

Zukunftsperspektive Gasverteilernetze

September 2021

IMPRESSUM

Herausgeber

enervis energy advisors GmbH
Schlesische Str. 29-30
10997 Berlin
+49 (0)30 695 175 - 0
www.enervis.de
kontakt@enervis.de

Autoren

Dr. Alexander Brinkmann
Constantin Greif
Sebastian Klein
Dr. Sebastian Werner Klein
Sarah Milanzi
Tim Steinert
David Vogel

Eine Studie im Auftrag des

BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
Reinhardtstr. 32
10117 Berlin

The logo for BDEW (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft) consists of the lowercase letters 'bdew' in a bold, red, sans-serif font. The 'd' and 'e' are connected, and the 'w' has a distinctive shape with a small gap at the top.

Energie. Wasser. Leben.

Ansprechpartner des auftraggebenden Verbands

Lukas Bieber
Geschäftsbereich Energienetze, Regulierung und Mobilität
Telefon: +49 30 300199 -1125
lukas.bieber@bdew.de

Veröffentlichung: September 2021

Der BDEW dankt folgenden Unternehmen für die Unterstützung:

	Creos Deutschland GmbH
	EWE Netz GmbH
	Mainova AG
 NETZGESELLSCHAFT BERLIN-BRANDENBURG	NBB Netzgesellschaft Berlin- Brandenburg mbH & Co. KG
	Netz Leipzig GmbH
	Netze BW GmbH
	NGN NETZGESELLSCHAFT NIEDERRHEIN MBH
 RNG Rheinische NETZGesellschaft	Rheinische NETZGesellschaft mbH
	Thüga Aktiengesellschaft
	Westnetz GmbH
	SWM Infrastruktur GmbH & Co. KG

Die Koordination wurde durch den BDEW übernommen.

Titelbilder

Familie an Gasherd

Quelle: stock.adobe.com, Foto: WavebreakMediaMicro

Heizkörper

Quelle: BDEW, Foto: Swen Gottschall

Bäckerei, Brotwagen vor Öfen

Quelle: BDEW, Foto: Swen Gottschall

Übernahmestation Steuerung

Quelle: BDEW, Foto: Swen Gottschall

Mann mit Helm an Druckmesser

Quelle: Shutterstock, Foto: Zivica Kerkez

Wäscherei, Mangel

Quelle: BDEW, Foto: Swen Gottschall

Inhaltsverzeichnis

1	Executive Summary	1
2	Anforderungen und Herausforderungen zur Erreichung der Klimaziele	3
3	Ein Ziel – zwei Energiewelten – zwei Szenarien	8
3.1	Überblick der Szenarien	8
3.2	Szenario „Technologieoffener Ansatz“	9
3.3	Szenario „Fokus Elektrifizierung“	9
4	Der Wärmemarkt	10
4.1	Grundlagen der Modellierung des Wärmemarktes	10
4.2	Entwicklung des Nettowärme- und Endenergiebedarfes des Wärmemarktes	11
4.3	Einsatz grüner/dekarbonisierter Gase im Wärmemarkt im Szenarienvergleich	16
4.4	CO ₂ -Emissionen des Wärmemarktes	17
4.5	Volkswirtschaftliche Kostendifferenzen	18
4.6	Herausforderungen im Wärmemarkt in beiden Szenarien	20
5	Der Verkehrsmarkt	21
5.1	Grundlagen der Modellierung des Verkehrsmarktes	21
5.2	Entwicklung des Endenergiebedarfs im Verkehrsmarkt	22
5.3	Zusammensetzung des Fahrzeugbestandes	24
5.4	Einsatz grüner/dekarbonisierter Kraftstoffe im Verkehrsmarkt im Szenarienvergleich	24
5.5	CO ₂ -Emissionen des Verkehrsmarktes	25
5.6	Volkswirtschaftliche Kostendifferenzen	26
5.7	Herausforderungen im Verkehrsmarkt in beiden Szenarien	27
6	Der Strommarkt	28
6.1	Grundlagen der Modellierung des Strommarktes	28
6.2	Dargebot Erneuerbarer Energien	29
6.3	Stromverbrauch	29
6.4	Versorgungssicherheit	31
6.5	CO ₂ -Emissionen des Strommarktes	32
6.6	Volkswirtschaftliche Kostendifferenzen	33
6.7	Herausforderungen im Strommarkt in beiden Szenarien	34
7	Nichtenergetischer Verbrauch der Grundstoffindustrie	35
7.1	Entwicklung und Zusammensetzung des nichtenergetischen Verbrauchs	35
7.2	Entwicklung der CO ₂ -Emissionen	37
8	PtX-Bedarf	38
8.1	Gesamtbedarf PtX	38
8.2	Nationale Elektrolyseurleistung	40

8.3	PtX-Importbedarf.....	41
9	Analyse der Netzinfrastruktur	42
9.1	Methodik	43
9.2	Gasverteilernetzbetreiber als Beschleuniger der Wärmewende.....	44
9.3	Ergebnis Netzkosten	47
10	Kostenvergleich der Szenarien.....	48
10.1	Die volkswirtschaftliche Perspektive zeigt die Vorteilhaftigkeit der Nutzung der bestehenden Gasinfrastruktur	49
10.2	Die betriebswirtschaftliche Perspektive der Endkunden spiegelt nicht die ermittelten volkswirtschaftlichen Kostenvorteile wider	52
11	Zusammenfassung	54
	Abbildungsverzeichnis	i
	Tabellenverzeichnis	iii
	Glossar.....	iv
	Anhang.....	vii
	Literaturverzeichnis	xxi

1 Executive Summary

Ausgangssituation

Der derzeitige politische Rahmen schränkt die Nutzung grüner/dekarbonisierter Gase, insbesondere im Wärmemarkt, stark ein. So existieren keine nennenswerten Anreizmechanismen, die ihren Einsatz fördern, und auch ihre Anerkennung im Gebäudesektor ist nur eingeschränkt gegeben. Derzeit ist hingegen insbesondere ein politischer Anreiz des Einsatzes von strombasierten Systemen in den Endkundensektoren zu beobachten.

Gleichzeitig wird im Stromsektor die Dekarbonisierung der Stromerzeugung unter anderem mit dem EEG vorangetrieben. Damit wird der Fokus auf die Dekarbonisierung bzw. dekarbonisierte Erzeugung des Energieträgers Strom gelegt. In der Gasversorgung existieren hingegen keine vergleichbaren Mechanismen, die auf Ebene der Produzenten oder Inverkehrbringer ansetzen. Vielmehr erfolgt der Versuch, die Dekarbonisierung am Endkunden durch einen Systemwechsel zu einem anderen Energieträger zu erreichen. Die Dekarbonisierung des Energieträgers Gas selbst – analog des Energieträgers Strom – ist derzeit nicht oder nur in geringem Umfang im politischen Fokus.

Strombasierte Systeme haben jedoch hohe Anforderungen, z.B. an die Energieeffizienz, industrielle Prozesse und baulichen Gegebenheiten der Gebäude, sowie an die zur Verteilung notwendige Infrastruktur. Die Voraussetzungen zum flächendeckenden Einsatz von Strom-Wärmepumpen beim Endkunden müssten zur Erreichung der Klimaziele jedoch bis tief in den Bestand hinein erst noch geschaffen werden: Häuser müssen kernsaniert, Technologien ausgetauscht, Stromkabel verlegt und das Gesamtsystem durch Back-Up-Kraftwerke gesichert werden.

Ziel der Studie

Vor diesem Hintergrund wird in dieser Studie untersucht, ob und wenn ja welche volkswirtschaftlichen Kostenvorteile der verstärkte Einsatz grüner/dekarbonisierter Gase gegenüber dem vornehmlichen Einsatz strombasierter Systeme ermöglicht. Prinzipiell stellen dabei beide Varianten eine mögliche Ausgestaltung des künftigen Energiesystems dar, um die Klimaschutzziele bis zum Jahr 2045 zu erreichen. Vor diesem Hintergrund wird analysiert, welchen Beitrag grüne/dekarbonisierte Gase in einem zukünftigen Energiesystem leisten und welche Probleme, die ein strombasiertes System aufweist, mit ihrem Einsatz gelöst werden können.

Vorgehensweise

Zu diesem Zweck werden zwei mögliche Entwicklungspfade untersucht, die hinsichtlich der jeweiligen Entwicklung der Energiebedarfe, der Wechselwirkungen der Verbrauchs- und Erzeugungssektoren, sowie ihrer volkswirtschaftlichen Kosten verglichen werden. In beiden Entwicklungspfaden bzw. Szenarien wird dabei sichergestellt, dass die Emissionsziele des novellierten Klimaschutzgesetzes für die Jahre 2030 und 2045 erfüllt werden. Um das deutsche Energiesystem möglichst ganzheitlich zu betrachten, werden dazu die Sektoren Wärme, Verkehr, Feedstock, sowie die Stromerzeugung untersucht, welche den größten Teil der deutschen Treibhausgasemissionen verursachen:

- Der Wärmesektor umfasst sowohl die Raumwärme, Warmwassererzeugung, sowie die Prozesswärme der Segmente Haushalte, GHD (Gewerbe, Handel, Dienstleistungen), sowie der Industrie.
- Der Verkehrssektor wird hinsichtlich der Segmente motorisierter Individualverkehr (MIV), Straßengüterverkehr (SGV), sowie des Schienen-, Flug- und Schiffsverkehrs berücksichtigt.

- Innerhalb des Feedstock-Sektors werden insbesondere der stoffliche Bedarf der Grundstoffchemie, sowie der Stahlherstellung betrachtet.
- Im Sektor Stromerzeugung werden der Strombedarf, dessen Erzeugung, sowie die Bereitstellung einer gesicherten Versorgung analysiert. Weiterhin werden mögliche nationale PtX-Produktionskapazitäten berücksichtigt, sowie der sich ergebende PtX-Importbedarf ermittelt.

Beide Szenarien werden in einem integrierten Energiemarktmodell, welches die beschriebenen Sektoren umfasst, abgebildet und ausgewertet. Dabei wird im Rahmen des Szenarios „Fokus Elektrifizierung“ auf eine starke Durchdringung strombasierter Systeme im Wärme- und Verkehrssektor gesetzt. Das Erreichen hoher Gebäudeeffizienzen über eine ausgeprägte Sanierung, sowie der Ausbau der hierfür erforderlichen Infrastruktur ist in diesem Szenario genauso notwendig, wie der Ausbau des Stromsektors zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit.

Diesem Szenario wird ein Entwicklungspfad gegenübergestellt, welcher einen technologieoffenen Ansatz verfolgt und den Energieträger Strom nicht a-priori bevorzugt. Im Szenario „Technologieoffener Ansatz“ reichen geringere Sanierungsanstrengungen aus, um die Klimaschutzziele zu erreichen, als im Szenario „Fokus Elektrifizierung“. Dennoch sind diese Sanierungen bereits deutlich stärker als heute ausgeprägt. Weiterhin ermöglicht der technologieoffene Ansatz, dass die Wärmeversorgung nicht ausschließlich über den Austausch von Heiztechnologien dekarbonisiert wird, sondern auch durch den Einsatz grüner/dekarbonisierter Gase. Dies ermöglicht die Nutzung der bereits vorhandenen Infrastruktur. Somit stehen dem Endkunden bei der Klimaschutzzielereichung mehr technologische Optionen zur Verfügung.

Kernergebnisse

Auf Basis der durchgeführten Analysen sind folgende Kernergebnisse zu nennen:

- Ein technologieoffener Ansatz verspricht bis 2045 deutliche volkswirtschaftliche Kostenvorteile i. H. v. 244 Mrd. € gegenüber einem Fokus auf die Elektrifizierung. Dieser Vorteil findet sich in vielen Segmenten wieder.
- Die Gasverteilernetze leisten ebenso wie die Stromverteilernetze einen zentralen Beitrag, die Klimaschutzziele mit möglichst niedrigen Kosten zu erreichen.
- Gas- und Stromnetze ergänzen und besichern einander. Das Energiesystem ist deutlich belastbarer.
- Ein erheblicher Anstieg der Nutzung von Stromanwendungen beim Endkunden, sowie die Nutzung und der Import von erheblichen Mengen grüner/dekarbonisierter Gase sind zur Zielerreichung in jedem Fall unerlässlich.
- Die aktuellen politischen Rahmenbedingungen genügen nicht, um die gesetzten Klimaschutzziele zu erreichen. Insbesondere für die Dekarbonisierung des trägen Wärmemarktes ist es volkswirtschaftlich sinnvoll die Potentiale grüner/dekarbonisierter Gase zu nutzen. Um jedoch die volkswirtschaftlichen Kostenvorteile dieser Gase tatsächlich zu erschließen, müssen sich diese auch im betriebswirtschaftlichen Rahmen widerspiegeln.

2 Anforderungen und Herausforderungen zur Erreichung der Klimaziele

Ziel der Studie

Die nationalen Klimaschutzziele wurden im Rahmen des novellierten Klimaschutzgesetzes verschärft. Umso drängender wird daher die Frage, wie diese Ziele erreicht werden können und welche Energieträger dabei zum Einsatz kommen. Eine zentrale Frage ist dabei, welche Rolle die Gastransport-, die Gasverteilernetze, sowie die Gasspeicher zukünftig einnehmen sollen.

In dieser Studie wird analysiert, inwiefern eine stärkere Öffnung der geplanten Transformation des Energiesystems für die Nutzung grüner/dekarbonisierter Gase die bestehende Gasinfrastruktur nutzbar machen kann und ob dies volkswirtschaftlich vorteilhafter gegenüber der vornehmlichen Umstellung auf strombasierte Systeme ist.

Zu diesem Zweck werden in dieser Studie zwei Entwicklungspfade verglichen: das Szenario „Technologieoffener Ansatz“ und das Szenario „Fokus Elektrifizierung“. In beiden Szenarien ist die Erfüllung der Klimaschutzziele für die Jahre 2030 und 2045 sichergestellt. Das Szenario „Technologieoffener Ansatz“ nutzt zur Erreichung der Ziele sowohl strombasierte Technologien als auch grüne/dekarbonisierte Gase. Das Szenario „Fokus Elektrifizierung“ setzt hingegen vorwiegend auf strombasierte Technologien. Grüne/dekarbonisierte Gase werden nur in Bereichen eingesetzt, in denen keine andere technische Möglichkeit besteht. Mit der Betrachtung dieser beiden Szenarien wird dabei ein Lösungsraum aufgespannt, in welchem sich das zukünftige Energiesystem entwickeln könnte. Dies ermöglicht es, Vor- und Nachteile der beiden Entwicklungspfade herauszuarbeiten und miteinander zu vergleichen.

Dazu werden jeweils einzelne Aspekte der Transformation des Energiesystems bis zum Jahr 2045 betrachtet. So werden in den Kapiteln 4 bis 7 die einzelnen Sektoren Wärme, Verkehr, Strom und Feedstock analysiert. Kapitel 8 befasst sich mit dem Bedarf an PtX-Produkten, der Möglichkeit der nationalen Produktion, sowie dem notwendigen Importbedarf. Die Auswirkungen auf die Netzinfrastuktur werden in Kapitel 9 betrachtet. In Kapitel 10 werden schließlich die Ergebnisse zusammengeführt und die volkswirtschaftlichen Kostendifferenzen der beiden möglichen Entwicklungspfade bestimmt. Kapitel 11 enthält die Zusammenfassung. Als Einleitung werden nachfolgend zunächst wesentliche Herausforderungen zur Erreichung der Klimaschutzziele beschrieben und in Kapitel 3 die Ausgestaltung der Szenarien näher erläutert.

Die Klimaschutzziele Deutschlands

Diskussionen um den Klimaschutz sind in der öffentlichen Wahrnehmung fest verankert und auf politischer und gesellschaftlicher Ebene sinnvoll und notwendig, um die gesteckten Ziele und damit eine nachhaltige Volkswirtschaft zu etablieren.

Auf europäischer Ebene hat der European Green Deal die Grundlage der Dekarbonisierung der europäischen Volkswirtschaften gelegt und weist Ziele und Maßnahmen für die unterschiedlichen Segmente der Volkswirtschaften auf. Diese europäischen Vorgaben sind dabei richtungsweisend und erfordern erhebliche Anstrengungen aller Mitgliedsstaaten. Es ist geplant, diese Grundlage sukzessive zu verfeinern und künftig mit weiteren Richtlinien und Verordnungen zu unterlegen, wie z.B. mit dem Programm „fit for 55“. Den durch Europa gesetzten Zielen und Maßnahmen kommt daher auch eine herausragende Bedeutung bei der Dekarbonisierung der deutschen Volkswirtschaft zu.

Deutschland beschloss im Jahr 2019 das nationale Klimaschutzgesetz und setzte der Volkswirtschaft Ziele hinsichtlich der maximalen CO₂-Emissionen bis zum Jahr 2030. Im April 2021 urteilte das Bundesverfassungsgericht, dass diese im Klimaschutzgesetz festgelegten Anstrengungen Deutschlands nicht ausreichen und insbesondere die Lasten der CO₂-Re-

duktion unzulässigerweise, sowie in erheblichem Maße in die 2030er und 40er Jahre verlagern.¹ Bereits im Mai 2021 wurde daher eine Novellierung des Klimaschutzgesetzes in die Wege geleitet, welche im Juni 2021 den Bundesrat passiert hat. Hier ist zu beachten, dass auch ohne das Urteil des Bundesverfassungsgerichtes eine Anpassung durch die schärferen europäischen Klimaziele des European Green Deals notwendig geworden wäre.

Die mit der Novelle des Klimaschutzgesetzes auf den Weg gebrachten Klimaschutzziele stellen sich folgendermaßen dar²:

- 2030: Reduktion der CO₂-Emissionen ggü. 1990 um 65 % (vormals 55 %)
- 2040: Reduktion der CO₂-Emissionen ggü. 1990 um 88 % (neu integriert)
- 2045: Erreichung von Netto-Treibhausgasneutralität (vormals erst im Jahr 2050)

Diese nationalen Ziele der gesamten Volkswirtschaft werden weiterhin auf die einzelnen Sektoren heruntergebrochen. So verschärfen sich in Deutschland auch die Ziele der Energiewirtschaft, der Industrie, des Verkehrs und des Gebäudebereichs (siehe nachfolgende Abbildung).

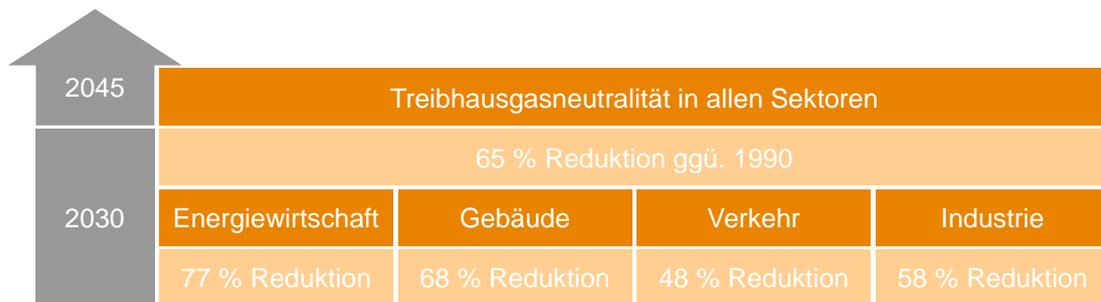


Abbildung 1: CO₂-Minderungsziele des Klimaschutzgesetzes

Der aktuelle Stand der Emissionsreduktion

Die verschärften nationalen Ziele werden alle Sektoren der Volkswirtschaft vor erhebliche Herausforderungen stellen. Das durch die Corona-Pandemie beeinflusste Jahr 2020 erreicht voraussichtlich eine Reduktion von 40 % ggü. 1990.³ Eine Hochrechnung des Öko-Instituts für das Folgejahr 2021 stellt jedoch fest, dass die CO₂-Emissionen lediglich um 36 % ggü. 1990 zurückgehen.⁴ Somit ist gegenüber dem Corona-Jahr 2020 sogar eine Steigerung der Emissionen und keine Reduktion zu verzeichnen.

Dem bereits für 2030 erklärten, verschärften Zwischenziel einer Reduktion um 65 % ggü. 1990 ist man damit nicht wesentlich nähergekommen. Bis zum Jahr 2045 – in 24 Jahren – muss darüber hinaus eine Reduktion um 100 % (oder bilanziell über Kompensationsmaßnahmen eine „Netto-Treibhausgasneutralität“) erreicht werden. Insbesondere bis zum Jahr 2030 verbleibt für die Zielerreichung somit nur noch sehr wenig Zeit.

Der aktuelle, jedoch unveröffentlichte Projektionsbericht 2021 des Umweltbundesamtes⁵ prognostiziert, dass Deutschland die Klimaziele für 2030 und auch für 2045 deutlich verfehlen wird. Das zeigt die Notwendigkeit, dass nach der Bundestagswahl politische Rahmenbedingungen geschaffen werden müssen, die die Transformation des Energiesystems beschleunigen.

¹ Bundesverfassungsgericht (2021)

² Bundesregierung (2021)

³ Umweltbundesamt (2021d)

⁴ Öko-Institut e.V. (2021)

⁵ Tagesschau (2021)

Herausforderungen der Märkte

Die herausragende Bedeutung des Faktors Zeit wird klar, wenn die verbleibenden 9 Jahre bis zum Jahr 2030 ins Verhältnis zu den abgeschätzten Nutzungsdauern der in den wesentlichen Sektoren der Volkswirtschaft verwendeten Technologien gesetzt werden (vgl. Abbildung 2). Es wird deutlich, dass sämtliche Sektoren sehr träge sind, was im Wärmemarkt besonders ausgeprägt ist.



Abbildung 2: Schematische Darstellung der typischen Nutzungsdauern⁶

Die Nutzungsdauer der Technologien in den verschiedenen Sektoren übersteigt die noch verbleibende Zeit bis 2030 um ein Vielfaches. Die Herausforderung besteht insbesondere darin, die vergleichsweise trägen Märkte auf die gesetzten Klimaschutzziele auszurichten. Dies muss unter Nutzung aller zur Verfügung stehender Technologien und Infrastrukturen erfolgen, um die Ziele überhaupt erreichen zu können und dies sozial- und Industrie-verträglich umzusetzen.

Dabei sind sämtliche Sektoren im Jahr 2021 noch immer stark durch die Nutzung fossiler Energien geprägt, so machte der Einsatz von Kohle, Erdöl und Erdgas im Jahr 2020 noch immer mehr als 75 % des Primärenergieverbrauchs in Deutschland aus.⁷ Diesbezüglich wurde im letzten Jahrzehnt insbesondere die Dekarbonisierung der Stromerzeugung unter dem Stichwort Energiewende diskutiert. Erst gegen Ende des Jahrzehnts rückten auch die Wärmewende und die Verkehrswende deutlich stärker in den Fokus der Diskussionen.

Die Energiewende im Stromsektor ist noch längst nicht abgeschlossen, hat jedoch schon zahlreiche Hürden überwunden. Die Wärme- und Verkehrswende stehen hingegen gerade erst am Anfang und es ist davon auszugehen, dass sie noch größere Herausforderungen in sich bergen als der Stromsektor. Dies ergibt sich bereits aus der Höhe des jeweiligen Endenergieverbrauchs der Sektoren. So übersteigt insbesondere der Verbrauch des Wärmemarktes denjenigen des Stromverbrauchs deutlich (siehe nachfolgende Abbildung).

⁶ Die Nutzungsdauern für die Technologien / Märkte wurden abgeschätzt, um einen einfachen schematischen Vergleich zu ermöglichen. Folgende Quellen wurden hierfür genutzt: Stromerzeugung auf Basis StromNEV Anlage 1; Gasnetze auf Basis von GasNEV Anlage 1; Heizsysteme vgl. Anhang C.2 Tabelle 3; Gebäude vereinfacht auf Basis StromNEV bzw. GasNEV jeweils Anlage 1; Verkehrsmarkt auf Basis von Kraftfahrtbundesamt (2021a) sowie Kraftfahrtbundesamt (2021b)

⁷ BMWi (2021), Blatt 4, Primärenergieverbrauch nach Energieträgern

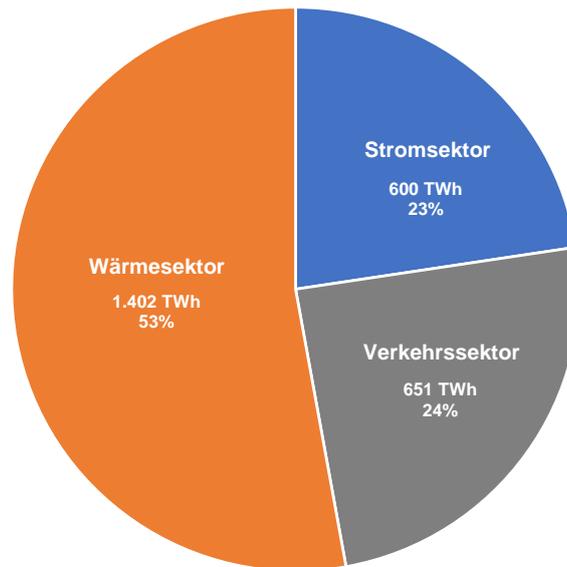


Abbildung 3: Anteile der Sektoren am Endenergieverbrauch im Jahr 2017 im Vergleich⁸

Um die Wende in den Sektoren Verkehr und Wärme einzuläuten ist daher ein entschlossenes Handeln notwendig. Die sinnvolle Nutzung aller zur Verfügung stehender Technologien und Infrastrukturen ist gefordert, um die Klimaziele zu erreichen. Anderenfalls wäre die Zielerreichung in diesen trägen Märkten stark gefährdet. Derzeit werden zur Erfüllung der Ziele im Wesentlichen zwei mögliche Lösungsräume diskutiert, welche nachfolgend kurz dargestellt werden.

Mögliche Lösungsräume

Offen und weiterhin Bestandteil der politischen Diskussionen ist der Weg, mit welchen Mitteln und Technologien die Ziele in den jeweiligen Sektoren erreicht werden sollen. Die Direktanwendung erneuerbar erzeugten Stroms verspricht zwar die höchste Effizienz in der Nutzung der Primärenergie in den Sektoren Wärme und Verkehr. Die hierfür notwendige Infrastruktur muss jedoch erst aufgebaut und die Voraussetzungen zum Einsatz beim Endkunden erst geschaffen werden: Häuser müssen kernsaniert, Technologien ausgetauscht, Stromkabel verlegt und das Gesamtsystem durch Back-Up-Kraftwerke gesichert werden, da das Stromsystem bisher nicht auf die immensen saisonalen Schwankungen des Wärmemarktes ausgelegt ist.

Alternativen hierzu existieren: Im Wärmemarkt kann die Nutzung vorhandener Infrastruktur in Form der Gasnetze und Gasspeicher mittels synthetisch erzeugter Gase erfolgen. Der Endkunde kann technologieoffen agieren und wird nicht in Richtung eines bestimmten Systems, sowie der Schaffung der hierfür notwendigen Voraussetzungen gezwungen. Insofern könnte das Erreichen der Klimaschutzziele über die Dekarbonisierung bzw. grüne Bereitstellung der Energieträger erfolgen. Die Nutzung von grünen/dekarbonisierten Gasen, wie Wasserstoff, Biomethan oder synthetischem Methan kann ebenso zur Dekarbonisierung des Energiesystems beitragen, wie eine Wärmepumpe oder eine Pellet-Heizung.

Gleichermaßen können in einem solchen Fall vorhandene Infrastrukturen, wie Gasfernleitungsnetze, Gasverteilernetze und Gasspeicher zum Transport, zur Verteilung, sowie zur Speicherung von erneuerbaren bzw. synthetischen Gasen weiter genutzt werden.

⁸ Umweltbundesamt (2021a), Umweltbundesamt (2021b), Umweltbundesamt (2021c); Basisjahr 2017, der Wärmesektor enthält Raumwärme, Warmwasseraufbereitung sowie Prozesswärme der Segmente Haushalte, GHD und Industrie

Die Trägheit der Märkte und der derzeitige Fokus auf die Dekarbonisierung am und durch den Endkunden in den Bereichen Wärme und Verkehr – in Kombination mit den derzeit existierenden politischen Rahmenbedingungen – wird dazu führen, dass mindestens der Verkehrs- und Wärmemarkt ihre Klimaziele 2030, sowie 2045 nicht erreichen können. Eine einseitige Fokussierung auf eine Technologie könnte diesen negativen Trend verschärfen, da nicht sämtliche Potentiale gehoben, nicht alle Endkunden gleichermaßen überzeugt und nicht alle Technologien gleichermaßen sinnvoll am Endkunden eingesetzt werden können. So zeigt eine Untersuchung des DIW, dass die im Zeitraum 2010 bis 2019 in energetische Sanierungsmaßnahmen investierten 400 Mrd. € lediglich zu einer temperaturbereinigten Reduktion der CO₂-Emissionen in Höhe von 2,6 % führten.⁹ Der Erfolg des Fokus auf Gebäudeeffizienz und eine einseitige Berücksichtigung von Technologien ist vor dem Hintergrund der nur noch kurzen Zeiträume bis zum Jahr 2030 bzw. 2045 und der Ergebnisse des DIW fraglich.

Derzeitiger Fokus des politischen Rahmens liegt auf der Elektrifizierung.

Derzeit sind insbesondere Gasinfrastrukturbetreiber im Unklaren über die zu erwartenden Rahmenbedingungen. Langfristig sind ein Ausstieg aus dem Erdgas und die Dekarbonisierung des Wärmesektors zur Klimazielerreichung notwendig. Hingegen ist ein Ausstieg aus der dafür heute existierenden Infrastruktur zum Gastransport, der Gasverteilung und der Gasspeicherung nicht zwingend notwendig, um die Klimaschutzziele zu erreichen. Grüne/dekarbonisierte Gase können diese Infrastruktur im Sinne der Klimaschutzziele nutzbar machen. Die derzeitigen politischen Maßnahmen zeigen sich zwar technologieoffen, reizen aber schlussendlich vor allem strombasierte Systeme an oder verfehlen auf absehbare Zeit die Abkehr von fossilen Energieträgern. Im aktuellen politischen Rahmen finden sich z.B. folgende Maßnahmen, die dafür mitverantwortlich sind:

- Über das EEG wird die erneuerbare Bereitstellung des Energieträgers Strom auf Ebene der Erzeuger vorangetrieben. Vergleichbare Regelungen für eine Dekarbonisierung des Energieträgers Gas existieren nicht.
- Die Stromerzeugung aus gasförmiger Biomasse wird in Deutschland gefördert, nicht jedoch die Einspeisung von Biomethan in das Gasnetz zur Verwendung im Wärmemarkt.
- Die Primärenergiefaktoren des Gebäudeenergiegesetzes (GEG) berücksichtigen weder die Möglichkeiten von blauem oder grünem Wasserstoff noch von synthetischem Methan. Lediglich Biomethan wird anerkannt.
- Die Nutzung von erneuerbarem Strom im Verkehrssektor erzeugt Kraftstoffquoten, die mit einem Faktor 3 belegt sind. Grüner Wasserstoff wird hingegen nur mit dem Faktor zwei anerkannt und Biomethan fällt sogar dahinter zurück (vgl. Biokraftstoffquotengesetz bzw. BImSchG).
- Bei der Ermittlung der CO₂-Emissionen der Fahrzeugflotten der Automobilhersteller wird lediglich ein „tank-to-wheel“ Ansatz verfolgt. Unabhängig von der Erzeugungsart des eingesetzten Kraftstoffes wird der Antriebsart ein fester Wert zugewiesen. Ein Anreiz zum Einsatz biogener Kraftstoffe oder gar der zugrunde liegenden Technologie entsteht nicht. Für Elektrofahrzeuge werden CO₂-Emissionen von null angesetzt. Die CO₂-Bilanz des zum Laden verwendeten Stroms bleibt außen vor. Bei gasbetriebenen Fahrzeugen bedeutet dies hingegen, dass der Einsatz grüner/dekarbonisierter Gase nicht bei der Kalkulation berücksichtigt wird. Dies entspräche einem „well-to-wheel-Ansatz“.

⁹ DIW Berlin — Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung e. V. (2021)

- Das Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) pönalisiert den Verbrauch fossiler Energieträger, indem die CO₂-Emissionen mit Kosten belegt werden. Herausforderungen resultieren hier insbesondere für Bestandsbauten, denn es existieren kaum kostengünstige Alternativen. Eine Umstellung auf Strom-Wärmepumpen ist aus Effizienzgesichtspunkten sehr oft ohne massive Sanierungsmaßnahmen nicht sinnvoll möglich. Zwar wäre unter dem BEHG der Einsatz von grünen/dekarbonisierten Gasen möglich und anrechenbar, deren ausschließlicher Einsatz ist jedoch aus Endkundensicht ebenfalls noch zu kostenintensiv.
- Einer regulatorischen Anerkennung von Mehrkosten, die bei Ersatzinvestitionen in der bestehenden Gasnetzinfrastruktur auf den Einsatz von Bauteilen zurückgehen, die für den Transport von Wasserstoff geeignet sind („H₂-readiness“), stehen die Regulierungsbehörden in Deutschland bislang zurückhaltend gegenüber.¹⁰

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass die Anreiz- und Pönalsysteme die Bevorzugung von strombasierten Technologien in Kombination mit energetischen Effizienzmaßnahmen implizieren. Für große Teile des Gebäudebestandes stellt dies jedoch nur eine unzureichende Lösung dar. Dieses Segment wird daher nur unzureichend bei der Erreichung der Klimaschutzziele berücksichtigt werden.

