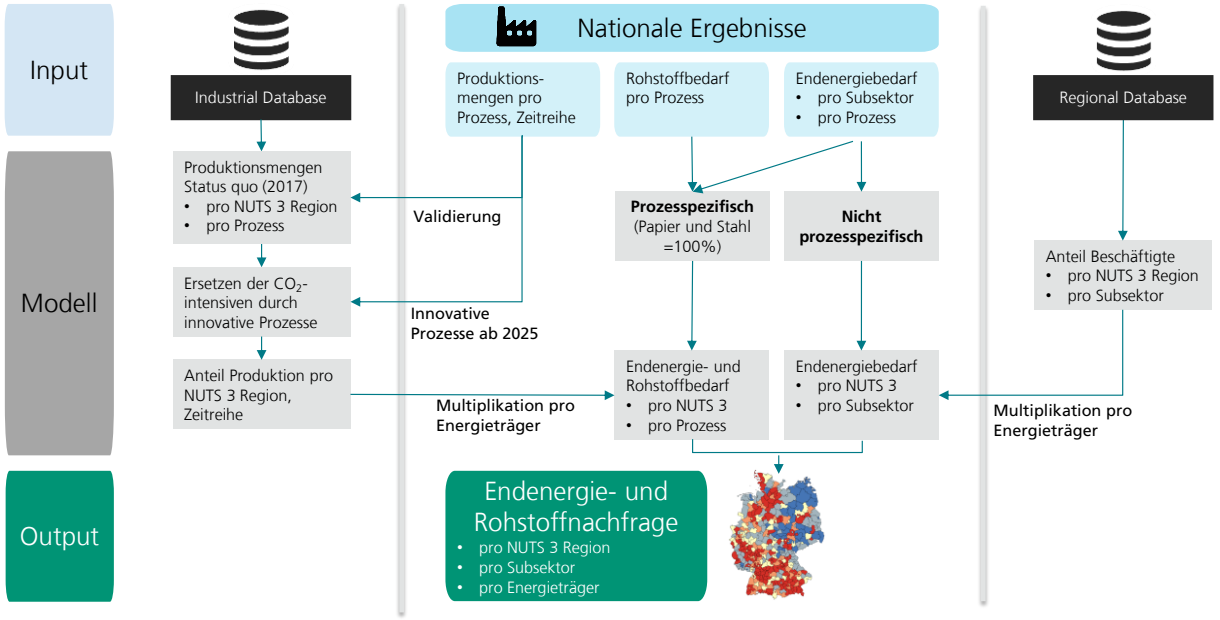


In Abbildung 57 ist die Vorgehensweise der Regionalisierung schematisch ersichtlich. Mithilfe der Standortdatenbank kann die prozessspezifische Energie- sowie Rohstoffnachfrage auf diese Standorte im Basisjahr verteilt werden. Da die Standorte bekannt sind, kann anhand der nationalen Annahmen zu Produktionskapazitäten für innovative Prozesse, bspw. wasserstoffbasierter Stahlherstellung, die Transformation der einzelnen Standorte angenommen werden. Daraus werden schließlich die szenariospezifischen Verteilschlüssel berechnet. Aufgrund der prozessspezifischen Betrachtung erfassen diese Verteilschlüssel über den gesamten Szenariozeitraum die unterschiedliche Energieträgerzusammensetzung der Prozesse und Subsektoren in den Regionen. Zukünftige Verschiebungen der Energieträgernachfrage in den Regionen zu Strom, Wasserstoff oder PtG können damit abgeschätzt werden. Die nicht prozessspezifisch berechnete nationale Energienachfrage der nicht-energieintensiven Industrie wird mithilfe der regionalen Bruttowertschöpfung[49] und Beschäftigen[50] verteilt. Hierbei wird keine regionale Verschiebung durch einen Strukturwandel durch Prozessänderung angenommen. Die Veränderung der regionalen Nachfrage in den nicht-energieintensiven Subsektoren durch Erhöhung der Effizienz und des Wirtschaftswachstums wird konsistent der nationalen Annahmen erfasst.

[49] Statistisches Bundesamt (Destatis). Regionaldatenbank Genesis, Bruttoinlandsprodukt/Bruttowertschöpfung nach Wirtschaftsbereichen. Tabelle 82111-01-05-4. accessed on 14.05.2020

[50] Statistisches Bundesamt (Destatis). Regionaldatenbank Genesis, Betriebe und Beschäftigte nach Wirtschaftszweigen. Tabelle 42111-02-03-4. accessed on 14.05.2020

Abbildung 57: Regionalisierung der Endenergie- und Rohstoffnachfrage aus FORECAST-Industry



8 Literaturverzeichnis

Arens, M.; Vogl, V. (2019): Can we find a market for green steel? In: *Steel Times International* 43 (4), S. 59–63.

Arens, Marlene; Worrell, Ernst; Schleich, Joachim (2012): Energy intensity development of the German iron and steel industry between 1991 and 2007. In: *Energy* 45 (1), S. 786–797. DOI: 10.1016/j.energy.2012.07.012.

Arpagaus, Cordin (2018): Hochtemperatur-Wärmepumpen: VDE-Verlag.

ASTIER, J.; KRUG, J.; DEPRESSIGNY, Y. (1982): Technico-economic potentialities of hydrogen utilization for steel production. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 7 (8), S. 671–679. DOI: 10.1016/0360-3199(82)90192-6.

Bazzanella, Alexis Michael; Ausfelder, Florian (2017): Low carbon energy and feedstock for the European chemical industry. Dechema. Frankfurt.

Biere, David (2015): Modellgestützte Szenario-Analyse der langfristigen Erdgasnachfrageentwicklung der deutschen Industrie. Dissertation. Hg. v. Fakultät für Wirtschaftswissenschaften des Karlsruher Institut of Technology (KIT). Karlsruhe.

Biere, David; Fleiter, Tobias; Hirzel, Simon; Sontag, Benjamin (2014): Industry - more than just processes: A combined stock-model approach to quantify the energy saving potential for space heating in European industry. Online verfügbar unter http://publica.fraunhofer.de/dokumente/N-294612.html, zuletzt aktualisiert am 10.09.2015, zuletzt geprüft am 18.07.2016.

Bringezu, Stefan; Ritthoff, Michael; Steger, Sören; Bahn-Walkowiak, Bettina (2015): Rohstoffversorgung und Ressourcenproduktivität in der deutschen Zementindustrie: Analyse des Status quo und Perspektiven.

Chan, Yeen; Petithuguenin, Laurent; Fleiter, Tobias; Herbst, Andrea; Arens, Marlene; Stevenson, Paul (2019): Industrial Innovation: Pathways to deep decarbonisation of industry. Part 1: Technology Analysis. ICF; Fraunhofer ISI. London.

Danish Energy Agency (2020): Technology data industrial process heat. Online verfügbar unter https://ens.dk/en/our-services/projections-and-models/technology-data/technology-data-industrial-process-heat-and.

Destatis (2021): Beschäftigte und Umsatz der Betriebe im Verarbeitenden Gewerbe. Deutschland, Jahre, Wirtschaftszweige (WZ2008 2-/3-/4-Steller). Destatis. Online verfügbar unter https://www-genesis.destatis.de/genesis/online?sequenz=tabelleErgebnis&selectionname=42271-0002&zeitscheiben=3#abreadcrumb, zuletzt geprüft am 2021.

Dittrich, Monika; Kämper, Claudia; Ludmann, Sabrina; Ewers, Birte; Giegrich, Jürgen; Sartorius, Christian et al. (2018): Strukturelle und produktionstechnische Determinanten der Ressourceneffizienz: Untersuchung von Pfadabhängigkeiten, strukturellen Effekten und technischen Potenzialen auf die zukünftige Entwicklung der Rohstoffproduktivität (DeteRess). Hg. v. Umweltbundesamt. Dessau. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2018-04-11_texte_29-2018_deteress.pdf.

Dückert, E.; Schäfer, L.; Schneider, R.; Wahren, S. (2015): Analytische Untersuchung zur Ressourceneffizienz im verarbeitenden Gewerbe. In: *VDI Zentrum Ressourceneffizienz, Berlin*.

Elsland, Rainer; Klingler, Anna-Lena; Degner, Patrick; Oswald, Yannick; Wietschel, Martin (2015): Are current regionalisation approaches sufficient to decompose electricity demand? – A German case study. ENERDAY 2015, 10th Conference on Energy Economics and Technology. Dresden.

European Commission (2014): Horizon 2020: Work Programe 2014-2015 - General Annexes. G. Technology Readiness Levels (TRL).

Fasihi, Mahdi; Efimova, Olga; Breyer, Christian (2019): Techno-economic assessment of CO2 direct air capture plants. In: *Journal of Cleaner Production* 224, S. 957–980. DOI: 10.1016/j.jclepro.2019.03.086.