3 Ein Ziel – zwei Energiewelten – zwei Szenarien

Beide in dieser Studie betrachteten Energiewelten werden in jeweils einem Szenario abgebildet. Sie sind als Zielszenarien ausgestaltet und erfüllen somit zwingend die in Kapitel 4 beschriebenen Sektorenziele für 2030 und 2045 aus dem novelliertem Klimaschutzgesetz. Ein anschließender Vergleich der beiden Szenarien ermöglicht eine Einschätzung, mit welchen der beiden Szenarien das Klimaschutzziel volkswirtschaftlich vorteilhafter erreicht werden kann.

3.1 Überblick der Szenarien

Die beiden in dieser Studie betrachteten Energiewelten bzw. Szenarien unterscheiden sich im Wesentlichen im Grad der Elektrifizierung, sowie dem Einsatz von synthetischen Gasen und Kraftstoffen. Die nachfolgende Abbildung 4 zeigt eine Gegenüberstellung der wichtigsten Merkmale der untersuchten Szenarien.

¹⁰ Bundesnetzagentur (2020); Anmerkung: Allerdings hat die Beschlusskammer 9 der BNetzA diese Aussage später dahingehend relativiert, dass sich ihre Haltung hierzu angesichts der nun geänderten Gesetzeslage ggf. weiterentwickelt.

MERKMAL	TECHNOLOGIEOFFENER ANSATZ	FOKUS ELEKTRIFIZIERUNG
AUS-RICHTUNG	<ul style="list-style-type: none"> Zielszenario mit Erreichung der nationalen Minderungsziele des novellierten Klimaschutzgesetzes in einem definiertem Zeitrahmen (2021 bis 2045) 	
WÄRME	<ul style="list-style-type: none"> Wesentlicher Beitrag grüner Gase zur Dekarbonisierung aller Nachfragesektoren 	<ul style="list-style-type: none"> Dekarbonisierung durch Elektrifizierung in allen möglichen Bereichen in Kombination mit hohen Sanierungsaktivitäten
VERKEHR	<ul style="list-style-type: none"> Durchschnittliche Sanierungsrate von 1,6 %/a Einsatz von H₂ und anderen grünen Gasen 	<ul style="list-style-type: none"> Durchschnittliche Sanierungsrate von 2,7 %/a Erhöhter Einsatz von Wärmepumpen
STROM	<ul style="list-style-type: none"> Neben E-Mobilität „vermehrter“ Einsatz von Wasserstoff und synthetischen Kraftstoffen im Verkehr 	
FEED-STOCK	<ul style="list-style-type: none"> Vorrangige Dekarbonisierung durch E-Mobilität, soweit möglich Oberleitung für Sattelzüge und Reisebusse 	
	<ul style="list-style-type: none"> Atomausstieg nach gesetzlichen Vorgaben Kohleausstieg bis spätestens zum Jahr 2035 Ersatz (KWK und gesicherte Leistung) mit Gas im Stromsektor EE-Ausbau nach Zielen des EEG 2021 und langfristiger Erreichung des CO₂-Zielpfads Zusätzlicher Ausbau nach Bedarfen aus dem Verkehrs-, Wärmemarkt und PtX 	
	<ul style="list-style-type: none"> Zunehmende Nutzung von Wasserstoff und synthetischem Methan in der Grundstoffchemie Nutzung von Wasserstoff in der Stahlherstellung (Direktreduktion) 	

Abbildung 4: Szenarienvergleich

Um das nationale Energiesystem bis zum Jahr 2045 treibhausgasneutral zu gestalten, muss im Zieljahr in beiden Szenarien der gesamte Endenergiebedarf durch Erneuerbare Energien gedeckt werden. Da die zur Verfügung gestellten Erzeugungspotentiale im Inland in beiden Szenarien nicht ausreichen, müssen zudem in beiden Szenarien erhebliche Mengen grüner/dekarbonisierter Gase importiert werden.

3.2 Szenario „Technologieoffener Ansatz“

„**Technologieoffener Ansatz**“: Dieses Szenario bildet einen technologieoffenen Ansatz für alle Sektoren ab und weist eine deutliche Steigerung der Gebäudesanierungen gegenüber der heute beobachteten auf. Dennoch ist diese nicht ausreichend, um in allen Gebäuden die Voraussetzungen für eine Strom-Wärmepumpe zu schaffen. Die Emissionsreduktion wird daher nicht nur über Sanierung und Strom-Wärmepumpen im Gebäudesegment erzielt, sondern auch über den Wechsel des Brennstoffes von Erdgas auf grüne/dekarbonisierte Gase. Der Verkehrssektor zeichnet sich neben der Verwendung vor allem von Elektrofahrzeugen im motorisierten Individualverkehr (MIV) durch eine stärkere Durchdringung von synthetischen und biogenen Kraftstoffen aus. Der Ausstieg aus der Kohleverstromung war in diesem Szenario bis spätestens 2035 gesetzt. Vor dem Hintergrund stark gestiegener CO₂-Preise (EU-ETS) und der Erwartung eines weiteren Anstiegs im Zuge des „Fit for 55 Package“ der Europäischen Union wird eine Reduktion der bestehenden Kohlekapazitäten über den angestrebten Pfad des Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KvbG) hinaus bereits bis zum Jahr 2032 antizipiert.

3.3 Szenario „Fokus Elektrifizierung“

„**Fokus Elektrifizierung**“: In diesem Szenario steht die Elektrifizierung des Wärme- und Verkehrssektors im Fokus. Die Bereitstellung der Endenergie geschieht weitgehend über strombasierte Systeme. Der Einsatz von PtX-Produkten erfolgt nur, wenn eine Elektrifizierung nicht möglich ist. Gegenüber dem Szenario „Technologieoffener Ansatz“ wird eine noch ambitioniertere Sanierungsentwicklung angenommen, um einen verstärkten Einsatz von strombasierten Systemen, insbesondere Wärmepumpen, auch in weiten Teilen des Gebäudebestands zu ermöglichen. Für den Kohleausstieg zeigt sich in diesem Szenario ein analoges Bild wie im Szenario „Technologieoffener Ansatz“.

4 Der Wärmemarkt

Der Wärmemarkt nimmt im Vergleich der Verbrauchssektoren eine wesentliche Rolle beim Erreichen der Klimaschutzziele ein (vgl. Abbildung 3). Er weist eine große Anzahl an Endkunden auf, die über verschiedene Technologien mit Wärme versorgt werden. Das Gebäudesegment, das einen wesentlichen Teil der Emissionen des Wärmemarktes ausmacht (58 %), weist unterschiedliche Baujahre und Sanierungsstände auf, einen heterogenen Erschließungsgrad mit den verschiedenen Energieträgern, sowie erhebliche Unterschiede in den baulichen Gegebenheiten. Zudem ist der Wärmemarkt, wie bereits in Abbildung 2 erläutert, ein sehr träge reagierender Markt.

Zur Darstellung der sich dementsprechend ergebenden vielschichtigen Hürden zur Zielerreichung bis 2045 im Wärmemarkt werden zunächst in Kapitel 4.1 die Kernannahmen der Modellierung für beide Szenarien dargelegt. Der sich ergebende Nettowärmebedarf¹¹ und die Entwicklung des Endenergiebedarfes werden in Kapitel 4.2 beschrieben.¹² In Kapitel 4.3 wird der zugehörige PtX-Bedarf des Wärmesektors dargestellt. Der in den Szenarien resultierende CO₂-Emissionspfad des Wärmemarktes findet sich in Kapitel 4.4. Die volkswirtschaftlichen Kostendifferenzen der Szenarien werden in Kapitel 4.5 dargestellt. Zusammenfassend werden in Kapitel 4.6 die Herausforderungen bei der Transformation des Wärmemarktes in beiden Szenarien beschrieben.

4.1 Grundlagen der Modellierung des Wärmemarktes

Der Wärmemarkt umfasst die Energiemengen für Raumwärme, Trinkwassererwärmung und Prozesswärme und gliedert sich in die Nachfragesegmente Haushalte, GHD und Industrie. Mit dem enervis Wärmemarktmodell wird die Entwicklung des gesamten Wärmemarktes bis zum Jahr 2045 abgebildet.

Basis bildet die Modellierung des Nettowärmebedarfs, also der notwendigen technologie- und energieträgerunabhängigen Wärmeenergie, um den Bedarf an Raumwärme, Warmwasser und Prozesswärme zu decken. Dieser wird unter Berücksichtigung der Entwicklung des Gebäudebestands (Neubau, Abriss und Sanierung), der Effizienzgewinne in den Sektoren GHD und Industrie, sowie der Bevölkerungsentwicklung modelliert. Anschließend wird die Entwicklung der zum Einsatz kommenden Heizungstechnologien zur Wärmeerzeugung bestimmt. Dies basiert auf der Entwicklung des Nettowärmebedarfs, welcher sich bereits zwischen den Szenarien aufgrund unterschiedlicher Annahmen zu Sanierungsraten unterscheidet. Der Endenergiebedarf ist unmittelbar abhängig von der eingesetzten Heizungstechnologie (d.h. zum Einsatz kommender Energieträger und Wirkungsgrad der Technologie). Der Ersatz bzw. Neubau eines Heizungssystems findet jeweils nach Erreichen der mittleren Lebensdauer des „alten“ Heizungssystems mit entsprechenden Toleranzbändern (vgl. Tabelle 3 im Anhang C.2) bzw. bei einem Gebäudeneubau statt. Die Zubauentscheidung, d.h. die Auswahl des neu zu installierenden Heizungssystems, basiert auf einem Vollkostenvergleich aus Sicht des Endkunden. Dies ermöglicht eine Einschätzung zu den zukünftig verwendeten Heiztechnologien und deren Entwicklung im Bestand auf Basis unterschiedlicher Einflussfaktoren (wirtschaftlich, politisch, regulatorisch, etc.). Unter Berücksichtigung der verbauten Heizsysteme wird der Bedarf der verschiedenen Energieträger modelliert, sowie deren CO₂-Emissionen abgeleitet. Eine beispielhafte Übersicht der in dieser Studie getroffenen Annahmen hinsichtlich Sanierungsrate, technologiespezifischer Annahmen wie Investitionskosten, Wirkungsgrad und Lebensdauer, sowie der unterstellten Commodity-Preisentwicklung findet sich in Anhang C.1 und Anhang C.2.

¹¹ Der Nettowärmebedarf beschreibt die notwendige Wärmeenergie, um Raumwärme, Warmwasser und Prozesswärme zu decken. Dies jedoch unabhängig vom Endenergiebedarf. Der Nettowärmebedarf unterscheidet sich vom Endenergiebedarf.

¹² Die Entwicklung des Endenergiebedarfes differenziert nach Gebäudesegment und Industriesegment wird im Anhang A.1 bzw. Anhang A.2 dargestellt.

Die CO₂-Zielerreichung ist für beide Szenarien eine modellexogene Vorgabe. Die Basis hierfür bilden die Sektorenziele aus dem Klimaschutzgesetz (vgl. Kapitel 2). Wie bereits erläutert sind dabei große Anstrengungen notwendig, um die CO₂-Reduktionsziele im Jahr 2030 (-68 % ggü. 1990) und 2045 (-100 % ggü. 1990) zu erfüllen. Weiterhin umfasst das enervis Wärmemarktmodell den Wärmemarkt inklusive der Industrie-Prozesswärme und folglich wird das Reduktionsziel der Industrie (-58 % ggü. 1990) in der Modellierung berücksichtigt. In Summe ergibt sich so ein angepasstes Reduktionsziel 2030 für den gesamten Wärmemarkt von -63 % ggü. 1990. Das Ziel der Treibhausgasneutralität im Jahr 2045 bleibt dadurch unverändert.

Eine Minderung der Emissionen erfolgt unter anderem durch den Wechsel auf CO₂-freie bzw. CO₂-ärmere Technologien. Hierfür kommen beispielsweise Strom-Wärmepumpen oder Pellet-Heizungen zum Einsatz. Ein weiterer Weg der Dekarbonisierung erfolgt durch den Einsatz von CO₂-freien Brennstoffen innerhalb der Heizungssysteme, die ursprünglich mit fossilen Brennstoffen versorgt wurden. Hierfür kann beispielsweise fossiles Erdgas durch Biomethan oder Wasserstoff substituiert werden.

Für die monetäre Bewertung der Sanierungsmaßnahmen werden weiterhin spezifische Sanierungskosten zugrunde gelegt. Diese liegen in Abhängigkeit der Sanierungseffizienz für Einfamilienhäuser (EFH) zwischen 310 und 405 €/m²Wohnfläche und zwischen 234 und 351 €/m²Wohnfläche für Mehrfamilienhäuser (MFH)¹³ und werden über den gesamten Betrachtungszeitraum als konstant angenommen. Dies resultiert in einer tendenziell konservativen Einschätzung der Sanierungskosten. Eine künftige Teuerung, z.B. bedingt durch einen Anstieg der Materialkosten oder durch Handwerkerknappheit, kann entsprechend zu einem deutlichen Anstieg des Investitionsbedarfes führen.

4.2 Entwicklung des Nettowärme- und Endenergiebedarfes des Wärmemarktes

Für die Gebäudeeffizienz wird eine unterschiedliche Entwicklung in den Szenarien unterstellt. Im Szenario „Fokus Elektrifizierung“ soll die Dekarbonisierung der Wärmeversorgung zu einem großen Teil durch Strom-Wärmepumpen erfolgen, für welche ein effizienter Betrieb nur bei ausreichend hohem Effizienzstandard gewährleistet ist. Für dieses Szenario wird deshalb eine ambitionierte durchschnittliche Sanierungsrate von 2,7 %/a für den Zeitraum 2021 bis 2045 zugrunde gelegt. Diese Sanierungsrate führt bis 2045 in etwa zu einem vollständig sanierten Gebäudebestand. Im Szenario „Technologieoffener Ansatz“ steht neben Sanierungsaktivitäten und dem Einsatz von Strom-Wärmepumpen auch die Nutzung von grünen/dekarbonisierten Gasen zur Erreichung der CO₂-Minderungsziele zur Verfügung. Es wird deshalb eine moderatere durchschnittliche Sanierungsrate von 1,6 %/a angesetzt.¹⁴ Mit Blick auf die bislang um 1 % stagnierende Sanierungsrate stellt auch dies bereits ein ambitioniertes Ziel dar¹⁵. Herausforderungen wie der Mangel an Handwerkern, fehlende Anreize bei Vermietern und bauliche Restriktionen erschweren dabei den Fortschritt im Bereich der Gebäudeeffizienz. Weiterhin gelten für beide Szenarien identische Annahmen hinsichtlich der Sanierungseffizienz.

Die Sanierung der Gebäude erfolgt hierbei nach einem einfachen Ansatz. Nach Errichtung werden Gebäude erst nach etwa 30 Jahren als mögliche Sanierungskandidaten markiert. Das Modell entscheidet sodann anhand der Effizienzen, welche Gebäude prioritär saniert werden. Hierbei werden Gebäude mit schlechteren Effizienzen bevorzugt.

¹³ IWU, ifeu, prognos (2015), aus den Originaldaten wurden dabei die Kosten für Anlagentechnik herausgerechnet

¹⁴ Für eine detailliertere Übersicht hinsichtlich der getroffenen Annahmen bezüglich der Sanierungsraten, siehe Tabelle 2 in Anhang C.2.

¹⁵ DIW Berlin — Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung e. V. (2019)

Entwicklung des Nettowärmebedarfs

Innerhalb des Haushaltssegments sind die wesentlichen Einflussfaktoren auf den Wärmebedarf die Entwicklung der beheizten Wohnflächen und die Entwicklung der Gebäudeeffizienz. Hinsichtlich der Wohnflächen werden in beiden Szenarien identische Annahmen getroffen: ein Rückgang der Bevölkerung von 83 Mio. im Jahr 2020 auf 78 Mio.¹⁶ im Jahr 2045 (vgl. Abbildung 44 in Anhang C.1) und ein dem Rückgang leicht entgegenwirkender, erwarteter Anstieg der mittleren Pro-Kopf-Wohnfläche¹⁷.

Für die Segmente GHD und Industrie wird eine zunehmende Effizienz des Raumwärmebedarfs analog der Effizienzentwicklung bei größeren Mehrfamilienhäusern im Haushaltsbereich unterstellt. Basierend auf den angenommenen Sanierungsraten ergibt sich dabei für das Szenario „Technologieoffener Ansatz“ eine technologieunabhängige Effizienzsteigerung von durchschnittlich 1 %/a und für das Szenario „Fokus Elektrifizierung“ ein leicht höherer Wert von ca. 1,5 %/a. Für den Prozesswärmebedarf wird in beiden Szenarien eine Effizienzsteigerung von durchschnittlich 0,65 %/a für GHD und 0,2 %/a für die Industrie unterstellt.¹⁸

Der Nettowärmebedarf entwickelt sich aufgrund der unterschiedlichen Effizienz-/Sanierungsgewinne in den Szenarien verschieden (vgl. Abbildung 5). Der Rückgang erfolgt technologie- und energieträgerunabhängig und ist mehrheitlich auf die Bevölkerungsentwicklung und die Sanierungsaktivitäten zurückzuführen. Das Szenario „Technologieoffener Ansatz“ zeigt eine Reduktion um insgesamt 20 % im Jahr 2045 ggü. dem Jahr 2021. Im Vergleich dazu, weist das Szenario „Fokus Elektrifizierung“ einen Rückgang i. H. v. 26 % auf. Der Gebäudesektor, bestehend aus privaten Haushalten und GHD, zeigt jeweils den stärkeren Rückgang mit 25 % bzw. 35 %. Die Industrie, inkl. der Prozesswärme, verzeichnet in beiden Szenarien einen Rückgang von etwa 12 %. Dies ist auf die Reduktion der Beschäftigten durch den unterstellten Bevölkerungsrückgang (teilweise kompensiert durch das Wirtschaftswachstum), sowie die effizienteren Prozessketten zurückzuführen. Der Effekt ist jedoch in beiden Szenarien identisch. Der stärkere Rückgang im Nettowärmebedarf des Szenarios „Fokus Elektrifizierung“ ist also letztlich ein Ergebnis der ambitionierteren Annahmen bezüglich der Sanierungsrate. Folglich sinkt hier insbesondere der Wärmebedarf von Gebäuden.

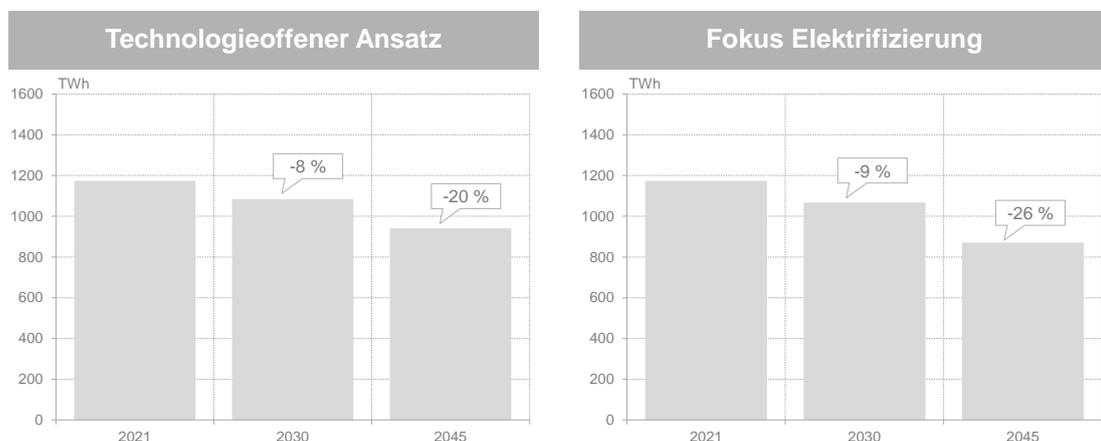


Abbildung 5: Entwicklung Nettowärmebedarf

In Summe zeigt sich im Wärmesektor in beiden Szenarien bereits ein sinkender Nettowärmebedarf bis zum Jahr 2045 aufgrund des zu erwartenden Bevölkerungsrückgangs, sowie durch Sanierungs- und Effizienzgewinne. Dieser technologie- und energieträgerunabhängige

¹⁶ Berechnung auf Basis von Bertelsmann Stiftung (2020) und Destatis (2021); Bevölkerungszuwachs in Ballungszentren wird dadurch nicht ausgeschlossen

¹⁷ Wie zum Beispiel nach BBSR (2020)

¹⁸ Berechnung auf Basis historischer Daten in AGEb (2020), Fraunhofer ISI (2014) und BMWi (2014)

Rückgang ist bereits zu einer deutlichen Reduktion der CO₂-Emissionen geeignet, kann jedoch nur zu einem Teil zur Erreichung der CO₂-Minderungsziele beitragen.

Entwicklung des Endenergiebedarfs

Für das Szenario „Technologieoffener Ansatz“ wird keine bestimmte Heizungstechnologie zur Zielerreichung vorgegeben. Die modellendogene CO₂-Reduktion infolge von Effizienz- und Sanierungsgewinnen wird durch die zusätzliche CO₂-Reduktion über den Einsatz von grünen/dekarbonisierten Gasen im Rahmen der Sektorenkopplung ergänzt. Im Gegensatz dazu nutzt das Szenario „Fokus Elektrifizierung“ kaum grüne/dekarbonisierte Gase. Hier werden Heizsysteme, die derzeit fossile Brennstoffe verfeuern, sukzessive durch strombasierte Systeme ersetzt. Die teilweise hohen Temperaturniveaus der industriellen Prozesswärme müssen dabei aufgrund der technischen Grenzen der Strom-Wärmepumpe¹⁹ durch Elektroheizer/Direktheizer bedient werden.

Abbildung 6 zeigt die Entwicklung des Endenergiebedarfes im Wärmemarkt. Bis zum Jahr 2045 sinkt dieser im Szenario „Technologieoffener Ansatz“ um 22 % und im Szenario „Fokus Elektrifizierung“ um 32 %. Das große Delta zwischen den Szenarien hinsichtlich des Brennstoffbedarfes zur Deckung des Nettowärmebedarfes ist eine Folge der erreichten Gebäudeeffizienzen, sowie der eingesetzten Heizungssysteme und der damit verbundenen Effizienz der Technologien. Sämtliche Angaben in diesem Kapitel beziehen sich auf den Brennwert der Brennstoffe. Die einzelnen eingesetzten Brennstoffe bzw. Technologien werden nachfolgend diskutiert.

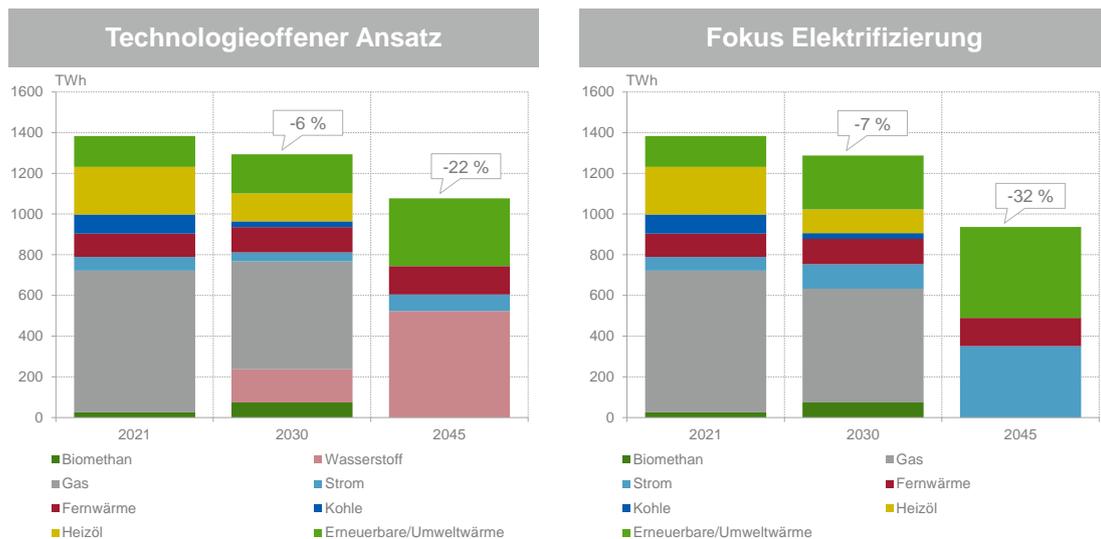


Abbildung 6: Entwicklung Endenergiebedarf im Wärmemarkt (Gebäude und Industrie)²⁰

Fernwärme

Der Ausbau der Fernwärme erfolgt in beiden Szenarios nahezu identisch. Eine Modellierung der Fernwärmenetze ist nicht Teil der Studie und wird modellexogen vorgegeben. Das Zielbild von 145 TWh im Jahr 2050 entspricht Berechnungen des BDEW.²¹ Für das Jahr 2045 ergibt sich in beiden Szenarien ein Bedarf in Höhe von 139 TWh.

¹⁹ Übliche Grenzen der Hochtemperatur-Wärmepumpen liegen bei etwas über 100°C. Einige Hochtemperatur-Prozesse der Industrie können Temperaturen über 500°C erfordern.

²⁰ Die Entwicklung des Endenergiebedarfes differenziert nach Gebäudesegment und Industriesegment wird im Anhang A.1 bzw. Anhang A.2 dargestellt.

²¹ BDEW (2021c)

Kohle und Öl

In beiden Szenarien verschwindet Kohle bis 2035 und Öl bis 2045 aus dem Brennstoffmix.

Erneuerbare/Umweltwärme

„Erneuerbare/Umweltwärme“ umfasst Biomasse, Solarthermie, sowie die durch Wärmepumpen nutzbar gemachte Umweltwärme. Der Anteil steigt von 11 % im Jahr 2021 auf 31 % („Technologieoffener Ansatz“) bzw. 48 % („Fokus Elektrifizierung“) im Jahr 2045. Der Anstieg ist zum großen Teil durch den verstärkten Ausbau der Strom-Wärmepumpen und der damit verbundenen Nutzung der Umweltwärme begründet. Das Szenario „Technologieoffener Ansatz“ zeigt eine Verdoppelung von „Erneuerbare/Umweltwärme“ bis zum Jahr 2045, wogegen sich der Einsatz im Szenario „Fokus Elektrifizierung“ sogar fast verdreifacht.

Strom

Insgesamt steigt die Anzahl der Strom-Wärmepumpen von 1,5 Mio. Stück im Jahr 2030 auf etwa 5 Mio. im Jahr 2045 im Szenario „Technologieoffener Ansatz“. Das Szenario „Fokus Elektrifizierung“ zeigt einen deutlich höheren Anteil von Strom-Wärmepumpen mit insgesamt 6 Mio. Stück im Jahr 2030 und etwa 14 Mio. Stück im Jahr 2045. Vgl. dazu auch Tabelle 1. Der Strombedarf für Wärmepumpen steigt bis 2045 auf 76 TWh bzw. 140 TWh. Bis Anfang der 2030er Jahre sinkt der Gesamtstrombedarf im Szenario „Technologieoffener Ansatz“. Der Austausch von Nachtspeicherheizungen, sowie Wärmepumpen mit schlechter Effizienz wird bis 2030 nicht vollständig durch den Einbau neuer Strom-Wärmepumpen kompensiert, wodurch der Strombedarf im Jahr 2030 dieses Szenarios noch hinter dem Wert von 2021 zurückbleibt. Im Szenario „Fokus Elektrifizierung“ konnte die hohe Anzahl installierter Wärmepumpen nur erreicht werden, da die Gebäude durch hohe Sanierungsraten massiv ertüchtigt wurden und so ein sinnvoller Einsatz von Wärmepumpen ermöglicht wurde.

Bis 2045 steigt der Gesamtstrombedarf in den Szenarien von 67 TWh im Jahr 2021 auf 81 TWh („Technologieoffener Ansatz“) bzw. 351 TWh „Fokus Elektrifizierung“. Resultierend ergibt sich ein Elektrifizierungsgrad²² i. H. v. 26 % bzw. 72 % im Jahr 2045. Der hohe Strombedarf im Szenario „Fokus Elektrifizierung“ wird insbesondere durch Elektroheizer/Direktheizer in der Prozesswärme der Industrie verursacht. Der Strombedarf der Industrie steigt hier von 31 TWh im Jahr 2021 auf 236 TWh im Jahr 2045. Dabei wird das Potential der Strom-Wärmepumpen für die niedrigen Temperaturniveaus vollständig ausgenutzt. Folglich müssen höhere Temperaturniveaus mit Elektroheizern/Direktheizern versorgt werden und es wird insgesamt ein Elektrifizierungsgrad von 80 % in der Industrie erreicht. Im Gegensatz dazu werden die hohen Temperaturniveaus im Szenario „Technologieoffener Ansatz“ durch gasbasierte Systeme bereitgestellt.²³

Gase

Etwa 52 % der Endenergie im Wärmemarkt wird im Jahr 2021 durch Gas bereitgestellt. Gasbasierte Systeme werden in beiden Szenarien als Heizsystemoption im Zeitraum 2021 bis 2045 weiter eingesetzt, allerdings mit unterschiedlich hoher Bedeutung. Im Szenario „Fokus Elektrifizierung“ sind sie im Jahr 2045 vollständig verschwunden (vgl. dazu auch Tabelle 1).

Das Szenario „Technologieoffener Ansatz“ zeigt einen Anstieg im Gasbedarf bis 2030, was insbesondere auf einen steigenden Gasbedarf der Industrie zurückzuführen ist. Hier erfolgt eine Substitution von Öl und Kohle zur Bereitstellung der Prozesswärme, siehe auch die näheren Erläuterungen in Anhang A.2. Bis zum Jahr 2045 sinkt der Gasanteil auf 49 %. Zur Erfüllung der Klimaziele im Jahr 2030 sind diese Gase zu 31 % über grüne/dekarbonisierte Gase bereitzustellen. Um die Treibhausgasneutralität im Jahr 2045 zu erreichen, muss der

²² unter Berücksichtigung der durch Wärmepumpen nutzbar gemachten Umweltwärme

²³ Weitere Details zur Wärmebereitstellung in der Industrie sind im Anhang A.2 zu finden.

Gasbedarf im Zieljahr 2045 folgerichtig ausschließlich durch grüne/dekarbonisierte Gase gedeckt werden.

Grüne/dekarbonisierte Gase werden durch Wasserstoff und Biomethan²⁴ bereitgestellt. Mit der sukzessiven Umstellung der Netzgebiete auf Wasserstoff nimmt die Rolle von Biomethan deutlich ab und es wird in anderen Sektoren – insbesondere zur Bereitstellung von Kohlenstoffen im Feedstock – verwendet. Synthetisches Methan spielt aus Kostengesichtspunkten keine Rolle innerhalb des Wärmemarktes.

Das Szenario „Fokus Elektrifizierung“ weist einen sinkenden Gasbedarf bereits nach 2021 auf. Es erfolgt ein Wechsel zu strombasierten Systemen sowohl in den Gebäuden als auch in der industriellen Prozesswärme. Dennoch werden die Anstrengungen zur Elektrifizierung nicht ausreichend sein, um das Klimaschutzziel 2030 des Wärmemarktes zu erreichen, daher ist auch im Szenario „Fokus Elektrifizierung“ als Zwischenlösung der Einsatz grüner/dekarbonisierter Gase notwendig. Zur Zielerreichung müssen 12 % des Gasbedarfs klimaneutral gedeckt werden. Hierfür wird de facto ausschließlich Biomethan verwendet. Bis 2045 verschwindet in diesem Szenario anschließend der Brennstoff Gas vollständig aus dem Wärmemarkt.

Strom- und gasbasierte Systeme in den Szenarien

Nachfolgend ist die Anzahl der Systeme (Wärmepumpen- und Gassysteme), sowie der Gesamtenergiebedarf dargestellt. Diese Kennzahlen sind, ergänzt um den durchschnittlichen Strom bzw. Gasbedarf je System, in nachfolgender Tabelle 1 zusammengefasst. Bei der Analyse dieser Kennzahlen ist zu berücksichtigen, dass sowohl die Heizsysteme des Haushaltssegments, aber auch der Segmente GHD und Industrie enthalten sind.