Fischedick, Manfred; Marzinkowski, Joachim; Winzer, Petra; Weigel, Max (2014): Techno-economic evaluation of innovative steel production technologies. In: *Journal of Cleaner Production* 84, S. 563–580. DOI: 10.1016/j.jclepro.2014.05.063.

Fleiter, Tobias; Fehrenbach, Daniel; Worrell, Ernst; Eichhammer, Wolfgang (2012): Energy efficiency in the German pulp and paper industry - A model-based assessment of saving potentials. In: *Energy* 40 (1), S. 84–99. Online verfügbar unter http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S036054421200120X.

Fleiter, Tobias; Rehfeldt, Matthias; Herbst, Andrea; Elsland, Rainer; Klingler, Anna-Lena; Manz, Pia; Eidelloth, Stefan (2018): A methodology for bottom-up modelling of energy transitions in the industry sector: The FORECAST model. In: *Energy Strategy Reviews* 22, S. 237–254. DOI: 10.1016/j.esr.2018.09.005.

Fleiter, Tobias; Schlomann, Barbara; Eichhammer, Wolfgang (Hg.) (2013): Energieverbrauch und CO2 Emissionen industrieller Prozesstechniken - Einsparpotenziale, Hemmnisse und Instrumente. Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung. Stuttgart: Fraunhofer Verlag.

Geres, Roland; Kohn, Andreas; Lenz, Sebastian Cornelius; Ausfelder, Florian; Bazzanella, Alexis; Möller, Alexander (2019): Roadmap Chemie 2050. Auf dem Weg zu einer treibhausgasneutralen chemischen Industrie in Deutschland : eine Studie von DECHEMA und FutureCamp für den VCI. Frankfurt am Main: DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V.

Herbst, Andrea (2017): Kopplung eines makroökonomischen Modells mit einem „bottom-up" Energienachfrage-Modell für die Industrie. Eine Fallstudie über die Stahlindustrie. Dissertation. Europa-Universität Flensburg, Flensburg. Institut für Umwelt-, Sozial- und Humanwissenschaften. Online verfügbar unter https://www.zhb-flensburg.de/fileadmin/content/spezial-einrichtungen/zhb/dokumente/dissertationen/herbst/dissertation-andrea-herbst-touniversityflensburg08052017-forpublication.pdf.

Hölling, Marc; Gellert, Sebastian (2018): Direct Reduction: Transition from Natural Gas to Hydrogen? In: *Conference Paper*.

IEA (2018): Technology Roadmap. Low-Carbon Transition in the Cement Industry. IEA. Online verfügbar unter https://www.iea.org/reports/technology-roadmap-low-carbon-transition-in-the-cement-industry.

Ikäheimo, Jussi; Kiviluoma, Juha; Weiss, Robert; Holttinen, Hannele (2018): Power-to-ammonia in future North European 100 % renewable power and heat system. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 43 (36), S. 17295–17308. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2018.06.121.

Ireson, R.; Fuller, A.; Woods, J.; Simon, R.; Andrews, G.; Bingham, P. et al. (2019): Alternative Fuel Switching Technologies for the glass sector. Final Report. In: *Glass Futures*.

Isoli, Niccolo; Chaczykowski, Maciej (2017): Conceptual design of multi-source CCS pipeline transportation network for Polish energy sector. In: *E3S Web Conf.* 22, S. 69. DOI: 10.1051/e3sconf/20172200069.

Kopernikus-Geschäftsstelle, Projektträger Jülich (30.03.2021): Glasherstellung mit Grünem Wasserstoff erstmals erfolgreich getestet. Julius Heinrichs, Öffentlichkeitsarbeit Kopernikus. Online verfügbar unter https://www.kopernikus-projekte.de/aktuelles/news/glasherstellung_mit_guenem_wasserstoff_erstmalig_erfolgreich_getestet.

Kuramochi, Takeshi; Ramírez, Andrea; Turkenburg, Wim; Faaij, André (2012): Comparative assessment of CO2 capture technologies for carbon-intensive industrial processes. In: *Progress in Energy and Combustion Science* 38 (1), S. 87–112. DOI: 10.1016/j.pecs.2011.05.001.