	Technologieoffener Ansatz		Fokus Elektrifizierung	
	2030	2045	2030	2045
Anzahl Wärmepumpen	1,5 Mio.	5,1 Mio.	6,1 Mio.	14,4 Mio.
WP-Strombedarf	26 TWh	76 TWh	75 TWh	140 TWh
Ø Strombedarf je WP	17 MWh	15 MWh	12 MWh	10 MWh
Anzahl Gassysteme	11,6 Mio.	9,6 Mio.	7,7 Mio.	-
Gasbedarf	767 TWh	524 TWh	633 TWh	-
Ø Gasbedarf je System	66 MWh	55 MWh	82 MWh	-

Tabelle 1: Anzahl Heizsysteme in den beiden Szenarien

Die höhere Sanierungsrate im Szenario „Fokus Elektrifizierung“ ermöglicht, dass deutlich mehr Strom-Wärmepumpen in den Gebäuden eingesetzt werden. Im Gegensatz dazu ist die Gesamtzahl der installierten Wärmepumpen im Szenario „Technologieoffener Ansatz“ geringer. Ursächlich ist dies in der geringeren, aber noch immer ambitionierten Sanierungsrate begründet. Gleichzeitig wird in der industriellen Prozesswärme in beiden Szenarien das Potential der Strom-Wärmepumpen ausgereizt. Resultierend liegt der durchschnittliche Gesamtstrombedarf je Wärmepumpe im Szenario „Technologieoffener Ansatz“ oberhalb des Szenarios „Fokus Elektrifizierung“, da eine geringere Anzahl kleinerer Endkunden im Gebäudereich auf Wärmepumpen zurückgreift. Dies gilt sowohl für das Jahr 2030, als auch für das Jahr 2045 im Vergleich beider Szenarien.

²⁴ Das sektorenübergreifende Gesamtpotential an Bioenergie basiert unter anderem auf der DVGW Studie „Die Rolle von Gas im zukünftigen Energiesystem“. Die Bereitstellung von Biomethan erfolgt ausschließlich national. Weitere Details zur Potentialermittlung finden sich in Anhang C.1, siehe Abbildung 45.

Die Analyse der Gassysteme zeigt, dass im Szenario „Technologieoffener Ansatz“ die durchschnittlichen Verbräuche verglichen mit dem Szenario „Fokus Elektrifizierung“ deutlich geringer ausgeprägt sind. Verursacht wird dies durch die niedrigeren Sanierungsraten und der damit verbundenen weiteren Nutzung von Gassystemen im Gebäudebereich. Im Szenario „Fokus Elektrifizierung“ geht durch die hohe Sanierungsrate die Anzahl der gasbasierten Systeme im Gebäudebereich jedoch zurück. Der höhere durchschnittliche Gasbedarf im Jahr 2030 dieses Szenarios kann damit begründet werden, dass insbesondere im Bereich der Prozesswärme Gas weiterhin Verwendung findet, jedoch weniger kleinere Endkunden im Gebäudebereich auf gasbasierte Systeme zurückgreifen. Schlussendlich verschwinden jedoch im Szenario „Fokus Elektrifizierung“ bis zum Jahr 2045 sämtliche gasbasierte Technologien aus dem Wärmeenergiesystem.

Wesentliche Erkenntnisse

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass eine starke Verdrängung der fossilen Energieträger durch die Dekarbonisierung mittels des Einsatzes von grünen/dekarbonisierten Gasen, sowie die zunehmende Installation strombasierter Heiztechnologien zur Zielerreichung bis 2045 nötig ist. Insbesondere beim Szenario „Fokus Elektrifizierung“ gilt dabei, dass aufgrund der mittleren Nutzungsdauer von Heizungstechnologien von ca. 20 Jahren (vgl. Abbildung 2) spätestens ab dem Jahr 2025 die Neuinstallation von Systemen komplett an der Zielerreichung bis 2045 ausgerichtet sein muss, da der in diesem Jahr zu erreichende Technologiepark durch die angestrebte nahezu komplette Elektrifizierung in weiten Teilen vorgegeben ist. Dies muss Hand in Hand mit entsprechenden – in der Regel asynchron mit der Neuinstallation eines Heizungssystems verlaufenden – erheblichen Sanierungsbemühungen im Gebäudebestand (vgl. Kapitel 4.1) erfolgen, um diesen für die Nutzung einer erheblichen Anzahl von Strom-Wärmepumpen bereit zu machen. Das Szenario „Technologieoffener Ansatz“ bietet an dieser Stelle mehr Flexibilität, da die über die grünen/dekarbonisierten Gase eingebundene Gasinfrastruktur Speicher- und Steuerungsmöglichkeiten bietet, weiterhin die Option auf einen stärkeren Einsatz von Strom-Wärmepumpen besteht und vorerst geringere Sanierungsanstrengungen nötig sind.

4.3 Einsatz grüner/dekarbonisierter Gase im Wärmemarkt im Szenarienvergleich

In diesem Kapitel wird die Zusammensetzung des Bedarfs an grünen/erneuerbaren Gasen im Wärmemarkt betrachtet. Hierfür ist in Abbildung 7 der Bedarf dieser Gase aufgeschlüsselt nach Biomethan und den verschiedenen Wasserstoffarten dargestellt. Eine detaillierte Analyse der Art der Bereitstellung (Importe/heimische Produktion) der im gesamten Energiesystem benötigten grünen/dekarbonisierten Gase wird in Kapitel 8 vorgenommen.

Die Zusammensetzung unterscheidet sich zwischen den Szenarien stark. Fossiles Erdgas muss grundsätzlich bis 2045 aus dem Brennstoffmix vollständig verdrängt werden. Der Einsatz von Biomethan erfolgt in beiden Szenarien identisch. Zusätzlich wird zur Dekarbonisierung der Gasversorgung im Szenario „Technologieoffener Ansatz“ das fossile Gas sukzessive durch Wasserstoff ersetzt. Der Einsatz von blauem Wasserstoff erfolgt dabei temporär und wird aufgrund der verbleibenden Restemissionen, welche hier der Exportregion zugeordnet werden, im Jahr 2044 beendet. Neben grünem Wasserstoff, welcher die größte Rolle bei der Dekarbonisierung spielt, wird nach 2030 auch ein Markthochlauf für türkisen Wasserstoff unterstellt. Dieser gilt als vollständig CO₂-frei²⁵, da der anfallende Kohlenstoff als Feststoff bereitgestellt wird und somit beispielsweise in der Industrie Anwendung finden kann.²⁶

²⁵ DIHK (2020)

²⁶ Dies wird in der vorliegenden Studie nicht weiter berücksichtigt. Weitere Details zum Bezug von grünen/dekarbonisierten Gasen finden sich in Anhang C.1.

Durch die zunehmende Umstellung des Gasnetzes auf den Transport von Wasserstoff wird auch Biomethan im Szenario „Technologieoffener Ansatz“ im Jahr 2045 nicht mehr im Wärmemarkt verwendet. Das in Deutschland verfügbare Bioenergiepotential (vgl. Anhang C.1) wird weiterhin vollständig ausgeschöpft und insbesondere als Biomethan oder biogene Kraftstoffe in den Sektoren Feedstock und Verkehr eingesetzt. Im Szenario „Fokus Elektrifizierung“ geht der Gasbedarf im Wärmemarkt grundsätzlich auf null zurück. Daher spielt auch in diesem Szenario Biomethan keine Rolle im Wärmemarkt mehr und wird insbesondere im Feedstock-Sektor genutzt. Dennoch ist der bis zum Jahr 2030 zunehmende Einsatz von Biomethan in beiden betrachteten Szenarien maßgeblich und notwendig zur Erreichung der Klimaschutzziele des Wärmemarktes im Jahr 2030.

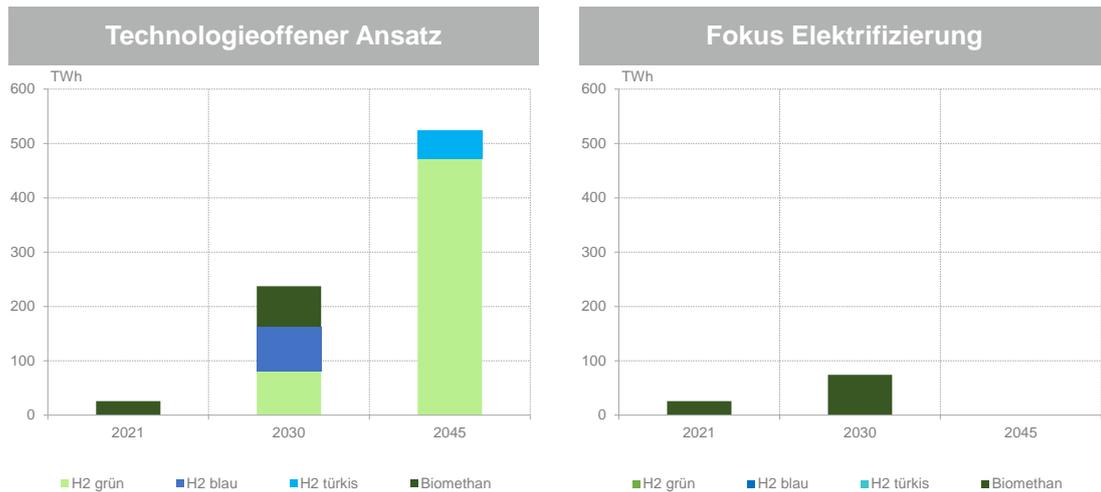


Abbildung 7: Bedarf an grünen/dekarbonisierten Gasen im Wärmemarkt

4.4 CO₂-Emissionen des Wärmemarktes

Das für den Wärmemarkt geltende CO₂-Reduktionsziel 2030 basiert auf den Sektorenzielen für Gebäude und Industrie aus dem novellierten Klimaschutzgesetz (vgl. Kapitel 2). Die dabei vorgesehenen Ziele legen eine Reduktion um 68 % im Gebäudesektor und 58 % im Industriesektor fest. Aufgrund der Zuordnung der Industrie-Prozesswärme zum hier betrachteten Wärmemarkt erfolgt eine verknüpfte Reduktionsvorgabe von insgesamt 63 % ggü. 1990.

In beiden Szenarien wird die Zielerreichung der CO₂-Emissionen für 2030 und 2045 modell-exogen vorgegeben (vgl. Abbildung 8). Die Emissionen sinken anteilig durch den rückläufigen Wärmebedarf, also durch Sanierungs-/Effizienzgewinne, sowie durch den Bevölkerungsrückgang. Diese Faktoren sind jedoch unabhängig vom betrachteten Szenario zur Zielerreichung nicht ausreichend. Dabei ist zu beachten, dass hohe Sanierungsraten erst langsam aufgebaut werden können, was wertvolle Zeit kostet. Die Wirkung der deutlich höheren Sanierungsrate im Szenario „Fokus Elektrifizierung“ zeigt sich daher vor allem nach dem Jahr 2030. Zusätzlich bedarf es daher einer starken Verdrängung der fossilen Energieträger. Dies kann durch die Dekarbonisierung der Energieträger mittels des Einsatzes von grünen/dekarbonisierten Gasen erfolgen, sowie über die zunehmende Installation strombasierter Heiztechnologien. Wie bereits erläutert, setzen letztere aber einen entsprechenden Sanierungsstand der Gebäude voraus.

Im Szenario „Technologieoffener Ansatz“ erfolgt die Zielerreichung im Wärmemarkt neben der zunehmenden Elektrifizierung vor allem über die Dekarbonisierung von Energieträgern. Diese tragen maßgeblich zur Zielerreichung im Wärmemarkt bei. Im Szenario „Fokus Elektrifizierung“ muss zur Erreichung des 2030 Ziels ebenfalls auf grüne/dekarbonisierte Gase gesetzt werden. Dies liegt auch darin begründet, dass zur Erreichung der ambitionierten Sanierungsquoten in diesem Szenario davon auszugehen ist, dass eine gewisse Vorlaufzeit not-

wendig ist, um den Hochlauf des Marktes zu ermöglichen, indem z.B. der absehbare Handwerker-mangel ausgeglichen wird. Somit kann die Gebäudesanierung erst nach 2030 schneller fortschreiten, was die Erschließung weiterer Gebäude mit strombasierten Systemen ermöglicht.

Die starke Durchdringung der Strom-Wärmepumpen sorgt für die Reduktion der CO₂-Emissionen im Wärmemarkt. Gleichzeitig werden jedoch etwaige entstehende CO₂-Emissionen, die zur Bereitstellung des Stroms erforderlich sind, bilanziell dem Stromsektor zugeordnet. Somit ist es Aufgabe des Strommarktes, den Strom entsprechend erneuerbar bereitzustellen, um CO₂-Einsparungen zu erzielen. Grüne/dekarbonisierte Gase sind in der Bilanzierung als CO₂-frei angesetzt, sie erzeugen daher keine Emissionen.

Entsprechend der Zielvorgaben werden die CO₂-Emissionen im Wärmemarkt um insgesamt 63 % im Jahr 2030 und um 100 % im Jahr 2045 ggü. 1990 reduziert. Die Entwicklung der CO₂-Emissionen ist in beiden Szenarien durch die exogene Vorgabe des Minderungspfades nahezu identisch und kann der nachfolgenden Abbildung 8 entnommen werden.

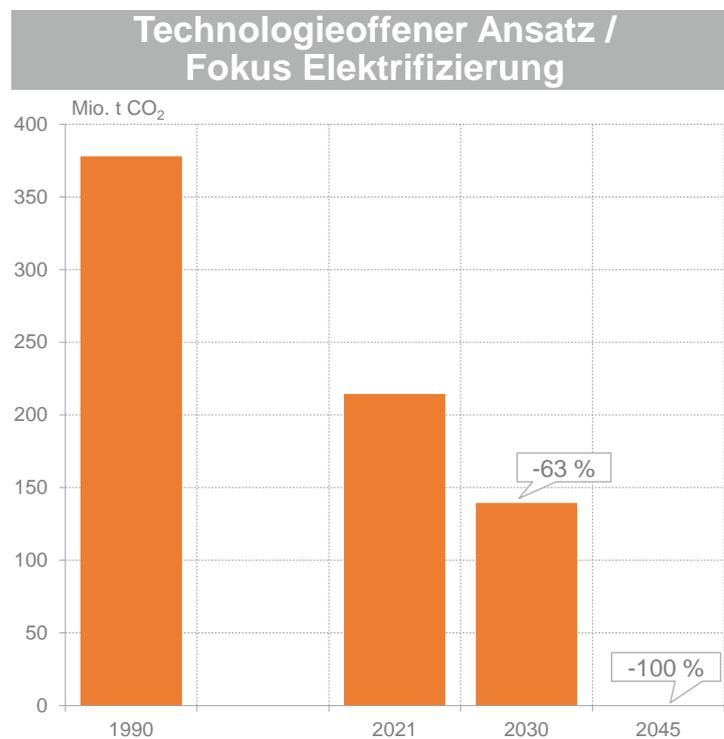


Abbildung 8: CO₂-Emissionen im Wärmemarkt (Gebäude und Industrie)

4.5 Volkswirtschaftliche Kostendifferenzen

Der Vergleich der Gesamtkosten des Wärmemarktes lässt deutliche Unterschiede zwischen beiden Szenarien erkennen. Betrachtet werden dabei die Investitionen und Betriebskosten der installierten Heizsysteme, sowie die Kosten für Sanierungen der Gebäudehülle für den Zeitraum 2021 bis 2045 (vgl. Abbildung 9).

Das Erreichen hoher Gebäudeeffizienzstandards als Voraussetzung für eine hohe Durchdringung von Stromwärmepumpen geht mit Kosten von 645 Mrd. € im Szenario „Technologieoffener Ansatz“ bzw. 1.052 Mrd. € im Szenario „Fokus Elektrifizierung“ einher. Grundlage der Kostenberechnung bilden die Sanierungsraten in Verbindung mit den in Kapitel 4.1 genannten spezifischen Sanierungskosten. Für die eingesetzten Heiztechnologien in den Segmenten Haushalte, GHD und Industrie fallen über den Betrachtungszeitraum Kosten von 810 Mrd. € in „Technologieoffener Ansatz“ bzw. 1.019 Mrd. € in „Fokus Elektrifizierung“ an.

Aufgrund der Komplexität und Vielschichtigkeit des Wärmemarktes liegen der Berechnung dabei eine Vielzahl von Technologien, sowie Annahmen hinsichtlich der (Investitions-) Kostenentwicklung der Heizungstechnologien zugrunde, welche hier nicht im Detail aufgeführt werden.²⁷

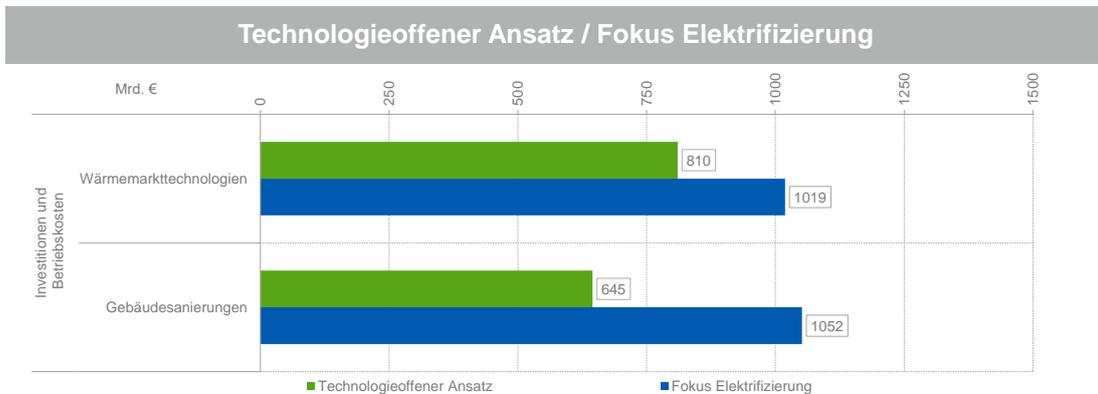


Abbildung 9: Systemkosten im Zeitraum 2021 - 2045 der beiden Szenarien (Wärmemarkt; ohne Brennstoffkosten)

Die Mehrkosten für die Sanierung der Gebäudehüllen betragen im Szenario „Fokus Elektrifizierung“ insgesamt 407 Mrd. €. Für die Heizsystemkosten ergibt sich ein Vorteil i. H. v. 209 Mrd. € für das Szenario „Technologieoffener Ansatz“ (vgl. Abbildung 10). Letzterer lässt sich insbesondere auf den verstärkten Einsatz von kostengünstigen gasbasierten Systemen zurückführen, im Gegensatz zum Einbau vergleichsweise teurer Wärmepumpen. Insgesamt führt die in Kapitel 4.2 beschriebene Deckung des Wärmebedarfes zu einem Kostenvorteil im Sektor Wärme des Szenarios „Technologieoffener Ansatz“ gegenüber dem Szenario „Fokus Elektrifizierung“ in Höhe von 616 Mrd. €, dies ohne Berücksichtigung der Kosten für Energieträger.

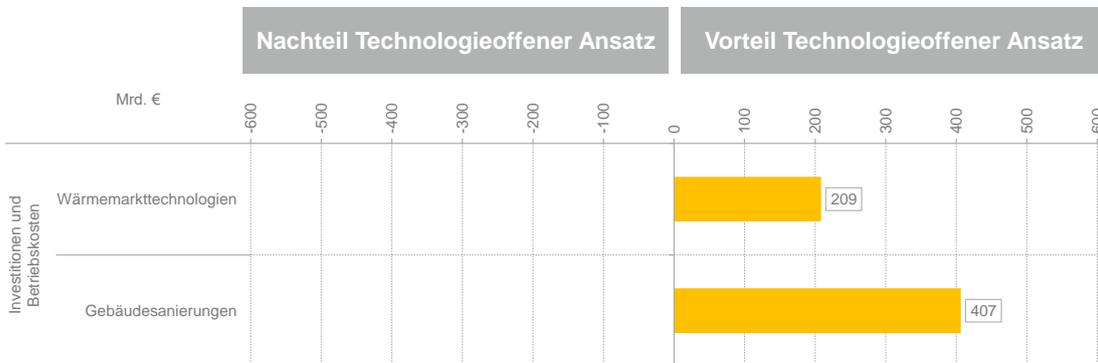


Abbildung 10: Systemkostendifferenzen im Zeitraum 2021 - 2045 der beiden Szenarien (Wärmemarkt; ohne Brennstoffkosten)

Der verstärkte Einsatz von grünen/dekarbonisierten Gasen sorgt für Zusatzkosten im Szenario „Technologieoffener Ansatz“. Eine Aufschlüsselung der Energieträgerkosten – hier insbesondere der Importbedarfe und nationalen Produktion von PtX-Produkten – auf die einzelnen Sektoren ist nicht sinnvoll möglich. In Kapitel 10 sind daher nähere Angaben zu den Brennstoffkostensalden und insbesondere den PtX-Importen für das gesamte Energiesystem zu finden.

²⁷ Für eine beispielhafte Übersicht der unterstellten Annahmen, siehe Anhang C.2.

4.6 Herausforderungen im Wärmemarkt in beiden Szenarien

Die Zielerreichung bis zum Jahr 2030 und die vollständige Dekarbonisierung bis zum Jahr 2045 stellt den Wärmemarkt in jedem Szenario vor erhebliche Herausforderungen. Da das gesamte Potential an fester Biomasse (z.B. Pellet-Heizungen) als begrenzt anzusehen ist, verbleiben letztlich nur Fernwärme, grüne/dekarbonisierte Gase und strombasierte Systeme als umfassend einsetzbare Lösungsmöglichkeiten. Das Potential der Fernwärme wurde in dieser Studie nicht eingehend untersucht, ist aber auch als gedeckelt anzusehen und würde ebenfalls vor der Herausforderung einer CO₂-freien Erzeugung stehen. In dieser Studie wurde daher für den Wärmemarkt einerseits der Fokus auf eine nahezu komplette Elektrifizierung des Wärmemarktes gelegt (Szenario „Fokus Elektrifizierung“), andererseits ein technologieoffener Ansatz mit einem Mix aus strombasierten Systemen und dem Einsatz grüner/erneuerbarer Gase verfolgt (Szenario „Technologieoffener Ansatz“). Durch die exogene Vorgabe eines zwingend einzuhaltenen CO₂-Minderungspfades können dabei in beiden Szenarien die Ziele erreicht werden.

Die größte Herausforderung zur Zielerreichung ergibt sich dabei aus der extremen Trägheit des Wärmemarktes, so weisen Heizsysteme lange Nutzungsdauern von im Mittel 20 Jahren oder mehr auf. Dies gilt umso mehr für Gebäude bzw. einzelne zu sanierende Bauteile mit Nutzungsdauern von mindestens 50 Jahren. Aus diesen Randbedingungen ergibt sich ein entsprechend langfristiger Planungshorizont für die Erreichung eines bestimmten Zieles. Dies stellt insbesondere das Szenario „Fokus Elektrifizierung“ vor Herausforderungen, da der aktuelle Gebäudebestand nicht den nötigen Effizienzstandard zum flächendeckenden Einsatz von Strom-Wärmepumpen erfüllt. Entsprechend sind sehr starke Sanierungsanstrengungen nötig, um einen solchen Einsatz zu ermöglichen. Hier erweist sich als Hemmnis, dass die Neuinstallation eines Heizungssystems und die Durchführung von Sanierungsmaßnahmen in der Regel nicht zeitgleich erfolgen. So werden Heizsysteme insbesondere nach einem Defekt ausgetauscht. Dies erschwert einen Brennstoffwechsel von Gas zu Strom für den einzelnen Endkunden insbesondere dann, wenn umfangreiche Sanierungsmaßnahmen notwendig wären, um überhaupt eine Wärmepumpe effizient betreiben zu können.²⁸

Die aktuellen politischen Rahmenbedingungen sehen aber in erster Linie eine Umsetzung der Dekarbonisierung durch den Endkunden vor. Damit müsste die Politik eine Vielzahl an Adressaten informieren, von bestimmten Technologien und einer langfristigen Planung überzeugen und sie in die Lage versetzen, die hierfür notwendigen Investitionen (z.B. zur Gebäudesanierung) vornehmen zu können. Dafür müsste eine Angleichung der betriebswirtschaftlichen Bewertung des Endkunden an die volkswirtschaftlich bzw. politisch gewünschten Optionen erfolgen, was derzeit noch nicht der Fall ist (siehe auch Kapitel 10.2).

Das Szenario „Technologieoffener Ansatz“ verschiebt diese Herausforderungen zum großen Teil weg vom Endkunden hin zu Unternehmen, die die Bereitstellung grüner/dekarbonisierter Gase vornehmen und ggfls. besser in der Lage sind, langfristige Planungen synchron vorzunehmen. Dadurch wird die Notwendigkeit der Übereinstimmung der betriebswirtschaftlichen Interessen von Endkunden mit dem volkswirtschaftlich Gewünschten abgeschwächt, da Endkunden nicht zwingend auf ein System festgelegt sind, sondern weiterhin die Wahl zwischen einem gasbasierten System oder einer Strom-Wärmepumpe (ggfls. zzgl. Sanierung) haben. Die durch die grünen/dekarbonisierten Gase weiterhin nutzbare Infrastruktur leistet zudem einen wertvollen Beitrag durch Bereitstellung von kurzfristiger und saisonaler Flexibilität. Weiterhin kann die Gasinfrastruktur das Stromsystem, sowie die Strominfrastruktur entlasten.

²⁸ Eine möglicherweise zunehmende eingeschränkte Verfügbarkeit von Handwerkern, daraus resultierende Preissteigerungen sowie Preissteigerungen des Materials oder Preissteigerungen durch verschärfte Anforderungen an Sanierungserfolge sind ebenfalls dazu geeignet, Elektrifizierungsszenarien zu behindern.

In Summe ist ein technologieoffener Ansatz als deutlich flexibler anzusehen, da verschiedene Wege zur Zielerreichung sowohl auf der Endkundenseite als auch auf Seite der Energieversorgungsunternehmen offenstehen. Im Szenario „Fokus Elektrifizierung“ ist es hingegen zur Zielerreichung zwingend notwendig, dass es der Politik gelingt, die Endkunden davon zu überzeugen, die notwendigen Sanierungen in der angenommenen hohen Intensität vorzunehmen, um den flächendeckenden Einsatz von Strom-Wärmepumpen zu ermöglichen. Dies kann sich umso schwieriger gestalten, je höher die Hürden sind – z.B. in Form einer mangelnden Verfügbarkeit von Handwerkern oder hohen Sanierungskosten – denen sich die Endkunden dabei ausgesetzt sehen.

5 Der Verkehrsmarkt

Der Verkehrsmarkt nimmt im Vergleich der Verbrauchssektoren ebenfalls eine relevante Rolle beim Erreichen der Klimaschutzziele ein (vgl. Abbildung 3). Im Gegensatz zum Wärmemarkt zeichnet er sich dadurch aus, dass trotz großer Fortschritte bei der Entwicklung effizienterer Antriebstechnologien der Energieverbrauch durch den wachsenden Fahrzeugbestand und die Zunahme der Verkehrsleistung in fast allen Bereichen in den vergangenen Jahren gestiegen ist. Dies hat zur Folge, dass die CO₂-Emissionen im Verkehr gegenüber 1990 nahezu unverändert sind und große Anstrengungen notwendig sind, um die CO₂-Reduktionsziele im Jahr 2030 (-48 % ggü. 1990) und 2045 (-100 % ggü. 1990) zu erfüllen.²⁹

Nachfolgend werden zunächst in Kapitel 5.1 die Kernannahmen der Modellierung des Verkehrsmarktes dargestellt. Die sich ergebende Entwicklung des Endenergiebedarfes wird in Kapitel 5.2 beschrieben und Kapitel 5.3 geht näher auf die Entwicklung des Fahrzeugbestandes ein. Kapitel 5.4 fasst den sich ergebenden Bedarf an grünen/dekarbonisierten Gasen bzw. synthetischen Kraftstoffen zusammen. Der sich in den Szenarien ergebende CO₂-Emissionspfad des Verkehrsmarktes findet sich in Kapitel 5.5. Die resultierenden volkswirtschaftlichen Kostendifferenzen werden in Kapitel 5.6 erläutert und abschließend werden zusammenfassend in Kapitel 5.7 die Herausforderungen bei der Transformation des Verkehrsmarktes beschrieben.

5.1 Grundlagen der Modellierung des Verkehrsmarktes

Der Verkehrsmarkt wird in die vier Bereiche Straßenverkehr, Schienenverkehr, Flugverkehr und Schiffsverkehr gegliedert, wobei jeder dieser Bereiche wiederum in Personen- und Güterverkehr unterteilt werden kann. Gemessen am Energieverbrauch macht der Straßenverkehr dabei mit über 80 % den größten Anteil des Verkehrssektors aus.

Mit dem Verkehrsmodell von enervis wird der gesamte Straßenverkehr der Inländer bis 2050 simuliert. Dies schließt PKW, Motorräder, leichte Nutzfahrzeuge, LKW, Sattelzüge, Busse und sonstige Fahrzeuge ein. Um auch die übrigen Segmente abzubilden, werden die Ergebnisse der entsprechenden Bereiche des Technologiemixszenarios TM95 der dena-Leitstudie herangezogen.³⁰ Zwar unterscheiden sich die Annahmen bzgl. der Verkehrsleistung in dieser Studie von den Annahmen der dena-Leitstudie. Sie liegen unter Berücksichtigung unterschiedlicher Straßenverkehrsabgrenzungen (Verkehr der Inländer vs. Inlandsverkehr) jedoch in einem tolerierbaren Umfang, sodass die Ergänzung der eigenen Ergebnisse zum Straßenverkehr um die Ergebnisse der dena-Leitstudie vertretbar ist.

Bei dem Szenario TM95 handelt es sich um ein technologieoffenes Szenario, in dem die Treibhausgasemissionen bis 2050 um 95 % ggü. 1990 gesenkt werden. Die Ergebnisse des TM95-Szenarios werden sowohl für das Szenario „Technologieoffener Ansatz“ als auch für

²⁹ BMWi (2021)

³⁰ dena (2018)

das Szenario „Fokus Elektrifizierung“ herangezogen, um die Vergleichbarkeit beider Szenarien hinsichtlich der Gesamtkosten zu gewährleisten. Zur Erreichung der verschärften Klimaziele in dieser Studie werden die Brennstoffe, die sich gemäß der dena-Leitstudie ergeben, bedarfsgerecht synthetisiert.

5.2 Entwicklung des Endenergiebedarfs im Verkehrsmarkt

Die beiden in dieser Studie betrachteten Szenarien unterscheiden sich lediglich hinsichtlich des Straßenverkehrs, da für den Schienen-, Flug- und Schiffsverkehr eine gleichlaufende Entwicklung gemäß dem Szenario TM95 der dena-Leitstudie angenommen wird. Während dabei im Szenario „Technologieoffener Ansatz“ für den Straßenverkehr keine Vorgaben gemacht werden, wie der zukünftige Technologieaustausch erfolgen soll, wird im Szenario „Fokus Elektrifizierung“ die Elektromobilität frühzeitig stark forciert, sodass im Jahr 2045 nur noch elektrische Fahrzeuge eingesetzt werden. Dies schließt sowohl den Umstieg auf batterieelektrische Fahrzeuge als auch auf Fahrzeuge, die Brennstoffzellen nutzen, ein. Darüber hinaus werden in diesem Szenario auch Oberleitungsfahrzeuge eingesetzt, die sich jedoch nur im Bereich der Sattelzüge und Reisebusse wiederfinden.

Weiterhin wird in beiden Szenarien die gleiche Entwicklung der Fahrleistung bzw. Verkehrsleistung unterstellt. Im Individualverkehr setzt sich dabei der historisch beobachtbare Rückgang der Jahresfahrleistung fort. Dazu wird der Trend der vergangenen Jahre fortgeschrieben, sodass die Jahresfahrleistung im Durchschnitt um 0,8 % p.a. sinkt. Dieser Rückgang trifft auf einen langfristig sinkenden Fahrzeugbestand, der insbesondere durch die abnehmende Bevölkerung verursacht wird (Bevölkerungsrückgang um ca. 6 % im Betrachtungszeitraum, vgl. Anhang C.1). Die Gesamtfahrleistung sinkt daher in Summe um ca. 20 % bis zum Jahr 2045. Dem steht jedoch ein steigender Besetzungsgrad gegenüber, sodass die Gesamtfahrleistung je Person lediglich moderat sinkt. Im Gegensatz zum Individualverkehr steigt weiterhin die deutsche Verkehrsleistung im Straßengüterverkehr mit steigendem BIP an. Durch eine unterstellte Verlagerung auf die Schiene verlangsamt sich das Wachstum der vergangenen Jahre jedoch leicht.

Die Entwicklung des Endenergieverbrauchs beider Szenarien ist in Abbildung 11 gegenübergestellt. Durch den Wechsel auf effizientere Antriebsarten sinkt der Energieverbrauch in beiden Szenarien deutlich. Insbesondere Elektrofahrzeuge tragen durch ihre hohen Wirkungsgrade zur Reduzierung des Endenergiebedarfs bei.

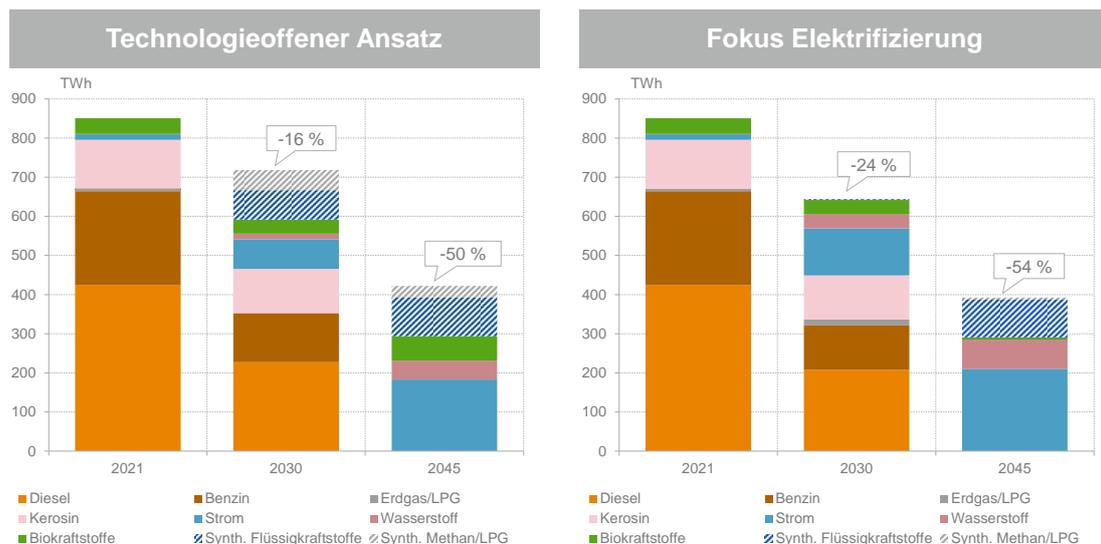


Abbildung 11: Entwicklung Endenergieverbrauch im Verkehrsmarkt

Im Szenario „Fokus Elektrifizierung“ werden Elektrofahrzeuge frühzeitig stark zugebaut, so dass bereits im Jahr 2030 über 19 Mio. Elektro- und Hybridfahrzeuge im Bestand des Individualverkehrs vorzufinden sind. Auch bei leichten Nutzfahrzeugen ist die Durchdringung mit Elektrofahrzeugen bis 2030 bereits hoch, da die hohen Jahresfahrleistungen in diesem Segment große Kostenvorteile gegenüber konventionellen Antriebsarten zur Folge haben. Im Schwerlastbereich dominieren Dieselfahrzeuge bis in die 30er Jahre. Analog zum Individualverkehr drängen E-Fahrzeuge aber auch hier frühzeitig in den Markt. Im Bereich der Sattelzüge und Reisebusse werden dabei Fahrzeuge eingesetzt, die mit Oberleitungen betrieben werden. Das Infrastrukturnetz wird dafür sukzessive auf 4.000 km Länge ausgebaut.³¹

Gasfahrzeuge spielen sowohl im Individual- als auch im Straßengüterverkehr weiterhin eine untergeordnete Rolle. Fahrzeuge, die mit Wasserstoff betankt werden, können ihren Marktanteil sukzessive ausbauen – aufgrund von Kostennachteilen jedoch deutlich langsamer als Elektrofahrzeuge. Durch die frühzeitige Elektrifizierung werden in diesem Szenario keine synthetischen Kraftstoffe im Straßenverkehr benötigt. Während Biokraftstoffe im Jahr 2030 noch zur Erreichung der CO₂-Ziele genutzt werden, verschwinden sie mit Durchdringung von elektrischen Antrieben vollständig aus dem Straßenverkehr.

Über alle Bereiche des Straßenverkehrs führen die beschriebenen Entwicklungen dazu, dass der Endenergiebedarf bis zum Jahr 2030 bereits um 24 % ggü. 2021 sinkt. Nach 2030 setzt sich die Verdrängung der konventionellen Antriebsarten durch Elektro- und Brennstoffzellenfahrzeuge fort, bis diese im Jahr 2045 vollständig vom Markt verschwinden. Der Endenergieverbrauch sinkt bis dahin um mehr als die Hälfte. Weitere Informationen zur Entwicklung des Energieverbrauchs können Anhang B entnommen werden.

Auch im Szenario „Technologieoffener Ansatz“ spielt Elektromobilität eine große Rolle und dominiert den Individualverkehr. Bis 2030 sind bereits über 13 Mio. reine Elektro- oder Hybridfahrzeuge im Bestand. Brennstoffzellenfahrzeuge verdrängen ebenfalls die konventionellen Antriebsarten – jedoch sind sie erst ab dem Jahr 2040 in diesem Bereich die am zweithäufigsten vertretene Antriebsart. Ihr Hochlauf erfolgt deutlich langsamer als bei Elektrofahrzeugen, da sie aus Vollkostensicht über den gesamten Prognosezeitraum teurer bleiben als E-Fahrzeuge. Ab Anfang der 2030er Jahre sind Wasserstofffahrzeuge zwar gegenüber konventionellen Antriebsarten die günstigere Alternative, jedoch werden letztere nach wie vor – zwar in sinkendem Umfang – zugebaut. Daher sind konventionelle Antriebsarten auch im Jahr 2045 noch im Bestand vertreten.

Analog zum Szenario „Fokus Elektrifizierung“ schreitet auch im Szenario „Technologieoffener Ansatz“ bei leichten Nutzfahrzeugen der Ausbau der Elektromobilität bis 2030 schnell voran – wenngleich auf einem etwas niedrigeren Niveau. Im Schwerlastbereich können gasbetriebene Fahrzeuge ihren Marktanteil aufgrund von Kostenvorteilen zunächst ausbauen. Anfang der 2030er Jahre büßen sie die gewonnenen Anteile aber wieder ein und werden von günstigeren Elektrofahrzeugen und zunehmend auch Brennstoffzellenfahrzeugen sukzessive verdrängt.

Zur Erreichung der CO₂-Ziele werden im Straßenverkehr bereits im Jahr 2030 große Mengen synthetischer Kraftstoffe benötigt, da die vorhandenen Biokraftstoffe nicht ausreichen. Details zum in Deutschland verfügbaren Bioenergiepotential kann Anhang C.1 entnommen werden. Daher müssen sämtliches Methan/LPG, sowie Teile des Diesel- und Benzinbedarfs synthetisch bereitgestellt werden. Bis zum Jahr 2045 sinken die benötigten Mengen wieder, da fossile Flüssigkraftstoffe dann biogen zur Verfügung gestellt werden und ausreichend sind, um den gesunkenen Bedarf zu decken.

³¹ Diese Länge wird in vielen Studien als sinnvoll erachtet, siehe z.B. ifeu (2020).

Da konventionelle Fahrzeuge sowohl im Individualverkehr als auch im Straßengüterverkehr auch im Jahr 2045 noch genutzt werden, reduziert sich der Energieverbrauch etwas weniger als im Szenario „Fokus Elektrifizierung“ (-50 % bzw. -54 % ggü. 2021).

5.3 Zusammensetzung des Fahrzeugbestandes

In beiden Szenarien wird eine identische Entwicklung des Fahrzeugbestandes unterstellt. Dabei nimmt der PKW-Bestand bis Mitte der 2020er Jahre weiter zu. Im Jahr 2045 sind jedoch aufgrund der sinkenden Bevölkerung in Kombination mit einer abnehmenden Fahrzeugdichte weniger Fahrzeuge auf der Straße als heute. Im Straßengüterverkehr werden aufgrund der Steigerung des BIP insbesondere mehr leichte Nutzfahrzeuge und schwere LKW benötigt. Abbildung 12 zeigt den Bestand aller Fahrzeuge des Straßenverkehrs je Antriebsart und veranschaulicht die starke Elektrifizierung in den beiden untersuchten Szenarien.

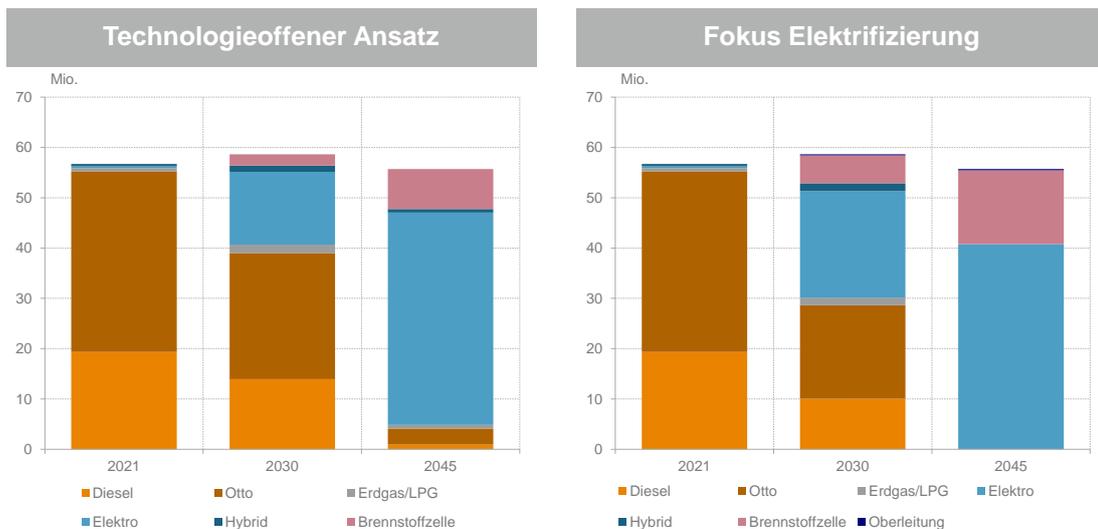


Abbildung 12: Anzahl der Fahrzeuge

Der Gesamtbestand wird dabei von PKW dominiert, die mit ca. 48 Mio. Fahrzeugen über 80 % ausmachen. Fahrzeuge des Straßengüterverkehrs sind zahlenmäßig zwar geringer vertreten, tragen jedoch – aufgrund ihrer hohen Jahresfahrleistung – bedeutend zum Energieverbrauch und damit auch zu den CO₂-Emissionen bei.

5.4 Einsatz grüner/dekarbonisierter Kraftstoffe im Verkehrsmarkt im Szenarienvergleich

Um die Klimaneutralität im Jahr 2045 zu erreichen, sind in beiden Szenarien PtX-Technologien notwendig. Insbesondere der gesamte Kerosinbedarf ist bis dahin in beiden Szenarien zu synthetisieren, wie Abbildung 13 veranschaulicht. Dabei wird in dieser Studie davon ausgegangen, dass der Hochlauf zunächst langsam erfolgt und im Jahr 2030 zunächst nur 2 % des Kerosins synthetisch erzeugt wird. Dies entspricht dem Wert, auf den sich die Politik und Wirtschaft in der „PtL-Roadmap“ geeinigt haben.³²

³² BMVI (2021)

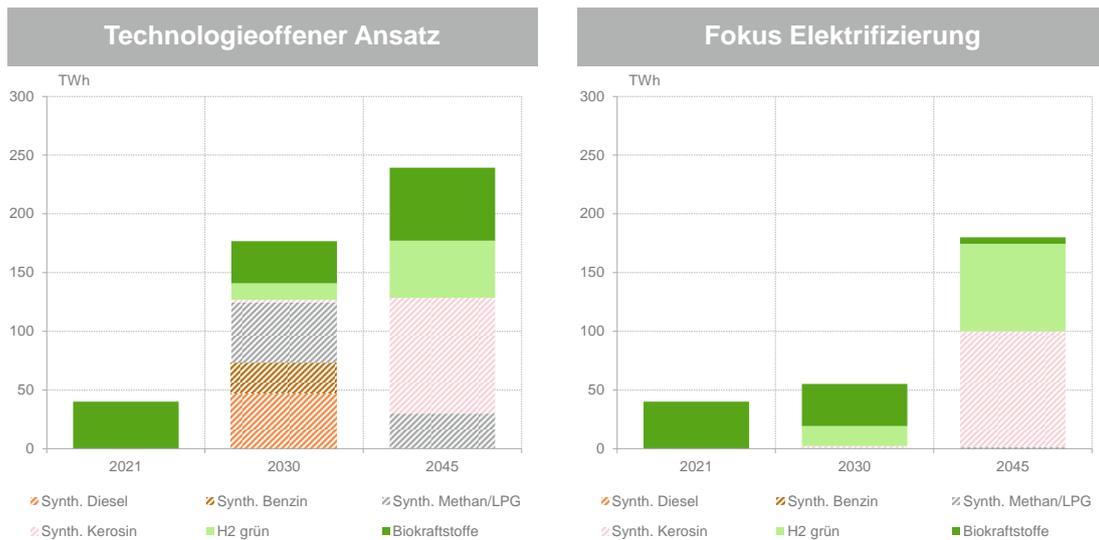


Abbildung 13: Bedarf synthetischer/biogener Kraftstoffe im Verkehrsmarkt

Im Szenario „Technologieoffener Ansatz“ werden darüber hinaus bereits 2030 signifikante Mengen synthetischer Kraftstoffe benötigt, da die Elektrifizierung bis zu diesem Zeitpunkt noch nicht ausreichend genug fortgeschritten ist, um die CO₂-Ziele des Jahres 2030 zu erreichen. Insbesondere befinden sich zu diesem Zeitpunkt noch sehr viele Fahrzeuge mit Diesel- oder Ottomotoren im Markt, die nur aufgrund begrenzt verfügbarer Bioenergiepotentiale (vgl. Anhang C.1) zu einem vergleichsweise geringen Anteil mit biogenen Kraftstoffen betankt werden können. Im Schwerlastverkehr werden bis 2030 vermehrt gasbetriebene LKW und auch Brennstoffzellenfahrzeuge eingesetzt. Die dafür benötigten Gase und der gesamte Wasserstoff müssen synthetisch klimaneutral erzeugt werden. Mit voranschreitendem Ausbau der Elektromobilität nach 2030 geht der Bedarf nach kohlenstoffbasierten Kraftstoffen weiter zurück, sodass im Jahr 2045 nur noch synthetisches Methan für schwere LKW benötigt wird. Die verbleibenden Flüssigkraftstoffe werden biogen bereitgestellt.

Demgegenüber werden im Szenario „Fokus Elektrifizierung“ während des gesamten Prognosezeitraums keine synthetischen Flüssigkraftstoffe im Straßenverkehr benötigt, da die Elektromobilität ausreichend schnell hochläuft, um die Klimaziele bereits 2030 zu erreichen. Auch der Bedarf nach Biokraftstoffen geht mit dem Verschwinden konventioneller Antriebsarten bis 2045 deutlich zurück und wird im Straßenverkehr ebenfalls nicht mehr benötigt. Fahrzeuge, die nicht batterieelektrisch, sondern mit Brennstoffzellen betrieben werden, müssen mit grünem Wasserstoff betankt werden, um die Klimaziele zu erreichen.

5.5 CO₂-Emissionen des Verkehrsmarktes

In beiden Szenarien wird die Erreichung der ambitionierten CO₂-Ziele in den Jahren 2030 und 2045 erzwungen (vgl. Abbildung 14), wobei vor Allem zur Erreichung der Ziele im Jahr 2030 große Anstrengungen notwendig sind. Insbesondere werden im Szenario „Technologieoffener Ansatz“ frühzeitig große Mengen synthetischer Kraftstoffe benötigt. Insofern bis 2030 auf diesen Pfad eingeschwenkt werden kann, so ist die Erreichung der Ziele im Jahr 2045 mit geringeren Herausforderungen verbunden als in der ersten Dekade. Insgesamt ist eine gute Balance zwischen dem Ausbau der Elektromobilität und der Bereitstellung dekarbonisierter Kraftstoffe für den verbleibenden Energiebedarf notwendig, um auch die Systemkosten zu begrenzen.

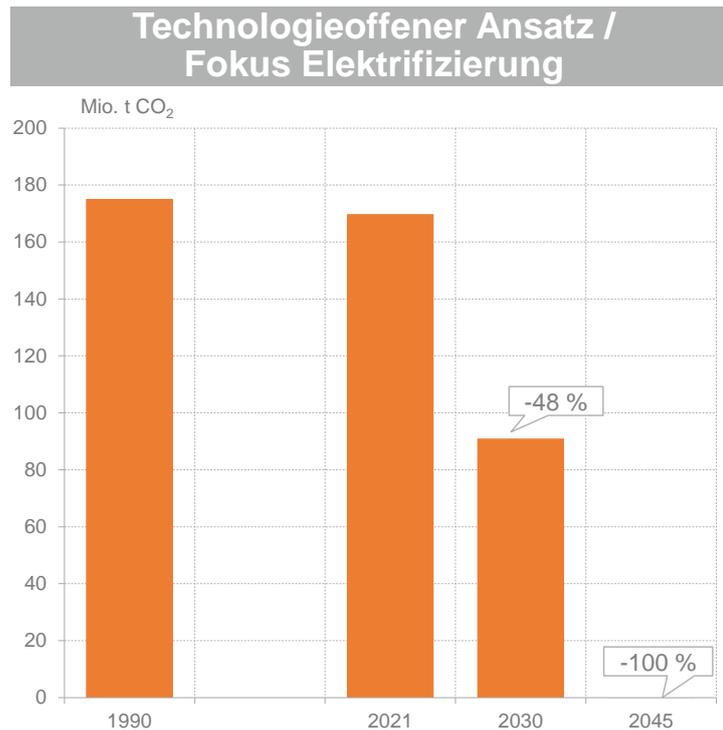


Abbildung 14: CO₂-Emissionen im Verkehrsmarkt

5.6 Volkswirtschaftliche Kostendifferenzen

Der Verkehrssektor nimmt den weitaus größten Anteil an den gesamten volkswirtschaftlichen Kosten in beiden Szenarien ein. Die Kosten umfassen Investitionen und Betriebskosten der eingesetzten Technologien im Straßenverkehr für den Zeitraum 2021 - 2045 (vgl. Abbildung 15). Die Bereiche Schienen-, Schiffs- und Luftverkehr sind darin nicht abgebildet, da diese in beiden Szenarien identisch modelliert wurden und somit zu keinen Kostendifferenzen zwischen den Szenarien führen. Entsprechend der Vorgehensweise im Wärmemarkt sind die Brennstoffkosten des Verkehrs nicht in der nachfolgenden Abbildung dargestellt, sondern in Kapitel 10 im Kostenpunkt Brennstoffe inkludiert. Das Szenario „Fokus Elektrifizierung“ enthält zusätzliche Kosten in Höhe von 8 Mrd. € für den Aufbau des Oberleitungsnetzes, welche 2 Mio. €/km (beidseitig) entsprechen.³³

³³ Fraunhofer ISI (2017)

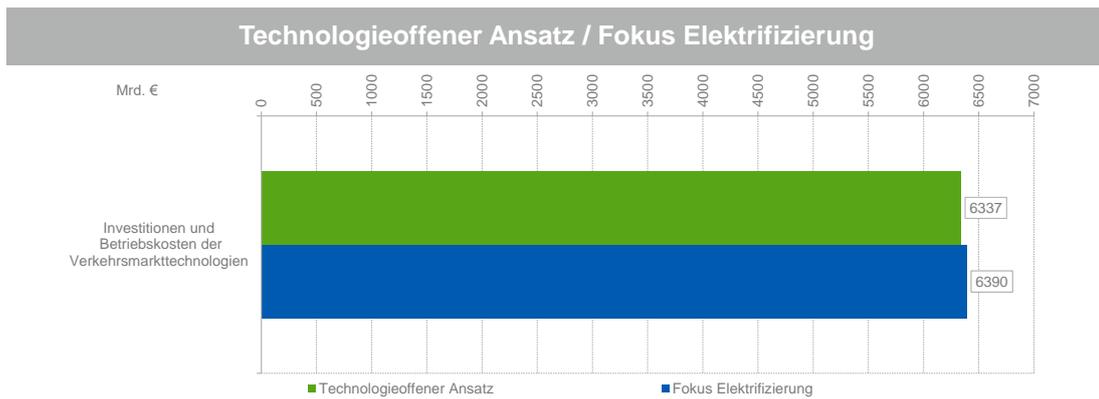


Abbildung 15: Systemkosten im Zeitraum 2021 - 2045 der beiden Szenarien (Verkehrsmarkt; ohne Brennstoffkosten)

Die Entwicklung der Neuzulassungen im Straßenverkehr unterscheidet sich in den untersuchten Szenarien insbesondere im Hochlauf der Elektromobilität. Im Gegensatz zum Szenario „Technologieoffener Ansatz“ wird im Szenario „Fokus Elektrifizierung“ die Elektromobilität frühzeitig forciert, obwohl die Investitions- und Betriebskosten der anderen Antriebsarten günstiger wären. Damit baut sich bis Mitte der 2020er Jahre bereits ein Kostenvorteil für das Szenario „Technologieoffener Ansatz“ auf. Da sich die Investitionskosten der untersuchten Antriebsarten langfristig angleichen, bleibt der Kostenvorteil auch bis zum Jahr 2045 erhalten und summiert sich über den gesamten Zeitraum auf 54 Mrd. € (vgl. Abbildung 16).

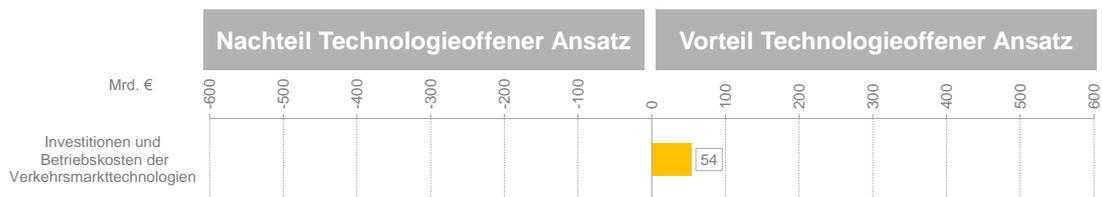


Abbildung 16: Systemkostendifferenzen im Zeitraum 2021 - 2045 der beiden Szenarien (Verkehrsmarkt; ohne Brennstoffkosten)

Demgegenüber stehen Zusatzkosten im Szenario „Technologieoffener Ansatz“ durch den verstärkten Einsatz von grünen/dekarbonisierten Kraftstoffen. Eine Aufschlüsselung der Importbedarfe und nationalen Produktion kann dabei für die Sektoren nicht sinnvoll vorgenommen werden und wird daher summarisch in Kapitel 8 näher erläutert, sowie bei der abschließenden Betrachtung der gesamten volkswirtschaftlichen Kosten in Kapitel 10.1 berücksichtigt.

5.7 Herausforderungen im Verkehrsmarkt in beiden Szenarien

Die Erreichung der CO₂-Ziele im Jahr 2030 stellt den Verkehrsmarkt vor große Herausforderungen. Durch hohe Nutzungsdauern in vielen Segmenten befinden sich auch 2030 noch viele konventionelle Antriebsarten im Markt, die dann bereits mit signifikanten Mengen synthetischer Kraftstoffe versorgt werden müssen, da Biokraftstoffe nicht ausreichend verfügbar sind. Dem kann zwar mit einer frühzeitigen Forcierung der Elektromobilität entgegengewirkt werden, sodass auf synthetische Kraftstoffe im Straßenverkehr sogar gänzlich verzichtet werden kann. Dies muss jedoch vergleichsweise teuer erkaufte werden.

Durch die fortschreitende Elektrifizierung in den Folgejahren bis 2045 kann der PtX-Bedarf dann aber wieder reduziert werden, wobei im Flugverkehr auch dann noch große Mengen synthetischen Kerosins notwendig sind.

6 Der Strommarkt

Der Stromsektor nimmt in allen Dekarbonisierungsstrategien eine zentrale Position ein. Mit Emissionen von rund 222 Mio. t CO₂ im Jahr 2019 ist er für rund 1/3 der nationalen Gesamt-CO₂-Emissionen verantwortlich. In den vergangenen fünf Jahren war der Stromsektor sogar durch den voranschreitenden Kohleausstieg der zentrale Treiber für die Reduzierung der CO₂-Emissionen.

Der Stromsektor liefert elektrische Endenergie durch Umwandlung aus konventionellen, sowie erneuerbaren Primärenergiequellen an Haushalte, GHD und Industrie. Neben der zunehmenden Dekarbonisierung dieses Basisstromverbrauchs aus klassischen direktelektrischen Anwendungen, steht zunehmend auch die Rolle als Lieferant von regenerativem Strom für die zunehmenden Strombedarfe der Sektoren Wärme- und Verkehr im Fokus. Aber auch die Umwandlung regenerativer Energien in andere Energieträger mittels Power-to-X-Technologien im Zuge der Sektorenkopplung wird zukünftig die Ausgestaltung des Strommarktes prägen. Somit müssen in den nächsten Jahren und Jahrzehnten sowohl die Stromerzeugung aus fossilen Primärenergiequellen, sowie der zunehmende Strombedarf aus den weiteren beschriebenen Sektoren CO₂-neutral bereitgestellt werden.

In Kapitel 6.1 werden zunächst die wesentlichen Grundlagen der Modellierung des Strommarktes erläutert und in Kapitel 6.2 das Dargebot der Erneuerbaren Energien, sowie deren Erzeugungspotentiale. Nachfolgend wird in Kapitel 6.3 die Entwicklung und Zusammensetzung des Stromverbrauchs in den beiden betrachteten Szenarien diskutiert. Kapitel 6.4 widmet sich der notwendigen gesicherten Leistungen, um ein identisches Maß an Versorgungssicherheit im Strommarkt in beiden Szenarien aufrecht zu erhalten. Die CO₂-Emissionen des Strommarktes werden in Kapitel 6.5 dargestellt und in Kapitel 6.6 werden die wesentlichen volkswirtschaftlichen Auswirkungen des in beiden Szenarien zu installierenden Erzeugungsmixes aufgezeigt. Kapitel 6.7 fasst die im Strommarkt bestehenden Herausforderungen zusammen.

6.1 Grundlagen der Modellierung des Strommarktes

Der Stromsektor steht auf dem Transformationspfad zur Erreichung der Klimaschutzziele vor drei zentralen Herausforderungen. Einerseits muss die Stromerzeugung auf Basis fossiler Energieträger wie Erdgas, Stein- und Braunkohlen, sowie Erdöl durch erneuerbare Quellen ersetzt werden. Zusätzlich muss der zunehmende Strombedarf der Sektoren Wärme, Verkehr und Industrie durch einen starken Ausbau erneuerbarer Erzeugung gedeckt werden. Gleichzeitig muss dabei die Versorgungssicherheit durch eine ausreichende Bereitstellung von gesicherter Leistung in Form von Spitzenlastkraftwerken und Speichern gewährleistet sein.

Mit dem europäischen Strommarktmodell von enervis (eMP) wird die Entwicklung des europäischen und deutschen Stromsektors simuliert. Dazu wird unter Berücksichtigung der Stromnachfrageentwicklung, sowie der stündlichen Verfügbarkeit von Photovoltaik, Windenergie, konventionellen Kraftwerken und Speichern der Transformationspfad zur Erreichung der gesetzten Klimaschutzziele modelliert. In einer Kaltwettersimulation wird der Bedarf an gesicherter Leistung zum Zeitpunkt der „kalten Dunkelflaute“ ermittelt. Die Stromnachfrage unterteilt sich hierbei in die Basisstromnachfrage, d.h. IKT, weiße Ware, Beleuchtung etc., sowie in die Entwicklung der Stromnachfrage aus den Sektoren Wärme und Verkehr. Letztere werden basierend auf den in den Kapiteln 4 und 5 dargestellten Modellierungen berücksichtigt. Zwischen den Modellen entstehen hieraus Wechselwirkungen über die Stromnachfrage der Sektoren Wärme und Verkehr, der Zusammensetzung des Kraftwerksparks, sowie der Preisentwicklung, die wiederum Auswirkung auf die Stromnachfrage in den Sektoren Wärme und Verkehr hat. In Summe ergibt sich daraus eine integrierte Modellierung des deutschen Energiesystems.

6.2 Dargebot Erneuerbarer Energien

Zur Deckung der Stromnachfrage und zur Erreichung der Klimaziele des Stromsektors ist eine zunehmende Nutzung von Erneuerbaren Energien notwendig. Die Möglichkeit der Errichtung dieser Anlagen ist jedoch durch politische, gesellschaftliche und technoökonomische Rahmenbedingungen insgesamt begrenzt. Zur Analyse der Potentialgrenzen existieren verschiedene Studien mit großer Ergebnisbandbreite. Die hier diskutierten Szenarien orientieren sich bis zum Jahr 2045 an aktuellen Studien und Forderungen von Branchenverbänden im Kontext einer klimaneutralen Volkswirtschaft. Diese stellen keinesfalls technische Potentialgrenzen dar, sondern spiegeln die aktuelle Diskussion um politisch und gesellschaftlich ambitionierte Ausbauziele.

Der rechte Teil der Abbildung 17 zeigt die Annahmen zur Leistungsentwicklung Erneuerbarer Energien, die den hier diskutierten Modellierungen zu Grunde liegen, und ordnet diese in die aktuelle Studienlandschaft ein. Die Annahmen für die Kapazitätsgrenzen für Wind Onshore orientieren sich dabei an der Erzeugungspotentialen des Bundesverbands WindEnergie e.V. (BWE)³⁴, die verwendeten Kapazitätsgrenzen für Photovoltaik und Wind Offshore an der Studie „Klimaneutrales Deutschland“ der Agora Energiewende³⁵.

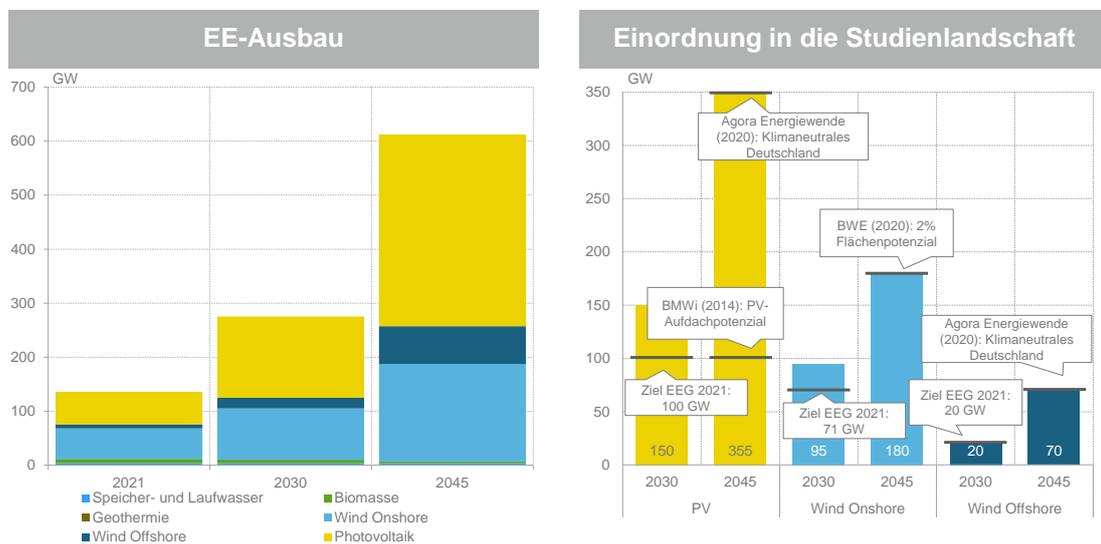


Abbildung 17: Kapazitätsentwicklung Erneuerbarer Energien

Das Dargebot an erneuerbarer Stromerzeugungsleistung in der Modellierung ist in beiden Szenarien identisch, da die zur Verfügung gestellten Kapazitäten jeweils voll ausgeschöpft werden. Bereits bis zum Jahr 2030 zeigt sich, dass ein deutlich erhöhter Ausbau Erneuerbarer Energien gegenüber den Zielen des EEG 2021 notwendig ist, um die Sektorenziele im Jahr 2030 zu erreichen. Die den Szenarien zur Verfügung gestellten Leistungen an Erneuerbaren Energien im Jahr 2045 wird zur Erreichung der Klimaneutralität vollständig ausgenutzt. Darüber hinaus besteht ein Importbedarf an grünen/dekarbonisierten Gasen (vgl. Kapitel 8).