Le Den, Xavier; Porteron, Samy; Collin, Christine; Sorensen, Lise Hvid Horup; Herbst, Andrea; Rehfeldt, Matthias et al. (2020): THE DECARBONISATION BENEFITS OF SECTORAL CIRCULAR ECONOMY ACTIONS. QUANTIFICATION METHODOLOGY FOR, AND ANALYSIS OF, THE DECARBONISATION BENEFITS OF SECTORAL CIRCULAR ECONOMY ACTIONS FINAL REPORT. Online verfügbar unter http://publica.fraunhofer.de/dokumente/N-618470.html.

Madeddu, Silvia; Ueckert, Falko; Pehl, Michaja; Peterseim, Juergen; Lord, Michael; Ajith Kumar, karthik et al. (2020): The CO2 reduction potential for the European Industry via direct electrification of heat supply (powert-to-heat). In: *Environ. Res. Lett.* 2020 (15). DOI: 10.1088/1748-9326/abbd02.

Manz, Pia; Fleiter, Tobias; Aydemir, Ali (2018): Developing a georeferenced database of energy-intensive industry plants for estimation of excess heat potentials. In: *Eceee industrial summer study proceedings*.

Manz, Pia; Kermeli, Katerina; Persson, Urban; Neuwirth, Marius; Fleiter, Tobias; Crijns-Graus, Wina (2021): Decarbonizing District Heating in EU-27 + UK: How Much Excess Heat Is Available from Industrial Sites? In: *Sustainability* 13 (3), S. 1439. DOI: 10.3390/su13031439.

Material Economics (2018): The Circular Economy - a powerful force for climate mitigation. Material Economics.

Milford, Rachel L.; Allwood, Julian M.; Cullen, Jonathan M. (2011): Assessing the potential of yield improvements, through process scrap reduction, for energy and CO2 abatement in the steel and aluminium sectors. In: *Resources, Conservation and Recycling* 55 (12), S. 1185–1195. DOI: 10.1016/j.resconrec.2011.05.021.

Milford, Rachel L.; Pauliuk, Stefan; Allwood, Julian M.; Müller, Daniel B. (2013): The roles of energy and material efficiency in meeting steel industry CO2 targets. In: *Environmental science & technology* 47 (7), S. 3455–3462. DOI: 10.1021/es3031424.

Müller, Nils; Herz, Gregor; Reichelt, Erik; Jahn, Matthias; Michaelis, Alexander (2021): Assessment of fossil-free steelmaking based on direct reduction applying high-temperature electrolysis. In: *Cleaner Engineering and Technology* 4, S. 100158. DOI: 10.1016/j.clet.2021.100158.

Neuwirth, Marius; Fleiter, Tobias; Manz, Pia; Hofmann, René (2022): The future potential hydrogen demand in energy-intensive industries - a site-specific approach applied to Germany. In: *Energy Conversion & Management* (accepted, not yet published).

Öko-Institut; Fraunhofer ISI (2015): Klimaschutzszenario 2050. 2. Endbericht. Hg. v. Öko-Institut und Fraunhofer ISI. Berlin, Karlsruhe.

Pérez-Fortes, Mar; Schöneberger, Jan C.; Boulamanti, Aikaterini; Tzimas, Evangelos (2016): Methanol synthesis using captured CO2 as raw material: Techno-economic and environmental assessment. In: *Applied Energy* 161, S. 718–732. DOI: 10.1016/j.apenergy.2015.07.067.

Pfeifer, Herbert; Nacke, Bernard; Beneke, Franz (Hg.) (2011): Praxishandbuch Thermoprozesstechnik. Band II: Anlagen Komponenten Sicherheit: Vulkan-Verlag GmbH.

Purr, K.; Günther, J.; Lehmann, H.; Nuss, P. (2020): Wege in eine ressourcenschonende Treibhausgasneutralität. In: *RESCUE-Studie. Climate Change, Dessau-Roßlau. Accessed* 6.

Rehfeldt, M.; Worrell, E.; Eichhammer, W.; Fleiter, T. (2020a): A review of the emission reduction potential of fuel switch towards biomass and electricity in European basic materials industry until 2030. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 120, S. 109672. DOI: 10.1016/j.rser.2019.109672.

Rehfeldt, Matthias; Fleiter, Tobias; Herbst, Andrea; Eidelloth, Stefan (2020b): Fuel switching as an option for medium-term emission reduction - A model-based analysis of reactions to price signals and regulatory action in German industry. In: *Energy Policy* 147, S. 111889. DOI: 10.1016/j.enpol.2020.111889.