6.3 Stromverbrauch

In beiden Szenarien dieser Studie wird bis zum Jahr 2045 von etwas mehr als einer Verdoppelung des Stromverbrauchs in Deutschland ausgegangen - von 523 TWh im Jahr 2021

³⁴ Bundesverband WindEnergie und Landesverband Erneuerbare Energien NRW e.V. (2020)

³⁵ Agora Energiewende (2021)

über 708 TWh im Jahr 2030 bis hin zu 1.220 TWh im Jahr 2045. Der Stromverbrauch inkludiert hierbei sowohl den Basisstromverbrauch, als auch den Verbrauch des Wärme- und Verkehrsmarktes, sowie den Strombedarf zur Erzeugung von grünen/dekarbonisierten Gasen.³⁶

Die maximal mögliche PtX-Produktion für grüne/dekarbonisierte Gase im Inland ergibt sich letztlich aus der Differenz zwischen dem Stromverbrauch der direktverbrauchenden Nachfragesektoren in Deutschland und dem angenommenen Ausbaupfad Erneuerbarer Energien in Deutschland (vgl. Kapitel 6.2). Grüne/dekarbonisierte Gase, die nicht über die zur Verfügung stehenden PtX-Potentiale erzeugt werden können, müssen daher importiert werden (vgl. Kapitel 8).

Letztlich werden in beiden Szenarien alle zur Verfügung stehenden angenommenen Potentiale der Erneuerbaren Energien in Deutschland ausgenutzt. Daher ist die Summe der Stromnachfrage aller Sektoren inkl. der PtX-Produktion in beiden Szenarien sowohl im Jahr 2030 als auch im Jahr 2045 identisch. Allerdings unterscheidet sich die Zusammensetzung der Stromnachfrage, wie nachfolgende Abbildung verdeutlicht.

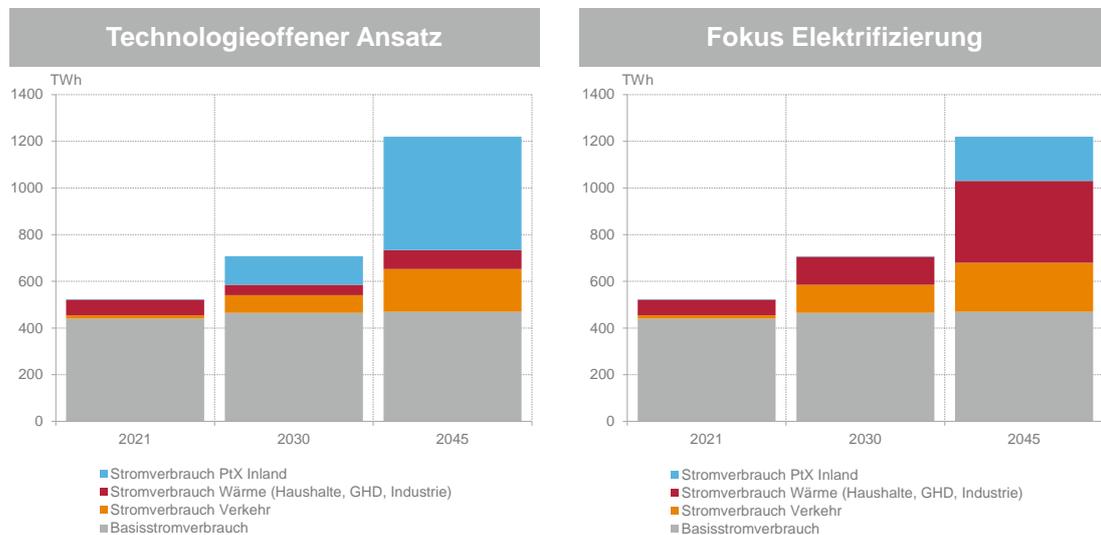


Abbildung 18: Entwicklung der Stromnachfrage im Strommarkt

In Abbildung 18 sind die Stromverbräuche der verschiedenen Sektoren in den beiden Szenarien gegenübergestellt. Im Szenario „Fokus Elektrifizierung“ ist der direkte Stromverbrauch insbesondere aus den Sektoren Wärme und Industrie deutlich höher, da (Prozess-)Wärme zu einem größeren Anteil durch Wärmepumpen und Direktheizer bereitgestellt wird. Im Szenario „Technologieoffener Ansatz“ hingegen kann deutlich mehr Strom für PtX-Technologien genutzt werden. Über das inländische Erzeugungspotential hinausgehende Mengen an grünen/dekarbonisierten Gasen müssen in beiden Szenarien importiert werden.

Auch die daraus resultierenden Stromsysteme unterscheiden sich substantiell voneinander. Der höhere Direktverbrauch von Strom im Szenario „Fokus Elektrifizierung“ führt zu höheren Residuallastspitzen und damit auch zu einem signifikant höheren Bedarf an gesicherter Leistung. Gleichzeitig tragen elektrische Wärmeerzeuger und E-Mobilität in diesem Szenario deutlich stärker zur Erhöhung der Spitzenlast bei. Diese hat – neben weiteren Faktoren – sowohl im Übertragungsnetz als auch in den unteren Netzebenen einen Einfluss auf den Netzausbaubedarf (vgl. Kapitel 9).

³⁶ Vgl. Abbildung 54 in Anhang C.5 für die getroffenen Annahmen hinsichtlich des Basisstromverbrauches

6.4 Versorgungssicherheit

In einem dekarbonisierten Stromsystem mit hohen Anteilen fluktuierender Einspeisungen aus Windenergie und Photovoltaik muss ausreichend gesicherte Leistung zur Deckung von Residuallastspitzen zur Verfügung stehen. Durch den Anstieg von temperaturabhängiger Stromnachfrage aus dem Wärmesektor hängt die Dimensionierung der steuerbaren Erzeugungsleistung – also der gesicherten Leistung – zunehmend vom Auftreten von Kaltwittersituationen bei gleichzeitig geringer Verfügbarkeit von Windenergie und Photovoltaik ab. Dazu wurde die stündliche Stromnachfrage der beiden Szenarien in einer Kaltwittersensitivität modelliert, wobei die Temperaturen des Jahres 2010 zu Grunde gelegt wurden. Der am Kaltwetterjahr dimensionierte steuerbare Kraftwerkspark dient dann als Grundlage für die abschließende Betrachtung der Szenarien.

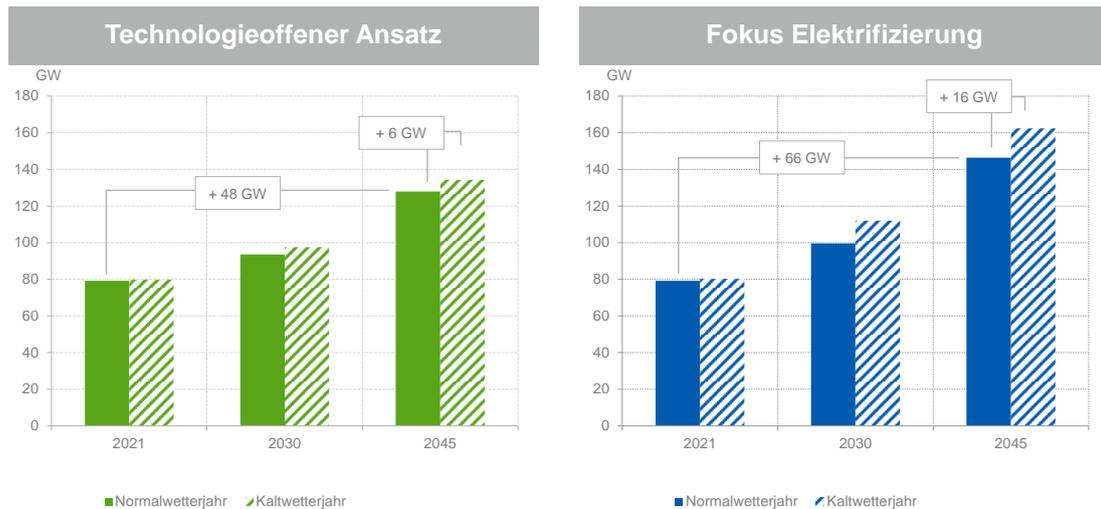


Abbildung 19: Residuallastspitzen in Normal- und Kaltwetterjahren im Vergleich

Die Residuallastspitze, dargestellt in Abbildung 19, steigt in beiden Szenarien bis zum Jahr 2045 deutlich an. Die Residuallastspitze ist der höchste Anteil der Stromnachfrage, der nicht durch die zeitgleiche Einspeisung aus Photovoltaik und Windenergie gedeckt werden kann. Sie bestimmt den Bedarf an gesicherter Leistung, die beispielsweise durch steuerbare Erzeugungskapazitäten oder Stromspeicher aber auch durch verfügbare Nachfrageflexibilitäten und Importkapazitäten bereitgestellt werden kann.

Im Szenario „Fokus Elektrifizierung“ steigt sie in einem Normalwetterjahr bis zum Jahr 2045 um rund 66 GW, während sie im Szenario „Technologieoffener Ansatz“ nur um etwa 48 GW ansteigt. Im Kaltwetterjahr liegt die Residuallastspitze im Jahr 2045 noch einmal um rund 6 GW („Technologieoffener Ansatz“) bzw. 16 GW („Fokus Elektrifizierung“) höher als in einem Normalwetterjahr. Hierbei sind der anteilig preisgesteuerte Einsatz von Elektromobilitäts- und Wärmenachfrage bereits berücksichtigt.

Vor dem Hintergrund stark gestiegener CO₂-Preise (EU-ETS) und der Erwartung eines weiteren Anstiegs im Zuge des „Fit for 55 Package“ der Europäischen Union wird eine Reduktion der bestehenden Kohlekapazitäten über den angestrebten Pfad des Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KvbG) hinaus bis zum Jahr 2032 antizipiert. Auch der Kernenergieausstieg bis Ende des Jahres 2022 muss mittelfristig durch den Zubau von gesicherter Leistung in beiden Szenarien teilweise kompensiert werden.

Die Dimensionierung des steuerbaren Kraftwerksparks orientiert sich an einer vergleichbaren Systemstabilität im Kaltwetterjahr. Dabei werden technische Nichtverfügbarkeiten und Importkapazitäten aus den Europäischen Nachbarmärkten berücksichtigt. Letztere sind jedoch zum Zeitpunkt der Residuallastspitze weitestgehend ausgeschöpft. Durch die höhere, temperaturabhängige Direktnutzung des Stroms ist der Bedarf an gesicherter Leistung im

Szenario „Fokus Elektrifizierung“ höher als im Szenario „Technologieoffener Ansatz“. Abbildung 20 zeigt beispielhaft die Entwicklung an steuerbarer Erzeugungskapazität aufgeschlüsselt nach Technologien in den beiden Szenarien und gemäß der für die Modellierung getroffenen Annahmen.

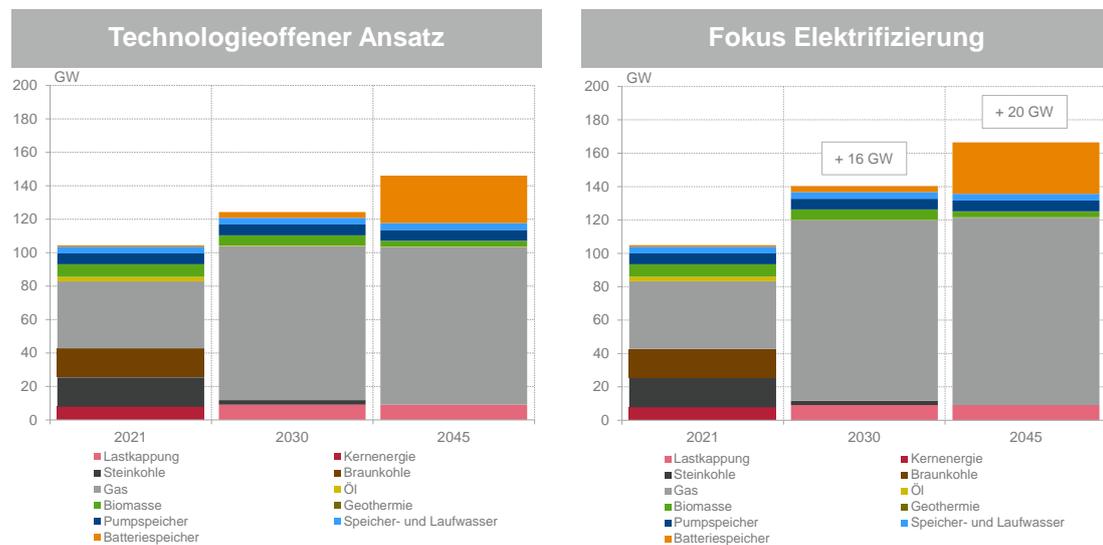


Abbildung 20: Benötigte gesicherte Leistung (steuerbare Erzeugungskapazitäten) in den Szenarien

Unterschiede in den steuerbaren Erzeugungskapazitäten ergeben sich zwischen den Szenarien vor allem bei gasgefeuerten Kraftwerken und Batteriespeicherkapazitäten. Durch den höheren temperaturabhängigen Direktstromverbrauch muss im Szenario „Fokus Elektrifizierung“ mehr gesicherte Leistung vorgehalten werden, um das gleiche Niveau an Versorgungssicherheit zu garantieren. So werden gegenüber dem Szenario „Technologieoffener Ansatz“ weitere 18 GW an gasgefeuerten Anlagen und zusätzlich 2 GW an Stromspeichern installiert.

In beiden Szenarien wird das eingesetzte Erdgas ab dem Jahr 2030 zunehmend mit grün/dekarbonisierten Gasen ersetzt. Im Jahr 2045 sind sämtliche eingesetzten Gase grün/dekarbonisiert. Im Szenario „Technologieoffener Ansatz“ sind 279 TWh grüner Wasserstoff zur Zielerreichung des Stromsektors im Jahr 2045 notwendig. Im Szenario „Fokus Elektrifizierung“ steigt der Bedarf des Strommarktes an grünem Wasserstoff auf 320 TWh. Ein Einsatz von Biomethan erfolgt im Jahr 2045 nicht mehr. Dies ist in der zunehmenden Umstellung der Netze auf Wasserstoff begründet. Biomethan wird verstärkt in Sektoren eingesetzt, die insbesondere Kohlenwasserstoffe benötigen (wie z.B. dem Feedstock-Sektor, Kapitel 7).

6.5 CO₂-Emissionen des Strommarktes

Die steigende Stromnachfrage in den Szenarien wird durch einen zunehmend starken Ausbau Erneuerbarer Energien (vgl. 6.2) gedeckt. Gleichzeitig erfolgt der Kohleausstieg bis zum Beginn der 2030er Jahre. Somit sinken sukzessive die CO₂-Emissionen aus der Kohleverstromung, so dass die CO₂-Emissionen zunehmend aus erdgasbasierter Stromerzeugung resultieren.

Im gesamten Betrachtungshorizont werden steuerbare gasbasierte Stromerzeugungskapazitäten benötigt (vgl. Kapitel 6.4). Diese müssen ab Beginn der 2030er Jahre zunehmend und bis zum Jahr 2045 vollständig durch grüne/dekarbonisierte Gase befeuert werden.

Entsprechend der Zielvorgaben werden die CO₂-Emissionen im Strommarkt um insgesamt 77 % im Jahr 2030 und um 100 % im Jahr 2045 ggü. 1990 reduziert. Die Entwicklung der

CO₂-Emissionen ist in beiden Szenarien durch die exogene Vorgabe des Minderungspfades nahezu identisch und kann nachfolgender Abbildung 21 entnommen werden.

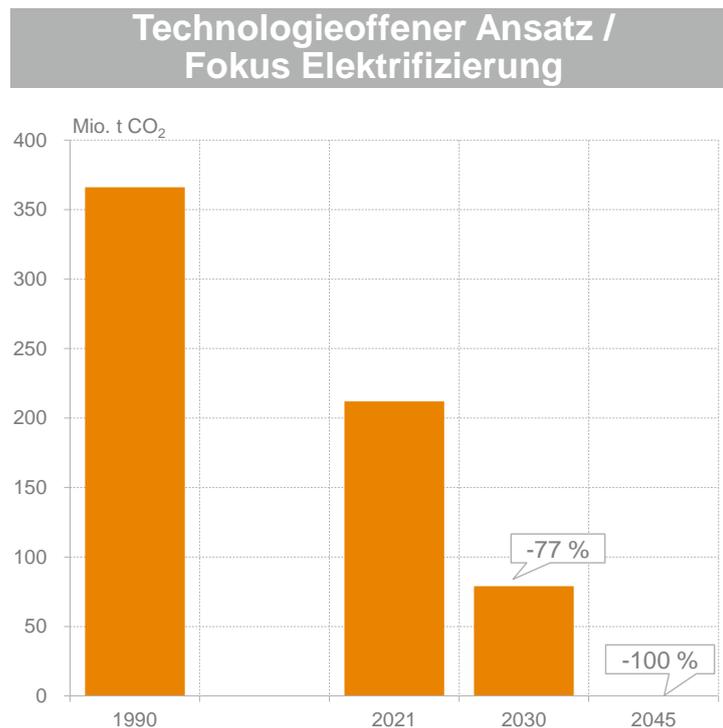


Abbildung 21: CO₂-Emissionen im Strommarkt

6.6 Volkswirtschaftliche Kostendifferenzen

Für den Vergleich der Systemkosten werden innerhalb des Strommarktes Investitionen und Betriebskosten der erneuerbaren und konventionellen Stromerzeugungstechnologien, sowie der installierten Batteriespeicher berücksichtigt.³⁷ Abbildung 22 zeigt die resultierenden Kosten für den Zeitraum 2021 - 2045 in beiden Szenarien. Mit 844 Mrd. entfällt der mit Abstand größte Anteil der Kosten des Strommarktes bis 2045 auf erneuerbare Stromerzeugungstechnologien. In der Darstellung nicht berücksichtigt sind die Kosten für die eingesetzten Brennstoffe. Diese werden zusammenfassend über alle Sektoren in Kapitel 10.1 dargestellt, da keine eindeutige Zuordnung importierter Brennstoffe, sowie der Inlandserzeugung zu einzelnen Sektoren vorgenommen werden kann.

³⁷ Vgl. Anhang C.5.

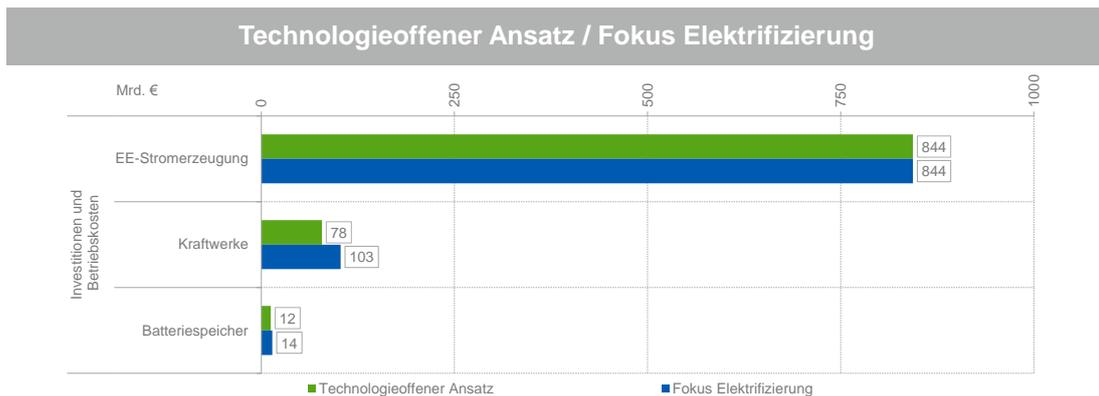


Abbildung 22: Systemkosten im Zeitraum 2021 - 2045 der beiden Szenarien (Strommarkt; ohne Brennstoffkosten)

Aus Sicht des Stromsektors ergeben sich verschiedene Kostendifferenzen zwischen den Szenarien. Grundsätzlich ergibt sich im Szenario „Fokus Elektrifizierung“ ein höherer Bedarf an gesicherter Leistung in Form von Batteriespeichern und gasgefeuerten Kraftwerken. Da die angenommenen Potentiale Erneuerbarer Energien in beiden Szenarien vollständig ausgenutzt werden, ergeben sich hieraus keine Kostendifferenzen zwischen den Szenarien.³⁸

Der in Kapitel 6.4 beschriebene zusätzliche Ausbau von gesicherter Leistung ergibt einen Kostenvorteil des Szenarios „Technologieoffener Ansatz“ gegenüber dem Szenario „Fokus Elektrifizierung“ in Höhe von insgesamt 26 Mrd. Euro (vgl. Abbildung 23).

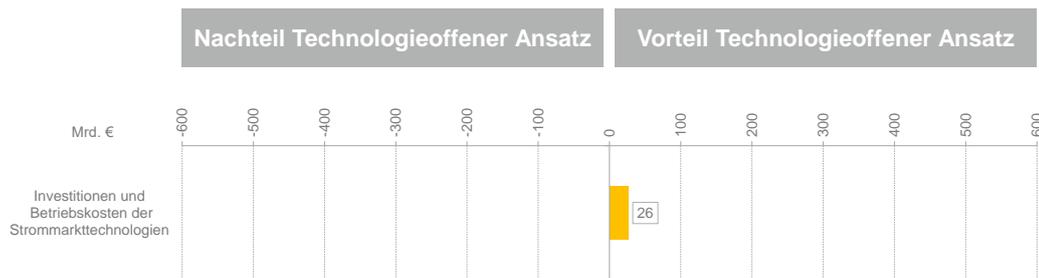


Abbildung 23: Systemkostendifferenzen im Zeitraum 2021 - 2045 der beiden Szenarien (Strommarkt; ohne Brennstoffkosten)

6.7 Herausforderungen im Strommarkt in beiden Szenarien

Der Stromsektor nimmt eine Schlüsselposition auf dem Transformationspfad in Richtung Klimaneutralität ein. In beiden Szenarien dieser Studie wird bis zum Jahr 2045 von etwas mehr als einer Verdoppelung des Stromverbrauchs in Deutschland ausgegangen. Hierzu trägt im Szenario „Fokus Elektrifizierung“ insbesondere die direkte Stromnachfrage aus den Sektoren Wärme und Verkehr bei. Im Szenario „Technologieoffener Ansatz“ wird der Anstieg in der Stromnachfrage insbesondere durch den Umwandlungseinsatz in PtX-Technologien verursacht und nur zu einem geringeren Teil durch direktelektrischen Verbrauch der Sektoren Wärme und Verkehr.

Letztlich müssen jedoch in beiden Szenarien erhebliche Mengen an PtX-Produkten importiert werden, da die Flächenpotentiale für Erneuerbare Energien nicht zur Deckung des gesamten Energiebedarfes ausreichen.

In beiden Szenarien werden die Ausbauannahmen Erneuerbarer Energien vollständig ausgenutzt. Die Integration dieser volatilen Leistungen in Kombination mit einer stärker temperaturlastabhängigen Last durch die Integration des Wärmemarktes führt zu einem starken Anstieg

³⁸ Vgl. Anhang C.5.

der Residuallasten in den Szenarien. Zur Deckung dieser Lasten bedarf es gesicherter Leistungen, die auch in einem Kaltjahr ausreichend dimensioniert sind, um die Versorgungssicherheit aufrecht zu erhalten. Im Szenario „Fokus Elektrifizierung“ steigt der Bedarf an gesicherter, steuerbarer Erzeugungskapazitäten deutlich gegenüber dem Szenario „Technologieoffener Ansatz“ an. Hieraus ergeben sich deutliche Kostendifferenzen durch den stärkeren Ausbau an Batteriespeicher- und gasgefeuerten Kapazitäten.

7 Nichtenergetischer Verbrauch der Grundstoffindustrie

Neben dem energetischen Verbrauch von Energieträgern ist auch der nichtenergetische Verbrauch der Grundstoffindustrie ein maßgeblicher Nachfrager nach Energieträgern und somit ein potentieller Nachfrager nach grünen/dekarbonisierten Gasen. Gleichzeitig ist insbesondere dieser Industriezweig auch auf die Nutzung von Kohlenwasserstoffen angewiesen. In Kapitel 7.1 wird zunächst auf die berücksichtigte Entwicklung des nichtenergetischen Verbrauchs, sowie dessen Zusammensetzung eingegangen. Ein Fokus wird hierbei auf die Grundstoffchemie, sowie die Stahlindustrie gelegt. Kapitel 7.2 fasst die daraus resultierenden CO₂-Emissionen zusammen.

7.1 Entwicklung und Zusammensetzung des nichtenergetischen Verbrauchs

Die Grundstoffindustrie als Lieferant von Ausgangsmaterialien für eine Vielzahl nachgelagerte Industriezweige spielt aufgrund ihrer historisch hohen Emissionen eine wesentliche Rolle bei der Erreichung der Klimaschutzziele. Innerhalb dieser Studie werden die Branchen Grundstoffchemie und Stahlherstellung betrachtet, welche mit 37 Mio. t und 57 Mio. t CO₂ im Jahr 2017 den größten Anteil an den Emissionen der Industrie hatten.³⁹ Eine Besonderheit beider Branchen ist ihr hoher Rohstoffbedarf für den stofflichen Einsatz in Produktionsprozessen. Die Entwicklung dieses nichtenergetischen Verbrauchs im Zuge der Erreichung klimaneutraler Produktionsprozesse in beiden Branchen steht im Fokus dieses Kapitels. In Abgrenzung dazu ist der energetische Verbrauch zur Bereitstellung von Prozesswärme der Industrie bereits in Kapitel 4 abgedeckt.

Grundstoffchemie

Die Grundprodukte der Grundstoffchemie wie Olefine, Aromaten und Synthesegas stellen die Basis für eine Vielzahl von Folgeprodukten wie Düngemittel, Kunststoffe oder Gummi dar. Wichtigste Einsatzstoffe (Feedstock) sind Erdölderivate (75 %), sowie als weiterer fossiler Rohstoff Erdgas zur Wasserstoffgewinnung durch Dampfreformierung.⁴⁰ Für die langfristige Erreichung von Treibhausgasneutralität in allen Sektoren steht die Grundstoffchemie vor einer besonderen Herausforderung, da sie prozessbedingt auch künftig Bedarf an Kohlenstoffen hat, diese jedoch in Form von nicht-fossilen Alternativen bereitgestellt werden müssen. Für die Ermittlung der Bedarfsentwicklung von Feedstock wurde vereinfacht ein konstantes Produktionsniveau entsprechend des Durchschnitts der Jahre 2009 - 2019 angenommen (Endenergiebedarf von 264 TWh/a).⁴¹ Die anteilige Produktzusammensetzung der Basischemikalien (Olefine, Aromaten, Synthesegase) wurde entsprechend ihrer historischen Entwicklung fortgeführt.⁴² Die Umstellung der bisherigen Wertschöpfungsketten zur Einbindung erneuerbarer Rohstoffe ist grundsätzlich über unterschiedliche Substitutionsprozesse möglich. Die Bedarfsermittlung basiert auf der Annahme, dass die fossilen Kohlenstoffquel-

³⁹ Agora Energiewende und Wuppertal Institut (2019)

⁴⁰ VCI (2020b)

⁴¹ AGEB (2020)

⁴² VCI (2020a). Vgl. auch Abbildung 52 in Anhang C.4

len für die Herstellung von Olefinen durch synthetisches Methan und für Aromaten und Synthesegase durch grünen Wasserstoff ersetzt werden.⁴³ Die Anlagenumstellung erfolgt dabei schrittweise bis zur vollständigen Umstellung auf grüne/dekarbonisierte Gase im Jahr 2045. Für die Treibhausgasreduktion wurde angenommen, dass die indirekten Emissionen durch Einsatz des Feedstock in der Grundstoffchemie bilanziert werden und somit für das Jahr 2030 das Reduktionsziel der Industrie angesetzt.⁴⁴

Stahlproduktion

Die Produktion von Rohstahl erfolgt heute zu 30 %⁴⁵ über die Sekundärroute, bei der Stahlschrott im Elektrolichtbogenöfen eingeschmolzen wird. Der weitaus größere Anteil von 70 % wird über die Primärroute in Hochöfen hergestellt, welche aufgrund des Einsatzes von Koks als Reduktionsmittel zur Roheisengewinnung mit hohen Emissionen verbunden ist.⁴⁶ Die Minderung der Emissionen bei der Rohstahlherstellung kann zum einen durch Erhöhung des Anteils von „Sekundärstahl“ erfolgen, für dessen Produktion bei Einsatz von 100 % erneuerbarem Strom im Elektrolichtofen nur geringe Restemissionen verbleiben.⁴⁷ Wesentlich wird jedoch die Umstellung der Primärstahlherstellung auf einen CO₂-armen Prozess sein. Großes Potential bietet die Direktreduktion mit Wasserstoff, bei der anstelle von Koks Wasserstoff als Reduktionsmittel innerhalb einer Direktreduktionsanlage eingesetzt wird und Eisenschwamm als Vorprodukt entsteht. Mit diesem Prozess ist eine CO₂-Minderung von ca. 97 % gegenüber der Hochofenroute erzielbar.⁴⁸ Alternativ ist ein Einsatz von Erdgas als Reduktionsmittel möglich. Eine übergangsweise anteilige Nutzung von Erdgas erscheint mit Blick auf den entstehenden enormen Wasserstoffbedarf der Stahlindustrie wahrscheinlich und wird für die Bedarfsermittlung angenommen. Es wird ein konstantes Produktionsniveau von 42 Mio. t Rohstahl pro Jahr entsprechend der durchschnittlichen Entwicklung der Jahre 2015 bis 2019 zugrunde gelegt.⁴⁹ Zudem wird von einer wachsenden Rolle des Sekundärstahls ausgegangen, mit einer Erhöhung des Anteils von heute 30 % auf 55 % im Jahr 2045.⁵⁰ Der Ersatz von Hochöfen durch Direktreduktionsanlagen erfolgt ab dem Jahr 2025⁵¹, wobei zunächst Erdgas als Reduktionsmittel eingesetzt wird und dieses bis zum Jahr 2045 schrittweise durch grünen Wasserstoff substituiert wird.

Zusammensetzung des nichtenergetischen Verbrauchs

Die resultierende Entwicklung des nichtenergetischen Rohstoffbedarfs der Chemie- und Stahlindustrie ist in Abbildung 24 für beide Szenarien dargestellt. Für den Stahlsektor sind lediglich die Gasbedarfe der Direktreduktionsanlagen und nicht der Bedarf an Koks für den Hochofenprozess enthalten. Bis zum Jahr 2030 ist der gesamte nichtenergetische Verbrauch somit vor allem durch die Grundstoffchemie geprägt. Der ursprüngliche Ölbedarf wird schrittweise durch Biomethan, synthetisches Methan und grünen Wasserstoff ersetzt. Auffällig ist der auch langfristig hohe Bedarf an Kohlenwasserstoffen, der 2045 bedingt durch die Grundstoffchemie über 60 % des gesamten nichtenergetischen Bedarfs ausmacht. Die Zusammensetzung der Methanmengen unterscheidet sich zwischen den Szenarien, da im Sze-

⁴³ Eigene Annahme auf Basis von Umweltbundesamt (2014) und DECHEMA (2017)

⁴⁴ Ein Großteil der eingesetzten Kohlenstoffe hat keinen direkten CO₂-Ausstoß im Industriesektor zur Folge, sondern wird z.B. in Form des fertigen Produkts exportiert oder als Abfall durch Müllverbrennungsanlagen emittiert.

⁴⁵ WV Stahl (2020)

⁴⁶ Agora Energiewende und Wuppertal Institut (2019)

⁴⁷ Agora Energiewende und Wuppertal Institut (2019)

⁴⁸ Agora Energiewende und Wuppertal Institut (2019)

⁴⁹ WV Stahl (2020)

⁵⁰ dena (2018). Vgl. auch Abbildung 53 in Anhang C.4

⁵¹ Agora Energiewende und Wuppertal Institut (2019)

nario „Fokus Elektrifizierung“ im Jahr 2045 größere Mengen Biomethan zur Verfügung stehen, die nicht in anderen Sektoren genutzt werden.⁵² Bis einschließlich 2030 wird das Biomethanpotential im Wärmesektor genutzt und steht erst anschließend als Einsatzstoff für die Industrie zur Verfügung. In der Stahlherstellung beträgt der Anteil von grünem Wasserstoff am Gesamtbedarf an Reduktionsmitteln im Jahr 2030 20 %. Dies entspricht bereits einem Wasserstoffbedarf von fast 5 TWh, welcher sich bis 2045 auf über 50 TWh erhöht.