Rehfeldt, Matthias; Fleiter, Tobias; Worrell, Ernst (2018a): Inter-fuel substitution in European industry. A random utility approach on industrial heat demand. In: *Journal of Cleaner Production* 187, S. 98–110. DOI: 10.1016/j.jclepro.2018.03.179.

Rehfeldt, Matthias; Fleiter, Tobias; Worrell, Ernst (2018b): Inter-fuel substitution in European industry: A random utility approach on industrial heat demand. In: *Journal of Cleaner Production* 187, S. 98–110. DOI: 10.1016/j.jclepro.2018.03.179.

Rehfeldt, Matthias; Globisch, Joachim; Fleiter, Tobias (2019): Fuel choice in industrial steam generation: Empirical evidence reveals technology preferences. In: *Energy Strategy Reviews* 26, S. 100407. DOI: 10.1016/j.esr.2019.100407.

Rubin, Edward S.; Davison, John E.; Herzog, Howard J. (2015): The cost of CO2 capture and storage. In: *International Journal of Greenhouse Gas Control* 40, S. 378–400. DOI: 10.1016/j.ijggc.2015.05.018.

Schneider, Clemens; Samadi, Sascha; Holtz, Georg; Kobieta, Georg; Lechtenböhmer, Stefan; Witecka, Wido (2019): Klimaneutrale Industrie. Ausführliche Darstellung der Schlüsseltechnologien für die Branchen Stahl, Chemie und Zement. Agora Energiewende.

Smith, Collin; Hill, Alfred K.; Torrente-Murciano, Laura (2020): Current and future role of Haber–Bosch ammonia in a carbon-free energy landscape. In: *Energy Environ. Sci.* 13 (2), S. 331–344. DOI: 10.1039/C9EE02873K.

Stemmermann, P.; Schweike, U.; Garbev, K.; Beuchle, G.; Möller, H. (2010): Celitement–a sustainable prospect for the cement industry. In: *Cement International* 8 (5), S. 52–66.

Stork, Michiel; Beer, Jeroen de; Lintmeijer, Niki; Ouden, Bert den (2018): Chemistry for Climate: Ating on the need for speed - Roadmap for the Dutch Chemical Industry towards 2050. Hg. v. Ecofys und VNCI Berenschot. Utrecht.

Umweltbundesamt (2018): Nationale Treibhausgas-Inventare 1990-2017 und Zeitnahschätzung für 2018 aus UBA-Presseinformation 9/2019. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/indikator-emission-von-treibhausgasen#textpart-1, zuletzt geprüft am 06.12.2019.

Umweltbundesamt; BMWi (2019): Energieeffizienz in Zahlen. Entwicklungen und Trends in Deutschland 2019. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Berlin.

United Nations Climate Change (UNCC) (2017): National Inventory Submissions 2017. Online verfügbar unter http://unfccc.int/process-and-meetings/transparency-and-reporting/reporting-and-review-under-the-convention/greenhouse-gas-inventories-annex-i-parties/submissions/national-inventory-submissions-2017.

VDZ (2018): Zahlen und Daten 2018.

Vincent, Adam; Rennie, Daniel; Soeats, Mark; Gill, Matthew; Thomsen, Simon (2016): Public LEILAC pre-FEED summary report. Hg. v. Project Leilac. Online verfügbar unter https://www.project-leilac.eu, zuletzt geprüft am 31.07.2017.

Vogl, Valentin; Åhman, Max; Nilsson, Lars J. (2018): Assessment of hydrogen direct reduction for fossil-free steelmaking. In: *Journal of Cleaner Production* 203, S. 736–745. DOI: 10.1016/j.jclepro.2018.08.279.

worldsteel association (2019): Steel Statistical Yearbook. Concise version. worldsteel association. Online verfügbar unter https://www.worldsteel.org/en/dam/jcr:7aa2a95d-448d-4c56-b62b-b2457f067cd9/SSY19%2520concise%2520version.pdf, zuletzt geprüft am 2021.

ZEP (2011): The costs of CO2 transport: post-demonstration CCS in the EU. European Technology Platform for Zero Emission Fossil Fuel Power Plants. Brussels.

Zettl, Elisabeth; Hawthorne, Craig; Joas, Reinhard; Lahl, Uwe; Litz, Benjamin; Zeschmar-Lahl, Barbara; Joas, Anke (2014): Analyse von Ressourceneffizienzpotenzialen in KMU der chemischen Industrie. In: *VDI ZRE Publikationen*.