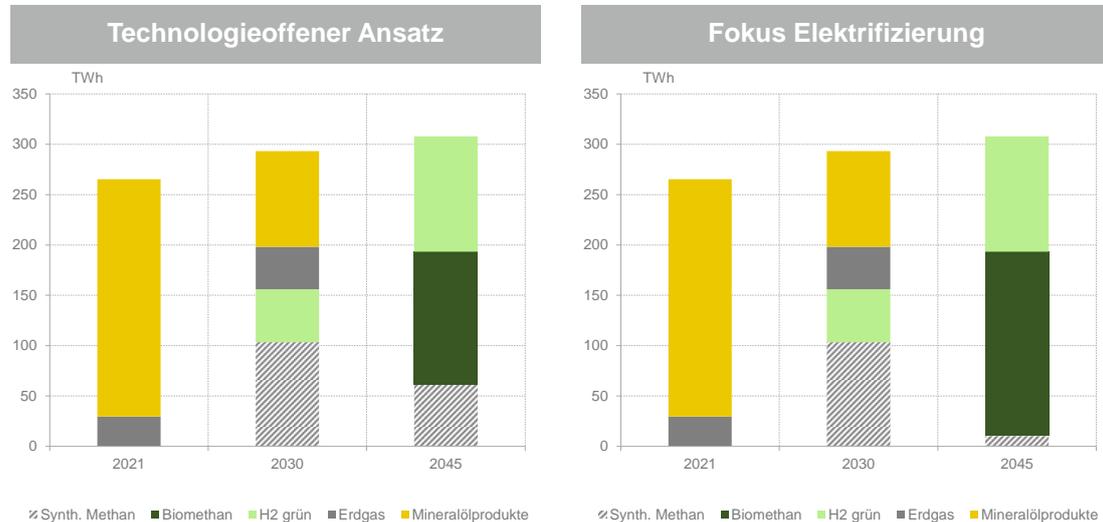


Abbildung 24: Entwicklung nichtenergetischer Verbrauch der Grundstoffchemie und Stahlherstellung

7.2 Entwicklung der CO₂-Emissionen

Für den stofflichen Verbrauch der Grundstoffchemie und für die Herstellung von Rohstahl findet entsprechend des Sektorziels der Industrie bis 2030 eine CO₂-Reduktion von -58 % gegenüber 1990 statt. Bis 2045 wird Treibhausgasneutralität erreicht (vgl. Abbildung 25).⁵³

⁵² Vgl. Gesamtpotential an Bioenergie in Abbildung 45 in Anhang C.1

⁵³ Dabei wird für die geringen Restemissionen der Stahlherstellung angenommen, dass sie im Jahr 2045 anderweitig vermieden oder kompensiert werden können.

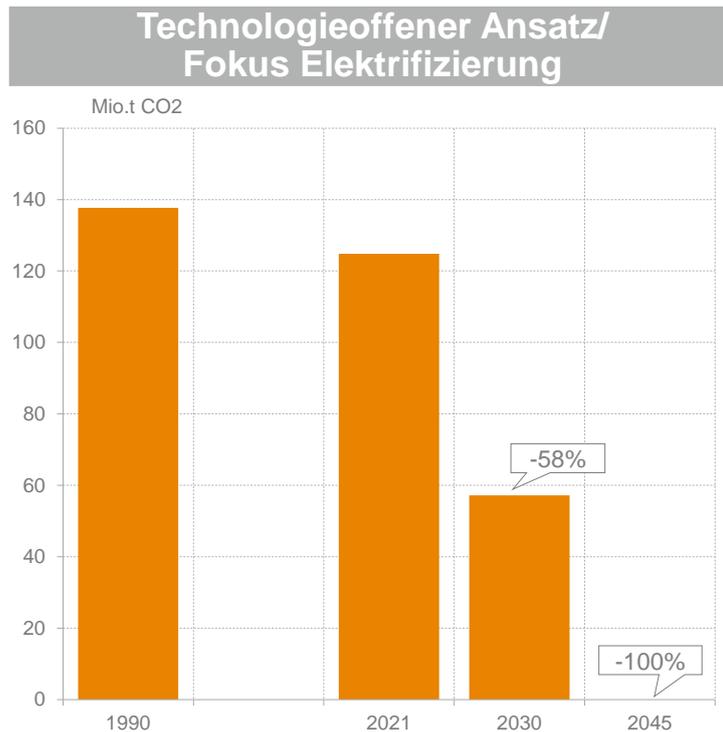


Abbildung 25: Entwicklung der CO₂-Emissionen des nichtenergetischen Verbrauchs in der Grundstoffchemie und Stahlherstellung

8 PtX-Bedarf

Zur Erreichung der Klimaziele fallen in beiden Szenarien PtX-Produkten eine entscheidende Rolle zu. In den Kapiteln 4 - 7 wurde bereits je Sektor der jeweilige Bedarf an grünen/dekarbonisierten Gasen analysiert, welcher nun zusammenfassend erläutert wird.

Hierzu wird in Kapitel 8.1 der Bedarf an PtX-Produkten je Sektor dargestellt, sowie der Gesamtbedarf an PtX-Produkten über alle Sektoren zusammengefasst. In Kapitel 8.2 wird die national installierbare Elektrolyseleistung bestimmt, deren Obergrenze letztlich durch die Verfügbarkeit erneuerbaren Stroms begrenzt ist. In Kapitel 8.3 wird der Importbedarf ausgewiesen, der auf Grund der begrenzten Ausbauannahmen der Erneuerbaren Energien erfolgt. Die getroffenen Annahmen hinsichtlich der Gestehungskosten verschiedener PtX-Produkte sind in Anhang C.6 dargestellt.

8.1 Gesamtbedarf PtX

Die unterschiedlichen Ansätze der in dieser Studie betrachteten Szenarien zeigen sich deutlich im Gesamtbedarf an PtX-Produkten. Dieser ist in Abbildung 26 für die Jahre 2030 und 2045 unterteilt nach grünem Wasserstoff, sowie synthetischem Methan bzw. Kraftstoff je Sektor dargestellt. Insgesamt zeigt das Szenario „Technologieoffener Ansatz“ einen stärkeren Einsatz gegenüber dem Szenario „Fokus Elektrifizierung“.

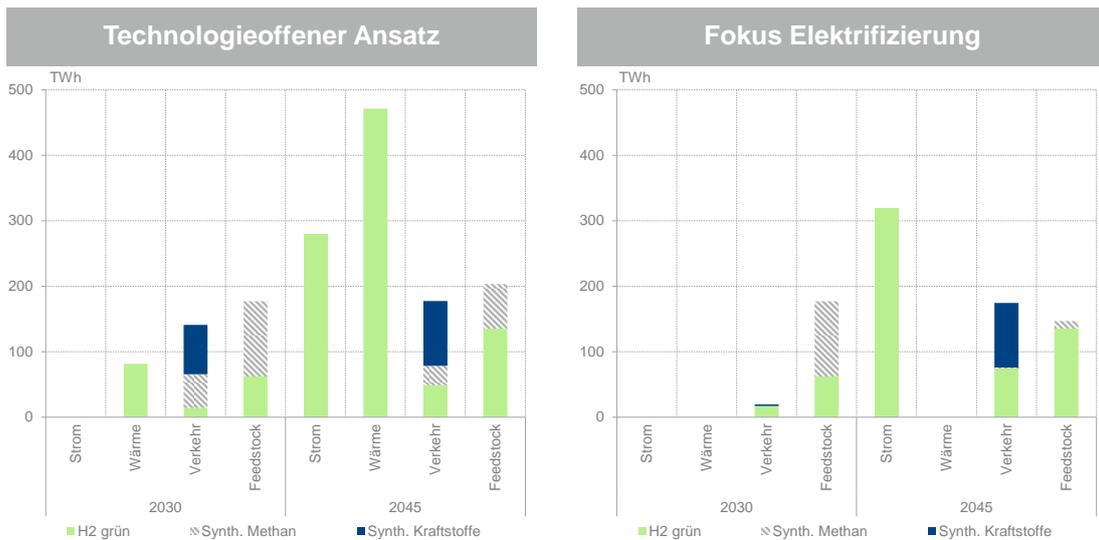


Abbildung 26: Bedarf an PtX-Produkten

Im Jahr 2030 wird im Szenario „Technologieoffener Ansatz“ bereits eine erhebliche Menge von 399 TWh an PtX-Produkten über alle Sektoren eingesetzt. Im Gegensatz dazu erfordert das Szenario „Fokus Elektrifizierung“ lediglich 197 TWh:

- Der Großteil entfällt gleichermaßen in beiden Szenarien auf den Feedstock mit 62 TWh grünem Wasserstoff, sowie 115 TWh synthetischem Methan. Das für das Jahr 2030 gesetzte CO₂-Reduktionsziel im Industriesektor erfordert den verstärkten Einsatz von CO₂-freien aber kohlenstoffhaltigen Gasen im nichtenergetischen Bereich.
- Für die bis zum Jahr 2030 notwendige Dekarbonisierung des Wärmesektors erfordert das Szenario „Technologieoffener Ansatz“ den Einsatz von 81 TWh grünem Wasserstoff. Im Szenario „Fokus Elektrifizierung“ vermeidet der verstärkte Einsatz von Strom-Wärmepumpen den Bedarf von grünem Wasserstoff.
- Im Verkehrssektor werden in beiden Szenarien nur geringe Mengen an grünem Wasserstoff benötigt. Das Szenario „Technologieoffener Ansatz“ setzt zusätzlich noch 75 TWh synthetische Kraftstoffe, sowie 51 TWh synthetisches Methan ein, um das Klimaziel 2030 zu erfüllen.
- Der Strommarkt erreicht in beiden Szenarien sein Reduktionsziel bereits ohne den Einsatz von PtX-Produkten.

Im Jahr 2045 divergieren beide Szenarien hinsichtlich ihres Bedarfs an PtX-Produkten deutlich stärker. Das Szenario „Technologieoffener Ansatz“ benötigt über alle Sektoren hinweg 1.131 TWh, wohingegen das Szenario „Fokus Elektrifizierung“ deutlich weniger, jedoch noch immer mehr als die Hälfte – in Summe 641 TWh – benötigt.

- Der Feedstock-Sektor spielt dabei nicht mehr die dominante Rolle wie im Jahr 2030. Das Szenario „Technologieoffener Ansatz“ zeigt hier eine leichte Steigerung im Bedarf ggü. dem Jahr 2030. Zur Zielerreichung werden 203 TWh benötigt, wovon 135 TWh auf grünen Wasserstoff und 68 TWh auf synthetisches Methan entfallen. Das Szenario „Fokus Elektrifizierung“ zeigt hingegen einen niedrigeren Bedarf als im Jahr 2030. Zur Zielerreichung werden hier noch 147 TWh benötigt. Die Menge setzt sich aus 135 TWh grünem Wasserstoff und 11 TWh synthetischem Methan zusammen. Der Bedarfsrückgang in diesem Szenario ergibt sich dabei aus der Verschiebung des Bioenergiepotentials des Verkehrs in den Feedstock, da dieses im Verkehr nicht mehr benötigt wird. Folglich sinkt der Bedarf an synthetischem Methan im Szenario „Fokus Elektrifizierung“.

- Die vollständige Umstellung der Gasnachfrage auf Wasserstoff im Jahr 2045 macht den Wärmemarkt zum größten PtX-Verbraucher im Szenario „Technologieoffener Ansatz“ und erfordert 471 TWh grünen Wasserstoff. Im Szenario „Fokus Elektrifizierung“ wird hingegen im Zuge eines stark zurückgehenden Gasbedarfes kein grünes/dekarbonisiertes Gas mehr benötigt.
- Der PtX-Bedarf im Verkehrssektor zeigt sich in beiden Szenarien bei insgesamt etwa 175 TWh. Dabei entfällt der Großteil des Bedarfs auf synthetische Kraftstoffe (99 TWh), welche vorwiegend im Flugverkehr eingesetzt werden.
- Auch der Strommarkt ist bis zum Jahr 2045 zunehmend auf erhebliche Mengen an grünem Wasserstoff angewiesen. Das Szenario „Technologieoffener Ansatz“ zeigt mit 279 TWh einen geringeren Bedarf als das Szenario „Fokus Elektrifizierung“ mit 320 TWh. Letzteres zeigt einen deutlich höheren Bedarf an gesicherter Leistung und hat folglich auch einen höheren Bedarf an grünen/dekarbonisierten Gasen.

Beide Szenarien sind sowohl im Jahr 2030 als auch im Jahr 2045 maßgeblich auf die Unterstützung durch grüne/dekarbonisierte Gase angewiesen, obwohl beide Energiesysteme einer gänzlich anderen Ausrichtung folgen. In Summe zeigt sich auch, dass ohne den Einsatz grüner/dekarbonisierter Gase Deutschland sowohl im Jahr 2030 als auch im Jahr 2045 seine Klimaschutzziele verfehlen wird.

8.2 Nationale Elektrolyseleistung

Die Möglichkeit der Erzeugung von Wasserstoff mittels Elektrolyse ist in den Szenarien durch die Ausbauannahmen Erneuerbarer Energien unter Abzug des Basisstromverbrauchs, sowie der direktelektrischen Stromnachfrage der Sektoren Wärme und Verkehr begrenzt. Vor diesem Hintergrund stehen in beiden Szenarien unterschiedliche Erzeugungsmöglichkeiten für grünen Wasserstoff zur Verfügung. Dies ist auf den unterschiedlichen Grad der direktelektrischen Anwendungen in den Szenarien zurückzuführen.

Abbildung 27 zeigt die national installierte Elektrolyseleistung in beiden Szenarien. Die installierten Kapazitäten im Jahr 2045 übersteigen im Szenario „Technologieoffener Ansatz“ mit 139 GW deutlich die Kapazitäten des Szenarios „Fokus Elektrifizierung“ mit 54 GW. Ersteres liegt auch im Jahr 2030 mit 35 GW um einen Faktor 7 oberhalb der Pläne der Nationalen Wasserstoffstrategie (NWS), welche lediglich 5 GW⁵⁴ vorsieht. Im Gegensatz dazu liegt das Szenario „Fokus Elektrifizierung“ im Jahr 2030 mit einem Wert nahe Null deutlich unter dem Wert der NWS.

In beiden Szenarien zeigt sich, dass die sinnvoll mögliche nationale Elektrolyseleistung durch die nationale Stromerzeugung begrenzt ist. Wie in Kapitel 6.2 erläutert wurde, werden in beiden Szenarien die nationalen EE-Ausbauannahmen voll ausgeschöpft und dementsprechend wäre auch keine höhere Elektrolyseleistung zu bedienen. Die geringere Elektrolyseleistung im Szenario „Fokus Elektrifizierung“ ergibt sich dementsprechend aus dem hohen Strom-Direktverbrauch (über Elektroheizer/Wärmepumpen), wodurch weniger Strom zur PtX-Produktion zur Verfügung steht als im Szenario „Technologieoffener Ansatz“.

⁵⁴ BMWi (2020)

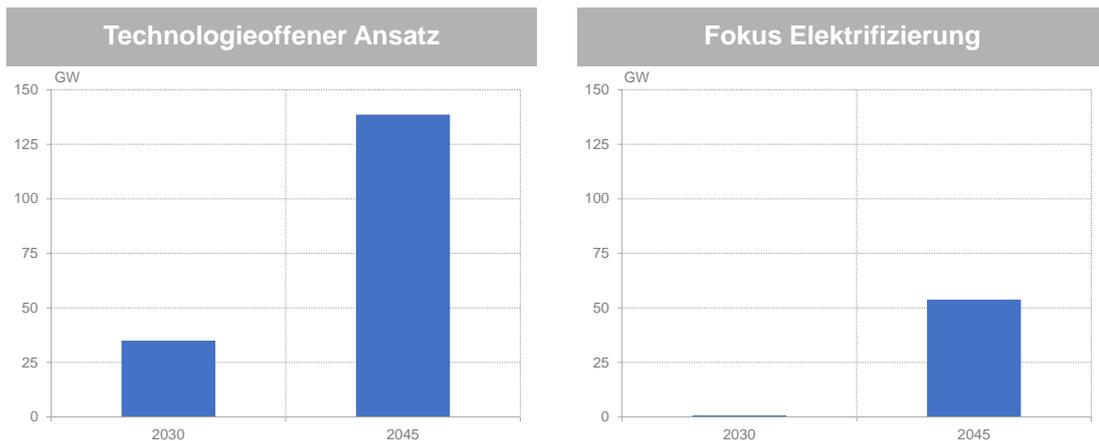


Abbildung 27: Installierte Elektrolyseleistung (national)

8.3 PtX-Importbedarf

Wie erläutert ist das nationale Potential zur Erzeugung von PtX im Wesentlichen durch die nationalen EE-Ausbauannahmen begrenzt. Daher müssen in beiden Szenarien erhebliche PtX-Mengen importiert werden.

Abbildung 28 enthält eine Gegenüberstellung der nationalen PtX-Produktion mit dem Gesamtbedarf an PtX-Produkten. Der Gesamtbedarf an PtX-Produkten übersteigt deutlich die nationalen Produktionskapazitäten. Importmengen spielen deshalb in der Betrachtung eine wesentliche Rolle. Im Jahr 2030 kann 25 % des Gesamtbedarfs im Szenario „Technologieoffener Ansatz“ durch nationale Produktion gedeckt werden und im Jahr 2045 36 %. Das Szenario „Fokus Elektrifizierung“ kann lediglich 1 % im Jahr 2030 und 24 % im Jahr 2045 der benötigten Mengen national bereitstellen.

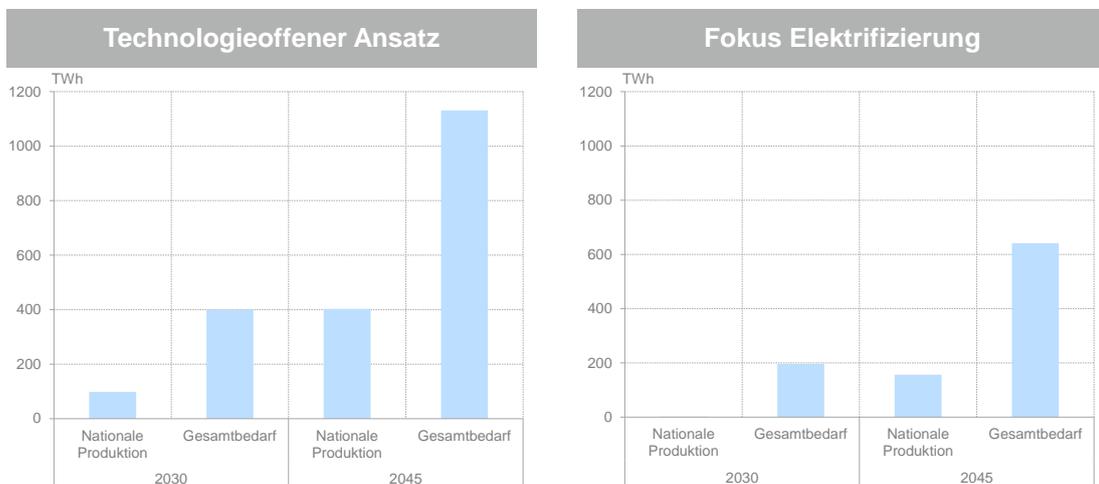


Abbildung 28: Nationale Produktion vs. Gesamtbedarf PtX

Abbildung 29 gliedert schließlich die benötigten Importmengen weiter auf. Eine nationale Produktion findet dabei ausschließlich für grünen Wasserstoff statt, sodass sämtliche Mengen an synthetischem Methan und synthetischen Kraftstoffen importiert werden müssen. Dennoch übersteigt der Bedarf an Wasserstoff in den Szenarien die nationalen Produktionsmöglichkeiten deutlich. Daher müssen in beiden Szenarien zusätzlich Wasserstoffimporte erfolgen.

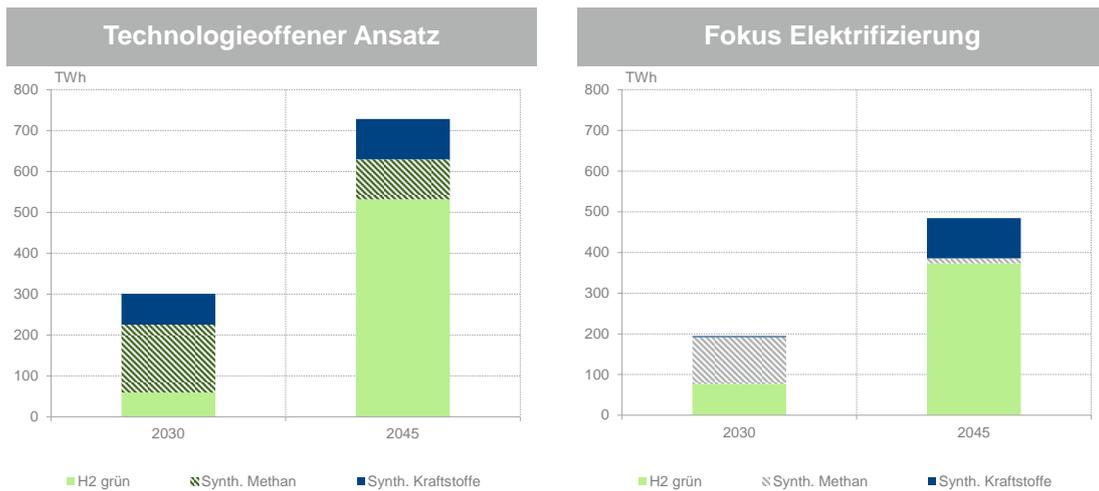


Abbildung 29: Notwendige Importmengen PtX

Im Szenario „Technologieoffener Ansatz“ sind im Jahr 2045 mit 728 TWh deutlich mehr PtX-Produkte zu importieren als im Szenario „Fokus Elektrifizierung“ mit 485 TWh. Grüner Wasserstoff hat dabei im Jahr 2045 mit 532 TWh bzw. 373 TWh den größten Anteil an den Importen in beiden Szenarien.

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass zwischen beiden Szenarien deutliche Unterschiede hinsichtlich der nationalen PtX-Produktion existieren. So ermöglicht das Szenario „Technologieoffener Ansatz“ eine höhere nationale Produktion, da eine geringere Strommenge für direktelektrische Anwendungen erforderlich ist und so größere erneuerbare Strommengen zur Verfügung stehen, als im Szenario „Fokus Elektrifizierung“. Zur Zielerreichung im Jahr 2030, als auch im Jahr 2045 sind jedoch in beiden Szenarien erhebliche Mengen an PtX-Produkten erforderlich, die die nationalen Produktionsmöglichkeiten deutlich übersteigen. Basierend auf den Annahmen zur Entwicklung der EE-Produktionskapazitäten in Deutschland ist davon auszugehen, dass diese Mengen unabhängig vom betrachteten Szenario nicht national bereitgestellt werden können. Es ist daher in beiden Szenarien erforderlich, erhebliche PtX-Mengen zu importieren. Der Aufbau einer entsprechenden PtX-Importstruktur in den nächsten Dekaden ist daher in beiden Szenarien notwendig.

9 Analyse der Netzinfrastruktur

Die unterschiedlichen Entwicklungen in den Verbrauchssektoren und der Energiebereitstellung zwischen den beiden Szenarien gehen mit erheblichen Unterschieden hinsichtlich der Anforderungen an die Strom- und Gasnetzinfrastruktur einher. Die Bedeutung der Stromnetze zur Übertragung und Verteilung nimmt durch die wachsende Nachfrage aller Sektoren in beiden Szenarien künftig weiter zu. Während die Stromgesamtnachfrage inkl. PtX und der Ausbau erneuerbarer Stromerzeugung in beiden Szenarien weitgehend identisch ist, führen die in Kapitel 6 dargelegten Unterschiede in der Struktur der Nachfrage z.B. durch den stärkeren Einsatz von Wärmepumpen zu unterschiedlichen Investitionsbedarfen im Stromnetz.

Die künftige Gasnetzinfrastruktur und die damit verbundenen Versorgungsaufgaben werden einerseits beeinflusst durch die allgemeine Nachfrageentwicklung nach gasförmigen Brennstoffen und Einsatzstoffen, welche im Szenario „Fokus Elektrifizierung“ vor allem getrieben durch den Wärmemarkt stärker rückläufig ist. Andererseits wird in beiden Szenarien, jedoch in unterschiedlichem Maße, zunehmend Wasserstoff transportiert, gespeichert und an Endkunden verteilt. So sind neben den Investitions- und Betriebskosten für die bestehende Infrastruktur auch Kosten für die Anpassung der Gasinfrastruktur zu berücksichtigen.

Mit voranschreitender Umstellung des Energiesystems in Richtung Treibhausgasneutralität wächst die Anforderung, Strom- und Gasnetze gekoppelt zu betrachten. Die Weiternutzung der bestehenden Gasinfrastruktur ermöglicht über grüne/dekarbonisierte Gase die Speicherung der erneuerbaren Stromerzeugung und kann somit sowohl kurzfristige als auch saisonale Schwankungen in Angebot und Nachfrage abfedern. Hierdurch kann sowohl der Ausbau der Stromnetze als auch der Bedarf an Batteriespeichern reduziert werden. Auch mit Blick auf die Notwendigkeit gesicherter Leistung zur Abfederung hoher und stark schwankender Residuallastspitzen bei schwankender erneuerbarer Stromerzeugung bietet ein paralleler Betrieb beider Netzinfrastrukturen Potentiale hinsichtlich der Resilienz des Gesamtsystems.

Zur Bewertung der genannten Effekte in beiden Szenarien wird eine Abschätzung der resultierenden Kosten bis zum Jahr 2045 vorgenommen und als Differenzkosten zwischen den Szenarien ausgedrückt. Der Kostenabschätzung liegt keine Netzmodellierung zugrunde. Stattdessen werden geeignete Kennzahlen zu Infrastrukturkosten auf Basis einer Literaturauswertung auf die Ergebnisse der Szenarien angewendet.

Auch die Wärmenetzinfrastruktur leistet einen wesentlichen Beitrag zur Dekarbonisierung des Wärmemarktes und wird im Zuge dessen Investitionsbedarfe für Verdichtung, Ausbau und Einbindung erneuerbarer Wärmequellen entstehen lassen. Da beiden Szenarien eine identische Entwicklung der Fernwärmenutzung zugrunde liegt, werden Wärmenetze nicht in den Netzkostenvergleich zwischen den Szenarien einbezogen.

9.1 Methodik

Grundlage für die Abschätzung der Netzkosten bilden Berechnungen zu Infrastrukturkosten aus der Literatur, aus welchen geeignete Kennzahlen, d.h. spezifische Kosten für das Strom- und Gasnetz, abgeleitet wurden. Für beide Infrastrukturen wurde als Quelle die Leitstudie der Deutschen Energie-Agentur aus 2018 herangezogen, die mit einer umfangreichen Datengrundlage den Vergleich zu den berechneten Szenarien innerhalb dieser Studie ermöglicht.⁵⁵ Dabei wurden die Daten der Szenarien „TM95“ und „EL95“ mit einem technologieoffenen Pfad gegenüber einer starken Elektrifizierung herangezogen. Für die Abschätzung wird vereinfacht von einem linearen Zusammenhang zwischen Einflussfaktoren und Kosten ausgegangen. Ein solcher Ansatz kann keine detaillierte Netzmodellierung ersetzen und ist als Abschätzung zu verstehen. Dennoch können damit die grundlegenden Kosteneffekte und ihre Größenordnungen in den beiden unterschiedlichen Energiewelten dargestellt werden.

Die Kostenbetrachtung im Stromnetz erfolgt differenziert nach Übertragungsnetzen und Verteilernetzen. In den Kosten sind entsprechend der dena-Leitstudie Kapitalkosten für Erneuerung, Ausbau und Instandhaltung, sowie Betriebskosten umfasst. Im Übertragungsnetz wird vereinfacht angenommen, dass im Wesentlichen der Ausbau von Onshore und Offshore Windenergieanlagen zum Ausbaubedarf des Netzes beiträgt und auf der anderen Seite der Einsatz von Elektrolyseuren den Transportbedarf und somit den Ausbaubedarf senkt, da diese erzeugungsnah platziert werden und so das Transportproblem vom Strom- in das Gasnetz verschieben.

Im Verteilernetz beeinflussen sowohl Spitzenlast- als auch Rückspeisefall den Bedarf an Netzausbaumaßnahmen. Ersterer ist besonders durch neue Lasten in der Niederspannung, d.h. Wärmepumpen und E-Mobilität geprägt. Letzterer tritt bei hoher Einspeisung dezentraler erneuerbarer Erzeugungsanlagen und gleichzeitig niedriger Last auf. Für die Kostenabschätzung im Verteilernetz werden daher die Spitzenlast und die installierte Leistung von Wind-, PV- und Biomasseanlagen als Skalierungsfaktoren genutzt.⁵⁶ Effekte von Flexibilitätsoptio-

⁵⁵ dena (2018)

⁵⁶ Entsprechend der genannten Treiber in dena (2018)

nen, z.B. intelligenter Laststeuerung, wurden beispielsweise beim Einsatz von Wärmepumpen, sowie batterieelektrischer Fahrzeuge bei der Bestimmung der Spitzenlast berücksichtigt. Der Einsatz der Flexibilitätsoptionen erfolgt dabei am Stromgroßhandelsmarkt.

Entsprechend dem Vorgehen in der Strominfrastruktur wurde die Kostenabschätzung auch im Gasnetz getrennt für das Fernleitungsnetz und die Verteilernetze vorgenommen. Neben Investitions- und Betriebskosten wurden auch Kosten für die Umrüstung auf Wasserstoff und den potentiellen Umbau von Netzen einbezogen. Hierfür wurden Angaben zu Kapital-, Betriebs- und Umrüstungskosten der dena-Leitstudie bzw. einer Studie im Auftrag der Fernleitungsnetzbetreiber herangezogen.⁵⁷ Im Verteilernetz erfolgt dabei die Einbindung von Wasserstoff durch Umwidmung bestehender Netze. Im Fernleitungsnetz wird die Umstellung zusätzlich durch den Neubau von Wasserstoffleitungen flankiert, um etwaige Lücken im entstehenden Wasserstofffernleitungsnetz schließen zu können. Dabei wird entsprechend der Einschätzung der FNB Gas angenommen, dass etwa 10 % der Wasserstoffnachfrage über neue Leitungen gedeckt werden wird.⁵⁸ Für die Skalierung der spezifischen Kostenparameter wurde die Entwicklung der Nachfrage nach Methan und Wasserstoff in den Szenarien angesetzt. Die Aufteilung der Nachfragemengen der Sektoren auf das Fernleitungs- und Verteilernetz erfolgte nach Angaben des Monitoringberichts 2020.⁵⁹

9.2 Gasverteilernetzbetreiber als Beschleuniger der Wärmewende

Mit einem Anteil von etwa 80 % an den Gasauspeisemengen kommt den Verteilernetzen eine wesentliche Rolle bei der verlässlichen Deckung der Gasnachfrage zu.⁶⁰ Diese umfasst nicht nur den Verbrauch der Haushalte und kleinen Gewerbebetriebe. Mehr als die Hälfte des Bedarfs von großen Industriekunden mit einem jährlichen Bedarf über 100 GWh und Gaskraftwerken (>10 MW) wird ebenfalls über die Gasverteilernetze gedeckt.⁶¹

Der Wärmemarkt stellt mit einem Anteil von 75 % an den Auspeisemengen im Gasverteiler-netz⁶² das wichtigste Nachfragesegment dar. Sein Transformationspfad hin zur Treibhausgasneutralität und die damit verbundene Technologiezusammensetzung hat somit einen entscheidenden Einfluss auf die künftige Versorgungsaufgabe der Verteilernetzbetreiber. Umgekehrt nimmt das Gasverteiler-netz mit einer anteiligen Deckung von 41 % des Endenergiebedarfs des Wärmemarktes⁶³ eine besondere Rolle in der Umsetzung der Wärmewende ein. In Abbildung 30 ist die Entwicklung der Gasmengen im Verteilernetz für beide Szenarien dargestellt. Getrieben durch die vorrangige Nutzung direktelektrischer Anwendungen im Wärmemarkt sinkt die Gasnachfrage im Szenario „Fokus Elektrifizierung“ von heute 763 TWh bereits bis 2030 um etwa 35 TWh. Die vollständige Abkehr von der Nutzung von Gasen im Wärmemarkt lässt die transportierte Gasmenge bis zum Jahr 2045 auf 260 TWh sinken. Dies entspricht einem Rückgang von 67 % gegenüber dem Jahr 2021 in diesem Szenario. Dabei handelt es sich hinsichtlich der Gasart im Jahr 2045 nur noch um synthetisches Methan, Biomethan bzw. Wasserstoff. Der Großteil dieser verbleibenden Nachfrage entfällt auf Gaskraftwerke und KWK. Für diese sinkt jedoch der Leistungsbedarf nicht im gleichen Maße wie die Jahresarbeit, da insbesondere Lastspitzen im Winter gedeckt werden müssen. Eine solche Absicherung kann im Szenario „Technologieoffener Ansatz“ mit Hilfe

⁵⁷ frontier economics (2017); Angaben bilden geschätzte durchschnittliche Kosten ab, tatsächliche Anpassungskosten können sich je nach Netzgebiet stark unterscheiden

⁵⁸ FNB Gas e.V. (2020)

⁵⁹ Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt (2021)

⁶⁰ Eigene Berechnung nach Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt (2021); 80 % = Auspeisemenge im Verteilernetz 2019 (765 TWh) / gesamte Auspeisemenge in Verteiler- und Fernleitungsnetz 2019 (951 TWh)

⁶¹ Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt (2021), Bezugsjahr 2019

⁶² Eigene Berechnung nach Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt (2021); 75 % ~ Gasnachfrage des Wärmemarktes im Verteilernetz 2021 (570 TWh) / gesamte Gasnachfrage im Verteilernetz 2021 (763 TWh)

⁶³ Eigene Berechnung nach Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt (2021); 41 % = Gasnachfrage des Wärmemarktes im Verteilernetz 2021 (570 TWh) / gesamter Endenergiebedarf des Wärmemarktes 2021 (1.384 TWh)

der bestehenden Infrastruktur einschließlich der zusätzlichen Flexibilitäten durch Gasspeicher deutlich besser gewährleistet werden.

Im Gegensatz dazu steigt innerhalb des Szenarios „Technologieoffener Ansatz“ die Nachfrage bis 2030 in allen Segmenten an. Mit Erreichen der Treibhausgasneutralität im Jahr 2045 werden über Verteilernetze noch etwa 620 TWh gasförmige Brennstoffe an Endkunden geliefert. Der Nachfragerückgang des Wärmemarktes durch Verbesserung der Gebäudeeffizienz und den Wechsel zu alternativen Heiztechnologien kann teilweise durch die erhöhte Nachfrage aus dem Verkehr und dem nichtenergetischen Rohstoffeinsatz abgedeckt werden und führt zu einem Gesamtrückgang der transportierten Gasmengen von 23 % gegenüber 2021.

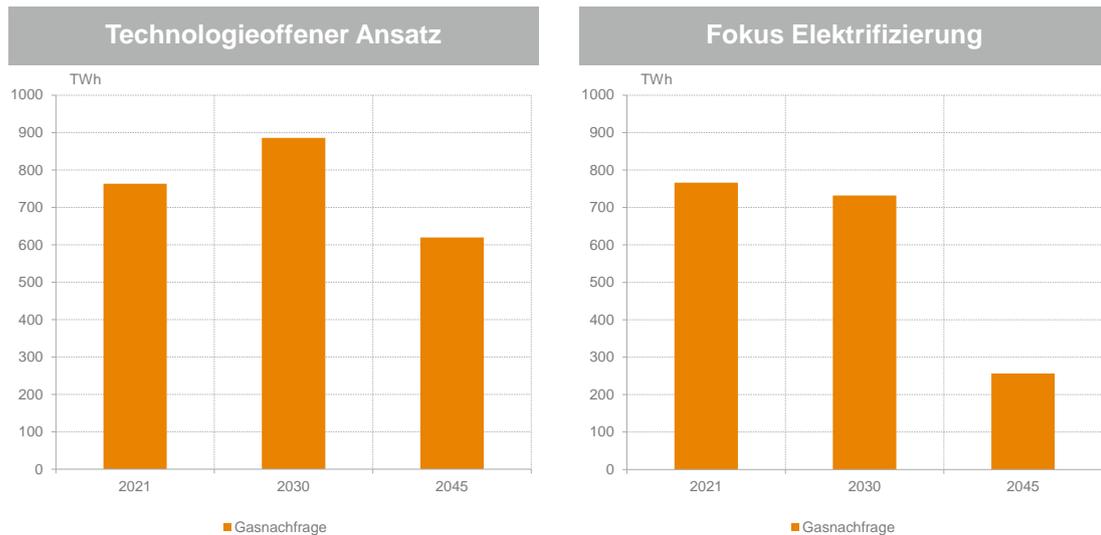


Abbildung 30: Gasmengen im Verteilernetz

Der Rückgang der transportierten Gasmengen stellt neue Anforderungen an die Verteilernetzinfrastruktur. So kann bei sinkender Auslastung ein Austauschbedarf von Betriebsmitteln wie Druckreglern und Messgeräten entstehen.⁶⁴ Eine Herausforderung stellt die Entwicklung der spezifischen Netzkosten bei starkem Absatzrückgang dar. Das Wälzen auf eine kleinere Zahl an Kunden kann den Nachfragerückgang zusätzlich verstärken. Es können Situationen entstehen, in denen Einzelkunden am Ende langer Leitungsabschnitte versorgt werden müssen. In solchen Fällen kritisch niedriger Auslastungen kann der Betrieb einzelner Netzabschnitte unwirtschaftlich und als mögliche Konsequenz Zwangsabschaltungen erforderlich werden. Solche Situationen wären vor allem im Szenario „Fokus Elektrifizierung“ zu erwarten. Eine weitere mögliche Folge könnte die geordnete Abschaltung von Kunden in bestimmten Regionen sein, deren Versorgung dann anderweitig sichergestellt werden müsste. Zusätzlich zur Frage der Refinanzierung der Netze bei stark sinkenden Anschlusszahlen bedarf es auch hierfür eines Lösungsansatzes über den regulatorischen und rechtlichen Rahmen. Von der Notwendigkeit eines umfassenden Umbaus der Verteilernetzinfrastruktur wird beim Wegfall der gesamten Nachfrage des Wärmemarktes im Szenario „Fokus Elektrifizierung“ ausgegangen. Durch die drastische Reduktion der Anschlusspunkte ist das Verteilernetz im Jahr 2045 in diesem Szenario nicht mehr als typisches eng vermaschtes Netz im heutigen Sinne zu verstehen. Dies kann zusätzlich mit einer Schwächung der gewohnten Versorgungssicherheit in diesem Zusammenhang einhergehen.

Neben der Entwicklung der Mengen wird die Art des transportierten Gases die Transformationsaufgabe der Verteilernetzbetreiber prägen. Abgesehen von Biomethan und syntheti-

⁶⁴ Umweltbundesamt (2019)

schem Methan, welche bereits heute ohne technische Einschränkungen in die Gasnetzinfrastruktur integriert werden können, wird Wasserstoff in allen Sektoren eine Schlüsselrolle zur Erreichung der Klimaziele einnehmen. Abbildung 31 stellt die transportierten Gasmengen im Verteilernetz nach Gasart für beide Szenarien gegenüber. Der deutlich höhere Einsatz von Wasserstoff im Szenario „Technologieoffener Ansatz“ lässt sich vor allem durch den Bedarf des Wärmemarktes erklären. Der Einsatz des Wasserstoffes trägt dort maßgeblich zur Erreichung des CO₂-Reduktionsziels sowohl im Jahr 2030 als auch im Jahr 2045 bei. Besonders für Bestandsgebäude, die ohne umfangreiche Sanierungsmaßnahmen oder aus baulichen Gründen nicht für den Einsatz von Wärmepumpen geeignet sind, stellt die Nutzung von H₂ eine effiziente Alternative zur flächendeckenden CO₂-Minderung in der Wärmeversorgung dar. Auch im Szenario „Fokus Elektrifizierung“ besteht in den Sektoren Verkehr, Industrie und Stromerzeugung zur langfristigen Erreichung der Treibhausgasneutralität eine Nachfrage nach Wasserstoff an den heute dem Verteilernetz zuzuordnenden Ausspeisepunkten von etwa 250 TWh.

Die Darstellung gibt noch keinen Hinweis darauf, ob die Wasserstoffmengen im Stützjahr 2030 durch Beimischung oder über vollständig auf H₂ umgestellte Leitungen bereitgestellt werden. Dies ist vor allem abhängig von den Anforderungen der Abnehmer hinsichtlich der Gasqualität. Eine Beimischung von Wasserstoff in das bestehende Methanetz und eine schrittweise Erhöhung des Anteils bietet den Vorteil eines relativ kurzfristigen, flächendeckenden CO₂-Minderungspotentials. Alternativ oder auch in Kombination ist eine gebietsweise, vollständige Umwidmung einzelner Netzabschnitte nach Prüfung der Anlagenanforderungen denkbar.⁶⁵ In einigen kleinen Gebieten wird klimaneutrales Methan in den Verteilernetzen bereitgestellt, insbesondere zur Bereitstellung des Gasbedarfs im Feedstock-Bereich.

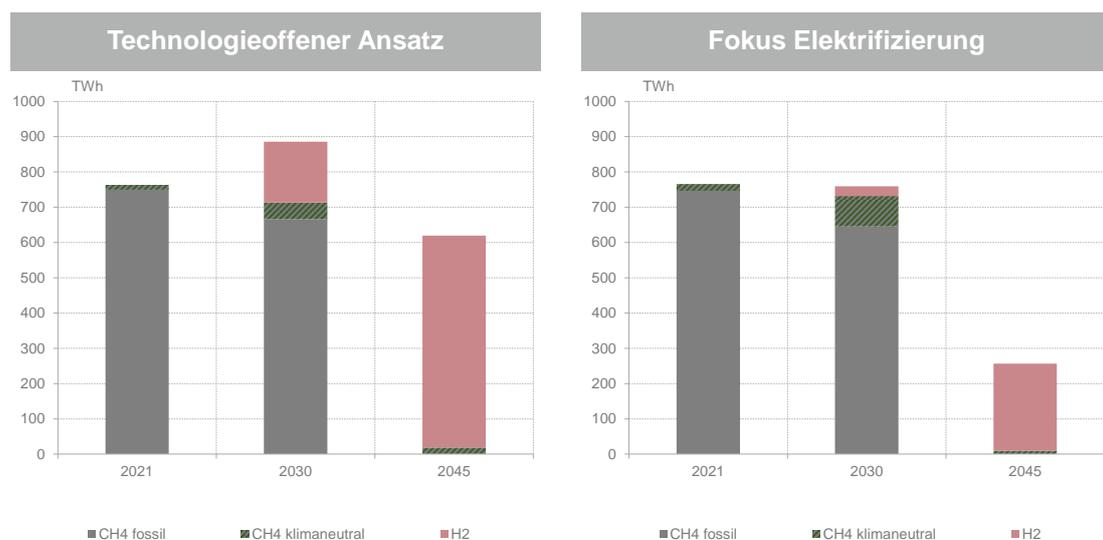


Abbildung 31: Gasmengen im Verteilernetz nach Gasart

Gasverteilernetzbetreiber tragen zur Versorgungssicherheit einer großen Zahl an Endkunden bei. Während heute vor allem fossiles Erdgas in den Netzen transportiert wird, kann künftig durch die Integration grüner/dekarbonisierter Gase ein wesentlicher Beitrag zur Erreichung der Klimaziele geleistet werden. Den Herausforderungen der Wärmewende, der Trägheit des Marktes hinsichtlich Sanierungsmaßnahmen und Heizsystemwechseln, kann mit der Nutzung klimaneutraler Gase in der bestehenden Infrastruktur begegnet werden. Hierbei kann sich insbesondere der Ansatz der „zentralen Dekarbonisierung“ durch wenige Akteure, wie Gaslieferanten oder Gasproduzenten, als beschleunigender Faktor erweisen, gegenüber dem Ansatz, diese Entscheidung jedem einzelnen Endkunden zu überlassen.

⁶⁵ Umweltbundesamt (2019)

Um das Potential der Verteilernetze nutzbar zu machen, bedarf es Anpassungen der Infrastruktur in Richtung H₂-Readiness, für welche schnellstmöglich die nötigen Voraussetzungen geschaffen werden sollten. Bei einer Entwicklung mit drastischem Rückgang der Gasnachfrage, wie im Szenario „Fokus Elektrifizierung“ dargestellt, können Gasverteilernetzbetreiber zusätzlich mit der Aufgabe einer umfangreichen Umgestaltung der Netzinfrastruktur konfrontiert sein.

Für die zukünftige Ausrichtung der heutigen Gasverteilernetzbetreiber ist es dringend notwendig Klarheit über den gewünschten Pfad der Klimazielerreichung zu erlangen. Ein klares Bekenntnis pro oder contra der Gasinfrastruktur – insbesondere zur Erreichung der Klimaziele – muss durch die Politik gegeben werden. Nur dann können die Unternehmen ihrer Aufgabe der bedarfsgerechten, zukunftsfähigen Planung und Weiterentwicklung der Infrastrukturen nachkommen und die dafür notwendigen Maßnahmen ergreifen.

9.3 Ergebnis Netzkosten

Abbildung 32 zeigt die Ergebnisse der Netzkostenabschätzung für Strom- und Gasnetze als Gegenüberstellung der kumulierten Gesamtkosten für den Zeitraum 2021 bis 2045 für die Szenarien „Technologieoffener Ansatz“ und „Fokus Elektrifizierung“. Die anfallenden Kosten im Stromnetz übersteigen mit 696 Mrd. € und 852 Mrd. € deutlich die Kosten in den Gasnetzen von 226 Mrd. € und 164 Mrd. €. Kosten für die Weiterentwicklung und den Betrieb der Wärmenetze sind im Systemkostenvergleich nicht inkludiert, da diese in beiden Szenarien identisch sind.

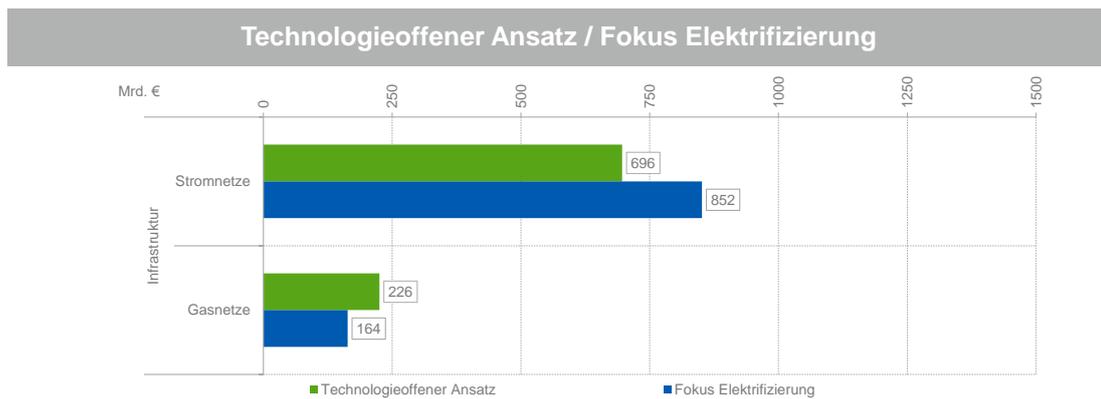


Abbildung 32: Systemkosten im Zeitraum 2021 - 2045 der beiden Szenarien (Infrastrukturkosten)

In Abbildung 33 werden die Infrastrukturkosten der Szenarien als Differenzkosten zwischen den Szenarien dargestellt. In Bezug auf die anfallenden Kosten im Stromnetz hat das Szenario „Technologieoffener Ansatz“ einen Vorteil von insgesamt 155 Mrd. €. Etwa drei Viertel davon lassen sich auf die Einsparungen im Verteilernetz zurückführen. Dabei tragen direktelektrische Wärmeerzeuger und die E-Mobilität im Szenario „Fokus Elektrifizierung“ mit 120 GW und im Szenario „Technologieoffener Ansatz“ mit 68 GW zur Spitzenlast im Jahr 2045 bei. Die steigenden Mengen erneuerbarer Stromerzeugung, welche im Szenario „Fokus Elektrifizierung“ vor allem die Nachfrage direktelektrischer Anwendungen decken, werden im Szenario „Technologieoffener Ansatz“ durch Elektrolyseure mit räumlicher Nähe zu den Erzeugern aufgenommen und den Endkunden in Form von grünem Wasserstoff über das Gasnetz bereitgestellt. Gasspeicher, die für die Aufnahme von Wasserstoff umgerüstet werden, bieten hierbei den zusätzlichen Vorteil der saisonalen Speicherung. Durch die höhere Bereitstellung von Flexibilität durch Elektrolyseure im Szenario „Technologieoffener Ansatz“ können zusätzliche Kosten von insgesamt 35 Mrd. € im Übertragungsnetz eingespart werden. Etwa ein Drittel des Netzneubaus und der Verstärkungen im Übertragungsnetz erfolgt als Erdverkabelung. Herausforderungen hinsichtlich der Akzeptanz geplanter Freileitungsvorhaben und somit die mögliche Umsetzung durch Erdverkabelung könnten somit das Kostendelta weiter erhöhen.

Die Kostenvorteile im Stromnetz in Höhe von 155 Mrd. €, die sich für das Szenario „Technologieoffener Ansatz“ ergeben, werden bis zum Jahr 2045 zum Teil durch die anfallenden Kosten im Gasnetz kompensiert. Im Zeitraum bis zum Jahr 2045 sind im Szenario „Technologieoffener Ansatz“ Zusatzkosten des Gasnetzes in Höhe von 62 Mrd. € zu erwarten. Davon entfallen 38 Mrd. € auf Kapital- und Betriebskosten für den Transport von Gasen. Wesentlich ist, dass im Szenario „Fokus Elektrifizierung“ der Wärmemarkt im Jahr 2045 vollständig auf die Nutzung von Gasen verzichtet. Daneben fallen in beiden Szenarien Kosten für die Umstellung der Infrastruktur auf Wasserstoff an. Diese Umrüstkosten beinhalten lediglich Aufwendungen für neue Betriebsmittel, die dem Netz selbst zuzuordnen sind und nicht eventuelle Anpassungen an Endkundenanlagen. In der Modellierung bis zum Jahr 2045 werden alle heute verfügbaren Gasthermen mindestens einmal ausgetauscht. Für die Berechnung wird angenommen, dass Ersatzgeräte für den Einsatz von 100 % Wasserstoff geeignet sind. Dem gegenüber stehen im Szenario „Fokus Elektrifizierung“ aufgrund des starken Rückgangs der transportierten Gasmengen Kosten für die Infrastrukturanpassungen im Fernleitungs- und Verteilernetz. Diese richten sich nach dem prozentualen Rückgang der transportierten Gasmengen in Fernleitungs- und Verteilernetzen von -37 % bzw. -68 %. Der für den internationalen Gastransit genutzte Teil des Fernleitungsnetzes bleibt davon unberührt.

In Summe ergibt sich schließlich ein kumulierter Kostenvorteil der Netzinfrastruktur des Szenarios „Technologieoffener Ansatz“ gegenüber dem Szenario „Fokus Elektrifizierung“ in Höhe von 94 Mrd. € im Zeitraum 2021 – 2045.

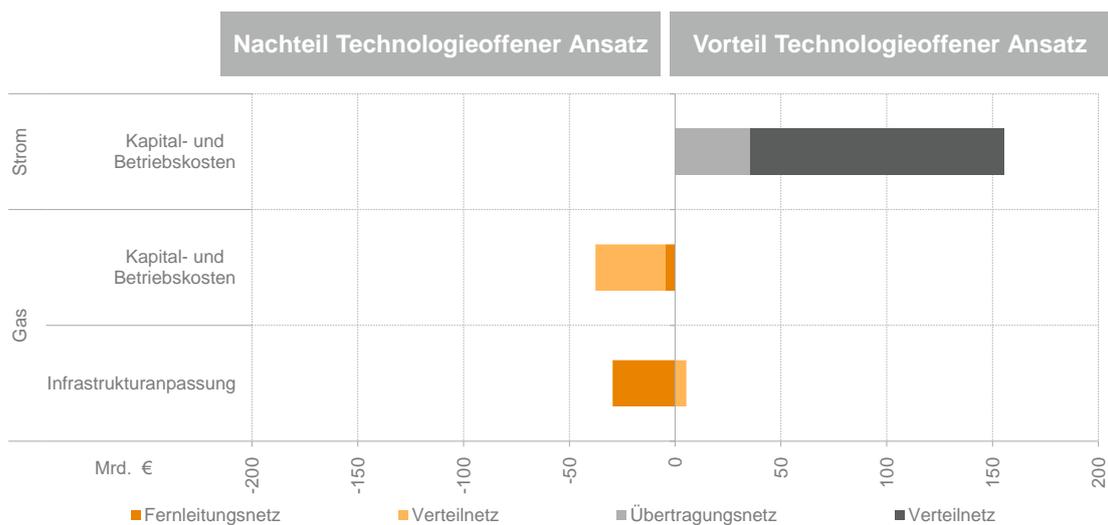


Abbildung 33: Differenzen Infrastrukturkosten im Zeitraum 2021 - 2045

10 Kostenvergleich der Szenarien

In den Kapiteln 4 bis 9 wurde die Entwicklung des Energiesystems in zwei Szenarien beschrieben und es wurden die Wechselwirkungen und Herausforderungen, die innerhalb der einzelnen Sektoren auftreten, analysiert. In diesem Kapitel wird geprüft, welches der beiden Szenarien zur künftigen Ausgestaltung des Energiesystems geringere volkswirtschaftliche Kosten verspricht und ob sich dieser Kostenvorteil auch auf die Endkunden überträgt.

Hierfür werden in Kapitel 10.1 die volkswirtschaftlichen Kostendifferenzen der beiden Szenarien im Zeitraum 2021 bis 2045 ermittelt und verglichen. In Kapitel 10.2 wird anschließend geprüft, ob sich die ermittelten volkswirtschaftlichen Kostenvorteile auch in der betriebswirtschaftlichen Realität der Endkunden wiederfinden.

10.1 Die volkswirtschaftliche Perspektive zeigt die Vorteilhaftigkeit der Nutzung der bestehenden Gasinfrastruktur

Für die volkswirtschaftliche Kostenbewertung werden die Kosten der verschiedenen Sektoren für den Zeitraum 2021 bis 2045 aggregiert und für beide Szenarien ausgewiesen. Hierfür werden die folgenden Kostenpositionen erfasst:

- Im Wärmesektor werden die Investitionskosten der Heiztechnologien, sowie deren Betriebskosten berücksichtigt, die im Zeitraum 2021 bis 2045 anfallen. Weiterhin werden die in diesem Zeitraum durch Sanierungstätigkeiten ausgelösten Investitionen im Gebäudebereich gesondert erfasst und ausgewiesen.
- Im Verkehrssektor werden die Investitionen in Fahrzeuge, sowie deren Betriebskosten im Zeitraum 2021 bis 2045 erfasst. Neben diesen Kosten sind außerdem die Kosten der Erschließung der Autobahnen mit Oberleitungen enthalten.
- Im Stromsektor werden die Investitionen und Betriebskosten des Erzeugungsparks im Zeitraum 2021 bis 2045 erfasst. Hierunter fallen sämtliche erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien, wie Wind Onshore und Offshore Anlagen, Aufdach- und Freiflächenphotovoltaikanlagen. Zudem werden die gesicherten Leistungen erfasst, die maßgeblich durch gasbasierte Kraftwerke, sowie Batteriespeicher bereitgestellt werden.
- Weiterhin wurden die Investitions- und Betriebskosten der zu installierenden PtX-Technologien im Inland bestimmt. Hierbei sind die Kosten für die Bereitstellung des erneuerbaren Stroms bereits in den Betrachtungen des Strommarktes als Investitionskosten in erneuerbare Erzeugungstechnologien enthalten. Somit sind in der Position „PtX-Inlandsproduktion“ nur die Kosten für die Errichtung von Elektrolyseuren in Deutschland inkludiert.⁶⁶
- In der Position „Energieträger inkl. PtX“ sind die Kosten der Energieträger im Zeitraum 2021 bis 2045 bilanziert, die nicht in Deutschland selbst erzeugt werden oder noch nicht in den vorher diskutierten Kostenpositionen enthalten sind. Es werden somit die Kosten von Erdgas, Steinkohle, Braunkohle, Kernbrennstoffen und Öl bilanziert, aber auch die Kosten der Importe von PtX-Produkten und blauem Wasserstoff berücksichtigt. Die Kosten für die fossilen Brennstoffe des Feedstock-Sektors sind im Kostenvergleich nicht berücksichtigt, da sie in beiden Szenarien gleichermaßen durch alternative Einsatzstoffe substituiert werden und somit zu keinem Kostendelta führen. Zudem wird ein zwischen den Szenarien auftretendes geringes Delta in den CO₂-Emissionen bewertet und ebenfalls in diese Position aufgenommen.
- Schließlich werden auch die Kosten der Strom- und Gasnetzinfrastruktur berücksichtigt. In den Positionen sind die Investitions- und Betriebskosten, sowie die Kosten für die Anpassung des Gasnetzes in Bezug auf stark veränderte Gasmengen und dessen Umwidmung für den Wasserstofftransport enthalten.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass die Bewertung der Systemkosten die Investitions- und Betriebskosten der Nachfragesegmente, Kosten für Brennstoffe, Kosten von PtX-Technologien, sowie Kosten der Strom- und Gasinfrastruktur für den Zeitraum 2021 bis 2045 umfasst. Für alle Investitionen wurde dabei ein einheitlicher Zinssatz von 3 % angesetzt. Nicht in der Betrachtung enthalten sind die Kosten für die Anlagenerneuerung der

⁶⁶ Anmerkung: In den Szenarien wird ausschließlich grüner Wasserstoff und keine anderen PtX-Produkte in Deutschland erzeugt. Anderenfalls wären in dieser Position auch Kosten der Methanisierung für synthetisches Methan oder Kosten der Fischer-Tropsch-Synthese oder der Methanolroute enthalten.

Chemie- und Stahlindustrie entsprechend Kapitel 7. Die Entwicklungen sind jedoch in beiden Szenarien identisch und können daher vernachlässigt werden.

Abbildung 34 stellt die ermittelten Systemkosten der verschiedenen Segmente vergleichend für die beiden Szenarien gegenüber. Die jeweiligen einzelnen Kostenpositionen werden nachfolgend detaillierter erläutert.

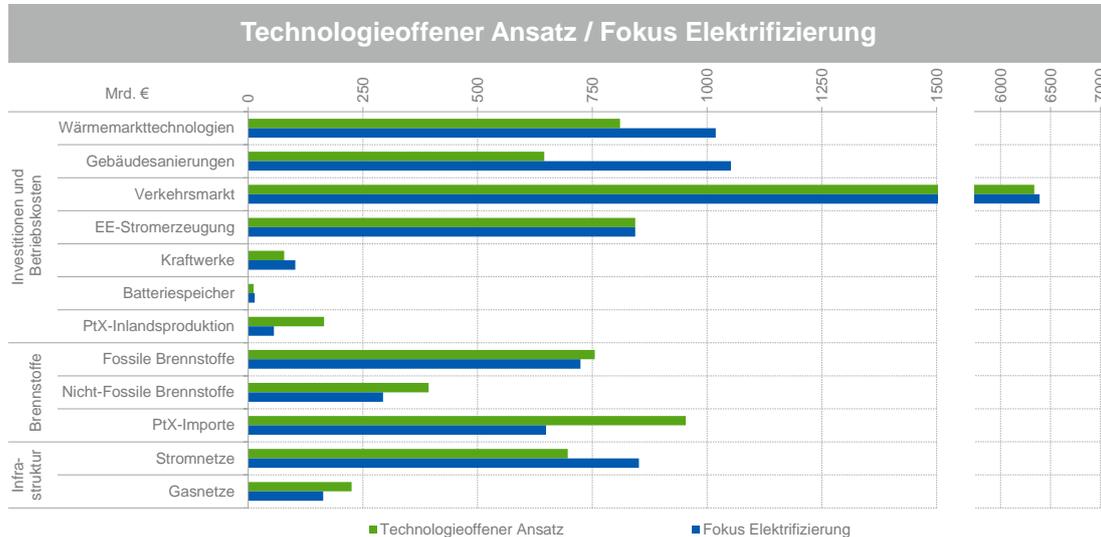


Abbildung 34: Systemkosten im Zeitraum 2021 - 2045 der beiden Szenarien

Investitions- und Betriebskosten

Innerhalb der Gruppe der Investitions- und Betriebskosten stellen die Technologiekosten im Verkehrsmarkt den weitaus größten Posten dar, jedoch mit vergleichsweise geringer Differenz zwischen den beiden Szenarien. Im Straßenverkehr wird im Szenario „Fokus Elektrifizierung“ frühzeitig ein Wechsel auf Elektrofahrzeuge forciert. In dieser Phase sind die Fahrzeuge aus reiner Vollkostensicht jedoch in den meisten Segmenten noch teurer als die konventionellen Alternativen. Da die Fahrzeuge trotzdem zur Anwendung kommen, führt dies dazu, dass die Investitions- und Betriebskosten in den ersten Jahren höher sind als im Szenario „Technologieoffener Ansatz“. Im späteren Verlauf gleichen sich die Investitions- und Betriebskosten an. Insgesamt ergeben sich über den gesamten Prognosezeitraum hierfür Mehrkosten in Höhe von 54 Mrd. €. Die Entwicklung des Schienen-, Schiffs- und Luftverkehrs gleichen sich in beiden Szenarien. Damit sind auch die Systemkosten identisch.

Der deutlich stärkste Kostenunterschied zeigt sich im Bereich der Sanierungskosten für die Gebäudehülle. Die für die hohe Durchdringung von Wärmepumpen benötigten Zusatzanstrengungen im Bereich der Gebäudeeffizienz im Szenario „Fokus Elektrifizierung“ führen zu Mehrkosten von 407 Mrd. €, wobei der Berechnung keine Annahme zu möglichen Preissteigerungen zugrunde liegen. Zudem bewegen sich die verwendeten spezifischen Kennwerte in €/m² für Sanierungsvorhaben am unteren Rand der typischen Kostenschätzungen. Das Ergebnis ist deshalb als konservativ einzustufen.

Neben den Kosten für die Gebäudehülle ergeben sich auch für die Endkundenanwendungen im Wärmemarkt hohe Einsparungen im Szenario „Technologieoffener Ansatz“. Diese liegen bei 209 Mrd. €/a. Die Einsparungen sind insbesondere auf die Möglichkeit zurückzuführen, dass im Szenario „Technologieoffener Ansatz“ kostengünstigere Systeme auf Basis von grünen/dekarbonisierten Gasen verwendet werden können. Wärmepumpen weisen höhere Investitionskosten auf, was sich letztlich in einem Nachteil des Szenarios „Fokus Elektrifizierung“ niederschlägt.

Im Strommarkt wird der Kostenvorteil des Szenarios „Technologieoffener Ansatz“ vor allem durch geringere Investitionen in gesicherte Leistung verursacht. Aufgrund der vollständigen

Ausnutzung der EE-Ausbauannahmen in beiden Szenarien besteht kein Kostendelta für den Bau erneuerbarer Stromerzeugungstechnologien. Durch die parallele Nutzung der Strom- und Gasinfrastruktur lassen sich im Szenario „Technologieoffener Ansatz“ jedoch Investitionen in gesicherte Leistung in Höhe von 26 Mrd. € einsparen.

Höhere Kosten im Szenario „Technologieoffener Ansatz“ ergeben sich vor allem im Bereich der Bereitstellung der PtX-Anlagen im Inland. Hierfür fallen im Szenario „Technologieoffener Ansatz“ Zusatzkosten in Höhe von 109 Mrd. € an.

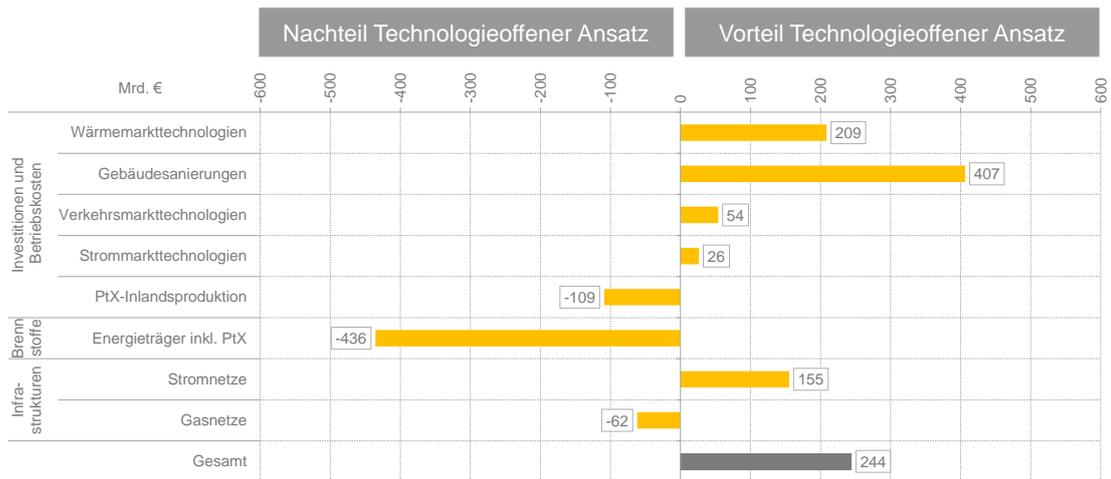
Energieträger inkl. PtX

Ein Nachteil des Szenarios „Technologieoffener Ansatz“ wird durch die Zusatzkosten der notwendigen Brennstoffe verursacht. Dies umfasst sowohl fossile Brennstoffe als auch die Importe von PtX-Produkten und blauem Wasserstoff. Weiterhin sind auch die Kosten für biogene Energieträger, sowie für türkisen Wasserstoff enthalten. Die Bereitstellung grüner/dekarbonisierter Gase erfolgt zwar zum Teil durch die heimische Wasserstoffproduktion. Etwa zwei Drittel des gesamten Bedarfs an PtX-Produkten muss im Jahr 2045 jedoch importiert werden. Hinzu kommen noch Kosten für die nationale Bereitstellung von türkischem Wasserstoff, sowie für den Import von blauem Wasserstoff. Über den gesamten Zeitraum fallen für die Bereitstellung von Energieträgern 436 Mrd. € zusätzlich bis 2045 an. Hiervon entfallen über 300 Mrd. € Mehrkosten im Szenario „Technologieoffener Ansatz“ auf die Importe von PtX-Produkten. Der Rest entfällt in erster Linie auf die Produktion bzw. den zusätzlichen Import von fossilen und anderen nicht-fossilen Brennstoffen, was insbesondere durch den Verkehrssektor getrieben wird.

Infrastrukturkosten

Schließlich drücken sich die unterschiedlichen Dekarbonisierungsstrategien der Szenarien in deutlich unterschiedlichen Infrastrukturanforderungen aus, vgl. auch die detaillierten Erläuterungen in Kapitel 9. Die hohe installierte Leistung an Elektrolyseuren mindert im Szenario „Technologieoffener Ansatz“ den Transportbedarf erneuerbarer Stromerzeugung und somit die Ausbaurkosten im Übertragungsnetz. Zusätzlich werden Investitionen in die Verteilernetze eingespart, da diese eine deutlich geringere Belastung durch Wärmepumpen und Elektromobilität erfahren. Der Kostenvorteil des Stromnetzes summiert sich auf 155 Mrd. €. Dem gegenüber stehen Zusatzkosten für den Erhalt und die Weiterentwicklung der Gasinfrastruktur, welche mit 62 Mrd. € jedoch nur 40 % der vermiedenen Kosten im Stromnetz ausmachen. Da die Berechnung der Infrastrukturkosten einem vereinfachten Ansatz folgt ist sie mit gewissen Unsicherheiten verbunden. In der Gesamtbetrachtung zeigt sich jedoch auch ohne diese Kostenposition ein Vorteil des Szenarios „Technologieoffener Ansatz“.

Abbildung 36 stellt zusammenfassend die Kostenvorteile des Szenarios „Technologieoffener Ansatz“ gegenüber dem Szenario „Fokus Elektrifizierung“ über den Betrachtungszeitraum in Form der Kostendifferenzen dar. Zum kumulierten Vorteil von 851 Mrd. € des Szenarios „Technologieoffener Ansatz“ tragen insbesondere eingesparte Kosten bei der Gebäudesanierung, bei Wärmemarkttechnologien und im Stromnetzausbau bei. Demgegenüber steht ein Kostennachteil des Szenarios von insgesamt 606 Mrd. €, welcher insbesondere auf die Produktion und den Import von Energieträgern und PtX begründet ist.



35: Systemkostendifferenzen im Zeitraum 2021 - 2045 der beiden Szenarien

Das Szenario „Technologieoffener Ansatz“ zeigt somit in vielen Bereichen deutliche Kostenvorteile. Gleichzeitig ermöglicht dieses Szenario, sämtliche zur Verfügung stehende Technologien zum Erreichen der Klimaschutzziele zu nutzen und stellt in einzelnen Sektoren nicht singular auf bestimmte Technologien ab. Diese Kostenvorteile übersteigen den Nachteil der höheren Energieträgerimporte deutlich. In Summe ergibt sich ein Kostenvorteil im Zeitraum 2021 bis 2045 in Höhe von 244 Mrd. €. Im nachfolgenden Kapitel wird untersucht, inwiefern sich dieser volkswirtschaftliche Kostenvorteil auch in den betriebswirtschaftlichen Entscheidungen der Endkunden wiederfindet.

10.2 Die betriebswirtschaftliche Perspektive der Endkunden spiegelt nicht die ermittelten volkswirtschaftlichen Kostenvorteile wider

In Kapitel 10.1 wurden die kumulierten volkswirtschaftlichen Kosten in den beiden Szenarien zur Dekarbonisierung des Energiesystems in Deutschland bis 2045 verglichen. Es hat sich gezeigt, dass aus volkswirtschaftlich bzw. gesellschaftlicher Perspektive das Szenario „Technologieoffener Ansatz“ einen deutlichen Vorteil in Höhe von ca. 244 Mrd. € gegenüber dem Szenario „Fokus Elektrifizierung“ bietet.

Wie bereits an verschiedenen Stellen angedeutet, spiegelt sich ein volkswirtschaftlicher Vorteil nicht zwangsläufig in einem betriebswirtschaftlichen Vorteil aus Endkundensicht wider. So kann ein Endkunde beim Kostenvergleich verschiedener Systeme zu einer Investitionsentscheidung verleitet werden, welche konträr zu dem volkswirtschaftlich besseren Pfad verläuft. Die Gründe hierfür können vielfältiger Natur sein, sind jedoch auch in politische Fehlansätze zu suchen, welche über die Gestaltung der Abgaben, Umlagen und Steuern oder von Fördermechanismen Entscheidungen von Endkunden begünstigen, die aus volkswirtschaftlicher Sicht verfehlt sind. Hinzu kommt die Tatsache, dass in Mietshäusern die Wahl des Heizsystems meist auf der Seite des Vermieters liegt. Häufig bleiben so sinnvolle Investitionen aus, obwohl sich diese positiv auf die Klimaschutzziele auswirken würden.

Um dies zu veranschaulichen sind in Abbildung 36 beispielhaft die Vollkosten von drei Heizsystemen am Endkunden (Haushaltskunden) dargestellt. Diese setzen sich zusammen aus den annuisierten Investitionskosten zzgl. fixer und variabler Betriebskosten. Für die Betrachtung wird die Strom-Wärmepumpe, sowie Gastherme, jeweils mit Erdgas und grünem Wasserstoff als Brennstoff, im Bestand und im Neubau verglichen. Zur Veranschaulichung wird dabei davon ausgegangen, dass die Kosten der Bereitstellung von grünem Wasserstoff (z.B. mittels eines geeigneten Bilanzierungssystems) beim Endkunden wirksam werden. Für den Einsatz der Luft-Wasser-Wärmepumpe im Bestand werden zusätzlich die Kosten einer Sanierung unterstellt, um die notwendige Effizienz des Gebäudes zu gewährleisten. In der

Endkundenpreisberechnung sind bereits nEHS-Preise⁶⁷ berücksichtigt. Die weiterhin enthaltenen Netzentgelte für Strom und Gas wurden aus Vereinfachungsgründen konstant gehalten. Diese Darstellung zeigt die betriebswirtschaftlichen Überlegungen von Endkunden und ist letztlich unabhängig von den volkswirtschaftlichen Szenarien dieser Studie.

Zunächst wird deutlich, dass der Einsatz von grünem Wasserstoff in der Gas-Brennwerttherme unter den aktuellen Rahmenbedingungen sowohl im Bestand als auch im Neubau das betriebswirtschaftliche Schlusslicht bildet. Bleiben diese Bedingungen bestehen, so kann lediglich in Bestandsbauten im Jahr 2045 ein gewisser Kostenvorteil gegenüber einer Sanierung in Kombination mit einer Wärmepumpe ein entsprechender Vorteil erzielt werden. Darüber hinaus zeigt sich im Bestand, dass der Einsatz von Erdgas in der Gas-Brennwerttherme bis 2045 die günstigste Variante bleiben würde. Ohne einen hohen nEHS-Preis oder einer Förderung grünen Wasserstoffs bestehen keine finanziellen Anreize zum Brennstoffwechsel.

Es ist zu beachten, dass aufgrund der deutlich geringeren Effizienzen Strom-Wärmepumpen nur schwer in Bestandsgebäuden einzusetzen sind. Folglich müsste der Endkunde zusätzlich zum Heizsystem auch die Kosten der Sanierung tragen. Hier ist davon auszugehen, dass nur wenige der anstehenden Heizsystemwechsel in Bestandsgebäuden mit Sanierungsmaßnahmen flankiert werden. Es ergibt sich, dass meist Gasthermen als Heiztechnologie gewählt werden, aber mit fehlendem Anreiz für den Einsatz von grünen/dekarbonisierten Gasen und somit Erdgas zum Einsatz kommt. Die vorgesehenen Restriktionen fossiler Brennstoffe z.B. über den nEHS-Preis machen den Einsatz von grünem Wasserstoff im Wärmemarkt kurz- oder mittelfristig nicht kostengünstiger. In Summe reizt der aktuelle politische Rahmen daher im Bestand den volkswirtschaftlich sinnvollen Wechsel zu grünen/dekarbonisierten Gasen nicht an. Strombasierte Heiztechnologien liegen in dem vereinfachten Kostenvergleich an zweiter Stelle. Folglich zeigen sich die im vorherigen Kapitel ermittelten volkswirtschaftlichen Vorteile der grünen/dekarbonisierten Gase nicht in der betriebswirtschaftlichen Realität am Endkunden in Bestandsgebäuden.

Im Neubau ist durch höhere Effizienzstandards die Strom-Wärmepumpe auch aus betriebswirtschaftlicher Sicht eine Alternative zur Gas-Brennwerttherme auf Basis von Erdgas. Dennoch ist auch hier erkennbar, dass der nEHS-Preis kaum Einfluss auf die Kostenstruktur hat. Es wird im Vergleich von zunehmend höheren Effizienzen der Systeme im Zeitverlauf ausgegangen, die wiederum auf einen geringen Wärmebedarf des Neubaus treffen. Hierdurch ist die Kostenstruktur – im Vergleich zum Bestandsbau – deutlich stärker von den Investitionskosten abhängig. Der nEHS-Preis auf Erdgas entfaltet daher nur eine geringe Wirkung und wird von zunehmenden Effizienzen von beispielsweise Wohnraumlüftung mit Wärmerückgewinnung teils (über-)kompensiert. Dennoch spielt im Neubau grüner Wasserstoff keine nennenswerte Rolle, da dieser Energieträger unter den aktuellen politischen Rahmenbedingungen betriebswirtschaftlich uninteressant ist. Gas-Brennwertthermen und Wärmepumpen sind daher die vorherrschenden Technologien, wie auch eine Analyse des BDEW zeigt.⁶⁸ Die Gas-Brennwertthermen werden vorwiegend mit Erdgas befeuert.

⁶⁷ Der nEHS-Preis umfasst seit 2021 eine nationale CO₂-Bepreisung nach BEHG. Dieser Preis gilt für die Inverkehrbringer von fossilen Brennstoffen und damit insbesondere für die Sektoren Wärme und Verkehr. Durch die Weitergabe der Bepreisung an den Endkunden wird ein finanzieller Anreiz zur Emissionsminderung geschaffen.

⁶⁸ BDEW (2021d)

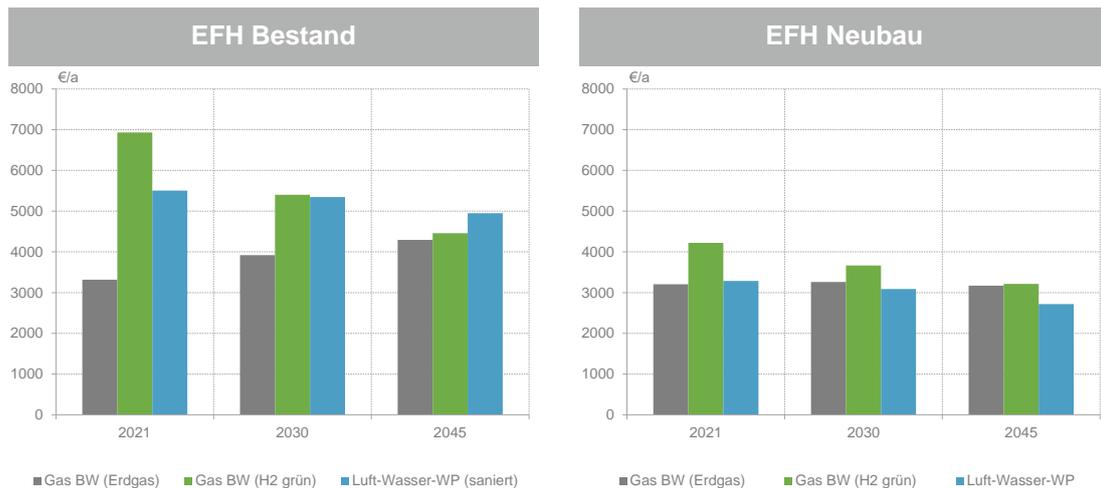


Abbildung 36: Gas BW vs. Strom-WP (Beispielhafte Vollkosten am Endkunden)⁶⁹

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass sich die volkswirtschaftlichen Vorteile des Szenarios „Technologieoffener Ansatz“ gegenüber dem Szenario „Fokus Elektrifizierung“ nicht durchgehend betriebswirtschaftlich am Endkunden wiederfinden. Dies gilt insbesondere für den in hohem Maße relevanten Gebäudebestand. Hier gilt es, den politischen Rahmen anzupassen, um die ermittelten volkswirtschaftlichen Vorteile auch beim Endkunden sichtbar zu machen und grüne/dekarbonisierte Gase ausreichend anzureizen oder für die Dekarbonisierung des Energieträgers Gas selbst zu sorgen.

11 Zusammenfassung

Ein technologieoffener Ansatz verspricht bis 2045 deutliche volkswirtschaftliche Kostenvorteile i. H. v. 244 Mrd. € gegenüber einem Fokus auf die Elektrifizierung. Dieser Vorteil findet sich in vielen Segmenten wieder.

Das Szenario „Fokus Elektrifizierung“ ist durch eine weitestgehende Elektrifizierung sämtlicher Endanwendungen geprägt, sofern dies theoretisch möglich ist. Gase kommen daher nur noch in Segmenten zum Einsatz, in denen direktelektrische Anwendungen nicht genutzt werden können. Das Stromnetz muss daher massiv ausgebaut werden, wohingegen das derzeit bestehende Gasnetz größtenteils seinen Verwendungszweck verlieren würde. Dies beträfe insbesondere weite Teile des Gasverteilernetzes, aber auch Teile des Gasfernleitungsnetzes. Im Szenario „Technologieoffener Ansatz“ kommen hingegen auch verstärkt gasbasierte Systeme zum Einsatz, nämlich dort, wo dies volkswirtschaftlich sinnvoll ist – insbesondere im Wärmemarkt. Dementsprechend können in diesem Szenario über die Umwidmung des bestehenden Gasnetzes die Kosten des nötigen Stromnetzausbaus um etwa 155 Mrd. € reduziert werden.

⁶⁹ Die betriebswirtschaftliche Berechnung berücksichtigt Annahmen zum nEHS-Preis (25 €/tCO₂ im Jahr 2021, 125 €/tCO₂ im Jahr 2030 und 178 €/tCO₂ im Jahr 2045). Es gelten die gleichen Investitionskosten, fixen Betriebskosten, Erdgas- und Strompreise sowie Importpreise für grünen Wasserstoff. Die hier berücksichtigten Kosten für eine energetische Sanierung – von 168 kWh/m² auf 94 kWh/m² (inkl. Warmwasser) – betragen etwa 350 €/m². Der Wärmebedarf sinkt in Folge der Sanierung von 28,1 MWh auf 15,8 MWh. Im Rahmen des BEG wird eine 20 % Förderung auf die Gesamtsumme angesetzt. Die Kosten werden mit einem Zins von 3 % über 30 Jahre abgeschrieben. Die Investitionskosten für die Strom-Wärmepumpe werden im Rahmen des BEG mit einer 35 % Förderung angesetzt. Zur Deckung des Wärmebedarfs wird im Bestand eine 14 kW Gas-Brennwerttherme + Speicher bzw. 11 kW Luft-Wasser-Wärmepumpe + Speicher verbaut. Im Neubau dürfen nach GEG keine reinen fossilen Technologien mehr verbaut werden und so wird hier zur Deckung des Wärmebedarfs i. H. v. 13,3 MWh eine Gas-Brennwerttherme + solare TWE + Wärmerückgewinnung bzw. Luft-Wasser-Wärmepumpe + Speicher + Abluft mit 9,5 kW Leistung verbaut.

Die Verfolgung eines technologieoffenen Ansatzes zur Umsetzung der Energiewende unter Weiternutzung sowohl der Strom- als auch der Gas-Infrastruktur, sowie dem verstärkten Einsatz grüner/dekarbonisierter Gase, resultiert dabei im Zeitraum 2021 bis 2045 in einen kumulierten gesamten Kostenvorteil von insgesamt 244 Mrd. € gegenüber dem Pfad einer starken Elektrifizierung (vgl. Abbildung 37). Dieser Vorteil ergibt sich vor allem durch günstigere Endkundenanwendungen im Wärme- und Verkehrsmarkt, eingesparte Investitionen für tiefgreifende Sanierungen der Gebäudehülle und vermiedene Investitionen in die Stromnetze. Zudem kann innerhalb des Strommarktes durch die Nutzung von gas- statt strombasierter Endkundenanwendungen die notwendige gesicherte Leistung des Kraftwerksparks deutlich reduziert werden. In Summe können diese Einsparungen die Mehrkosten für die Herstellung und den Import von PtX-Produkten, sowie die Kosten zum Betrieb und der Umrüstung der Gasnetze deutlich überkompensieren.

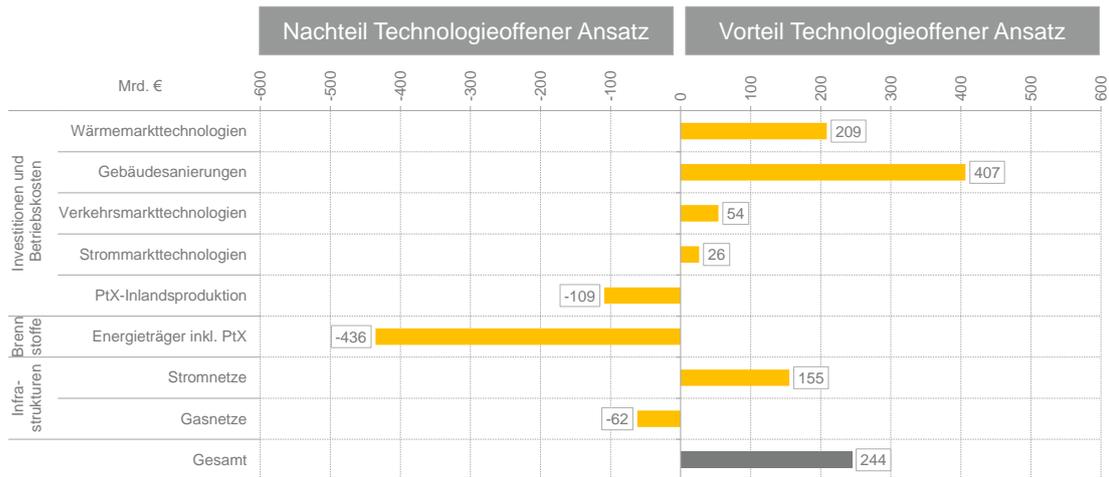


Abbildung 37: Systemkostendifferenzen im Zeitraum 2021 - 2045 der beiden Szenarien

Die Gasverteilernetze leisten ebenso wie die Stromverteilernetze einen zentralen Beitrag, mit möglichst niedrigen Kosten die Klimaschutzziele zu erreichen.

Die genannten Kostenvorteile lassen sich nur unter Nutzung der Gasverteilernetz- und der Stromverteilernetzinfrastruktur erreichen. Hier ist zu beachten, dass Gasverteilernetze heute zur Deckung von 41 %⁷⁰ des Endenergiebedarfs im Wärmemarkt⁷¹ beitragen.

Daher werden insbesondere die Gasverteilernetze eine maßgebliche Rolle bei der Erreichung der Klimaziele einnehmen, da über die Lieferung grüner/dekarbonisierter Gase eine Vielzahl an Endkunden erreicht werden kann. Insbesondere in Bestandsgebäuden, die heute einen Anteil von etwa 93 %⁷² ausmachen und auch im Jahr 2045 noch einen signifikanten Anteil an den Gebäuden ausmachen werden, sind flächendeckende Alternativen zum Einbau von Wärmepumpen unerlässlich. Denn ein Fokus auf die Elektrifizierung des Wärmemarktes über Wärmepumpen führt zu zahlreichen Herausforderungen: Die notwendige Infrastruktur muss erst aufgebaut und die Voraussetzungen zum Einsatz beim Endkunden geschaffen werden: Häuser müssen kernsaniert, Technologien ausgetauscht, Stromkabel verlegt und das Gesamtsystem durch Back-Up-Kraftwerke gesichert werden.

Die Dekarbonisierung des Energieträgers Gas hingegen ermöglicht im sehr heterogen ausgeprägten Wärmemarkt das Erreichen eines Großteils der Endkunden in Kombination mit technologieoffenen Alternativen für die Endkunden. So können sie selbst entscheiden, ob

⁷⁰ 41 % = Gasnachfrage des Wärmemarktes im Verteilernetz (570 TWh) / gesamter Endenergiebedarf des Wärmemarktes (1.380 TWh) auf Basis von Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt (2021)

⁷¹ Raumwärme, Warmwasser und Prozesswärme der Segmente Haushalte, GHD und Industrie

⁷² eigene Berechnungen auf Basis der Modellergebnisse

ihre Finanzkraft ausreicht, eine hohe Investition in die Gebäudehülle und elektrischer Heiztechnologie vorzunehmen, oder ob grüne/dekarbonisierte Gase ohne eigene hohe Anfangsinvestitionen zur Klimaschutzzieleerreichung genutzt werden.

Weiterhin könnten durch den verstärkten Einsatz grüner/dekarbonisierter Gase die Sanierungsraten auf einen moderaten Anstieg begrenzt werden, wohingegen im Falle eines Fokus auf die Elektrifizierung die Sanierungsquote deutlich ambitionierter ausfallen müsste. Somit kann die Integration grüner/dekarbonisierter Gase dem künftig sehr wahrscheinlichen Handwerker-mangel entgegenwirken und ermöglicht weiterhin die Dekarbonisierung der Wärmebereitstellung für schwer dämmbare Gebäude oder Gebäude, die Bauart-bedingt nur sehr schwer mit Wärmepumpen zu erschließen wären.

Weiterhin kann festgehalten werden, dass auch ein technologieoffener Ansatz zu dem verstärkten Einsatz von Wärmepumpen im Vergleich zum heutigen Status Quo führt. So können ausreichend sanierte Gebäude oder effiziente Neubauten durchaus sinnvoll mit Wärmepumpen über die Stromverteilernetze erschlossen werden. Wie erläutert ist dies für weite Teile der Bestandsgebäude hingegen ungleich schwieriger und die praktische Umsetzung stößt auf eine Vielzahl von Herausforderungen. Grüne/dekarbonisierte Gase sind daher ein wesentliches Schlüsselement, um das Klimaziel kostengünstig erreichen zu können.

Gas- und Stromnetze ergänzen und besichern einander. Das Energiesystem ist deutlich belastbarer.

Mit voranschreitender Umstellung des Energiesystems in Richtung Treibhausgasneutralität wachsen die Anforderung an die Transportinfrastruktur, sowie an gesicherte Leistung. Es ist daher sinnvoll, Strom- und Gasnetze gekoppelt zu betrachten.

Die Weiternutzung der bestehenden Gasinfrastruktur ermöglicht über PtX die Speicherung erneuerbarer Stromerzeugung und kann somit kurzfristige und saisonale Schwankungen in Angebot und Nachfrage abfedern. Dadurch kann sowohl der Ausbau der Stromnetze als auch der Bedarf an Batteriespeichern reduziert werden. Auch mit Blick auf die Notwendigkeit gesicherter Leistung zur Abfederung hoher und stark schwankender Residuallastspitzen bei schwankender erneuerbarer Stromerzeugung bietet ein paralleler Betrieb beider Infrastrukturen Potentiale hinsichtlich der Resilienz des Gesamtsystems.

So kommt es durch den starken Anstieg der Stromnachfrage in beiden Szenarien zu einer deutlichen Erhöhung der Residuallastspitze im Stromnetz, jedoch in unterschiedlichem Ausmaß. Im Extremfall eines Kaltwetterjahres liegt sie im Szenario „Fokus Elektrifizierung“ um ca. 28 GW höher als im Szenario „Technologieoffener Ansatz“. Dementsprechend ist das Stromsystem im Szenario „Fokus Elektrifizierung“ anfälliger für Störungen und muss durch erheblich mehr gesicherte Leistung in Form von gasgefeuerten Anlagen und Batteriespeichern besichert werden als das technologieoffene Szenario. In Summe sind daher im Szenario „Fokus Elektrifizierung“ bis zum Jahr 2045 etwa 42 GW zusätzliche gesicherte Leistung gegenüber dem Szenario „Technologieoffener Ansatz“ notwendig, um eine ähnliche Versorgungssicherheit der beiden Szenarien zu erreichen.

Außerdem kann die Gasinfrastruktur in Form der Netze und Gasspeicher erhebliche kurzfristige, sowie saisonale Flexibilität bereitstellen. Das Energiesystem wird hierdurch – auch in unvorhergesehenen klimatischen Szenarien – deutlich belastbarer.

Ein erheblicher Anstieg der Nutzung von Stromanwendungen beim Endkunden, sowie die Nutzung und der Import von erheblichen Mengen grüner/dekarbonisierter Gase sind zur Zielerreichung in jedem Fall unerlässlich.

Beide betrachteten Szenarien sind von der Nutzung grüner/dekarbonisierter Gase und der Nutzung von strombasierten Antriebs- und Heizsystemen geprägt. Dies jedoch in unterschiedlichem Ausmaß.

Zur Zielerreichung im Jahr 2045 müssen erhebliche PtX-Mengen von mindestens 641 TWh bis zu 1.131 TWh pro Jahr Verwendung finden. Aufgrund der EE-Ausbauannahmen in Deutschland können diese Mengen nicht vollständig national bereitgestellt werden. Daher müssen in beiden Szenarien erhebliche Mengen importiert werden. Das Szenario „Fokus Elektrifizierung“ weist einen PtX-Importbedarf von 485 TWh auf. Das Szenario „Technologieoffener Ansatz“ erfordert einen Import von 728 TWh an PtX-Produkten. Der Aufbau einer entsprechenden PtX-Importstruktur in den nächsten Dekaden erscheint daher sowohl für das Szenario „Fokus Elektrifizierung“ als auch für das Szenario „Technologieoffener Ansatz“ zwingend.

Beide Szenarien setzen zudem eine zunehmende Nutzung strombasierter Heiz- und Antriebssysteme voraus. Im Szenario „Fokus Elektrifizierung“ ergibt sich ein zusätzlicher Strombedarf aus den Sektoren Wärme und Verkehr in Höhe von 561 TWh. Das Szenario „Technologieoffener Ansatz“ weist nur einen zusätzlichen Strombedarf der beiden Sektoren in Höhe von 264 TWh aus. Im Sektor Verkehr ist dieser zusätzliche Bedarf insbesondere auf Elektrofahrzeuge zurückzuführen. Der Strombedarf des Wärmemarktes wird durch Wärmepumpen und Direktheizungstechnologien gebildet.

Die aktuellen politischen Rahmenbedingungen sind nicht ausreichend, um die Klimaziele im Wärmesektor zu erfüllen. Auch die Dekarbonisierungspotentiale von gasförmigen Energieträgern müssen genutzt werden.

Der aktuelle, jedoch unveröffentlichte Projektionsbericht 2021 des Umweltbundesamtes zeigt, dass Deutschland die Klimaziele für 2030 als auch für 2045 deutlich verfehlen wird. Zur Erreichung der Klimaziele im Jahr 2030 oder 2045 müssen daher deutliche Fortschritte im Bereich der Gebäudesanierungen, beim Austausch von Wärmeerzeugungstechnologien, sowie der Reduktion fossiler Brennstoffe gemacht werden. Als realistische flächendeckende Alternativen stehen dabei einerseits die Dekarbonisierung der Energieträger mittels des Einsatzes von grünen/dekarbonisierten Gasen und andererseits die zunehmende Installation strombasierter Wärmeerzeugungstechnologien, wie Strom-Wärmepumpen in Gebäuden oder Direktheizer in der Industrie, zur Verfügung. Aufgrund der Trägheit und Kleinteiligkeit des Wärmemarktes ist die Erreichung der Klimaziele bis 2030 und 2045 eine große Herausforderung und kann nur sichergestellt werden, sofern zeitnah und bindend entsprechende Rahmenbedingungen geschaffen werden.

Das Jahr 2030 liegt nur noch 9 Jahre in der Zukunft. Das Abstellen auf eine einzelne Wärmeerzeugungstechnologie – der Wärmepumpe – erscheint daher äußerst ambitioniert, da mit ihrem Einsatz erhebliche Anforderungen an die Gebäude und die Infrastruktur gestellt werden. Vielmehr sollte unter Berücksichtigung dieser Aspekte, das Technologieportfolio erweitert und grüne/dekarbonisierte Gase als Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaschutzziele auch im Wärmemarkt verstanden werden. Die Weichen hierfür müssen jetzt gestellt werden. Zeit ist der kritische Faktor.

Die bisher gesetzten Rahmenbedingungen reizen im Wärmemarkt im Wesentlichen strombasierte Technologien an oder verfehlen das Ziel des Anreizes zur Emissionsreduktion.

Im Wärmemarkt existieren zahlreiche Gesetze, die den politischen Rahmen aufspannen. Die Bundesförderung effiziente Gebäude (BEG), sowie das Gebäudeenergiegesetz (GEG) seien als Beispiele genannt. Zudem pönalisiert das nEHS seit Beginn des Jahres 2021 die Verbrennung fossiler Brennstoffe im Wärme- und Verkehrsmarkt.

Im GEG werden jedoch grüne/dekarbonisierte Gase nur im Falle von Biomethan berücksichtigt. Grüner oder blauer Wasserstoff oder auch synthetisches Methan finden keine Erwähnung und können daher auch nicht zur Erfüllung der im Gesetz verankerten Verpflichtungen beitragen. Letztlich werden hier Anforderungen an den Neubau von Gebäuden bzw. deren

Sanierung definiert– und in diesem Fall kann es volkswirtschaftlich sinnvoll sein, auf Wärmepumpen zu setzen. Voraussetzung hierfür ist natürlich das Erreichen eines ausreichenden Effizienzstandards, sowie das Vorhandensein der baulichen Gegebenheiten.

Jedoch wird die Wärmewende vor allem in Bestandsgebäuden entschieden und viele dieser Gebäude werden weder bis 2030 noch bis 2045 saniert werden. In diesen Gebäuden wird sodann das BEHG zum Tragen kommen, wenn die Wärme über fossile Energieträger erzeugt wird. Der eingesetzte Energieträger, wie zum Beispiel Erdgas, wird mit Abgaben belastet und die Heizkosten werden – je nach Entwicklung des nEHS-Preises – zunehmen. Das Problem dieser Bestandsbauten ist jedoch, dass keine vernünftigen Alternativen existieren. Eine Umstellung auf Wärmepumpen ist aus Effizienz- und Kostengesichtspunkten sehr oft nicht sinnvoll möglich. Zwar wäre unter dem BEHG der Einsatz von grünen/dekarbonisierten Gasen möglich und anrechenbar. Deren ausschließlicher Einsatz ist jedoch aus Endkundensicht noch zu kostenintensiv. Erst bei sehr hohen Pönalen könnten hier grüne/dekarbonisierte Gase zum Einsatz kommen.

Die Endkunden haben also lediglich die Wahl zwischen erheblichen Investitionen in Sanierungsmaßnahmen in Kombination mit Wärmepumpen oder aber sie verharren mit dem aktuellen Heizsystem, sowie dem fossilen Energieträger, wie z.B. Erdgas. Dem Klimaschutzziel rückt man mit dieser Maßnahme nur sehr langsam im Rahmen der Möglichkeiten der Endkunden und entlang der Sanierungsraten näher.

Insbesondere erscheint jedoch eine solche Lösung nicht sozialverträglich. Während die Dekarbonisierung des Energieträgers Strom zentral über das EEG und zukünftig ggf. vollständig steuerfinanziert über die Volkswirtschaft sozialisiert wird, rückt der Energieträger Gas nicht in den Fokus einer zentral gesteuerten Dekarbonisierung. Vielmehr stehen dem Endkunden nur individuelle Optionen zur Verfügung, die mit hohen Investitionen verbunden sind.

Der fehlende Anreiz für den Einsatz von grünen/dekarbonisierten Gasen im Wärmemarkt führt verstärkt in Richtung eines Energiesystems, das in dieser Studie im Szenario „Fokus Elektrifizierung“ beschrieben wurde.

Die Überarbeitung der politischen Rahmenbedingungen muss die volkswirtschaftlichen Vorteile grüner/dekarbonisierter Gase in die betriebswirtschaftlichen Überlegungen der Endkunden überführen oder auf einer übergeordneten Ebene, wie z.B. den Lieferanten, ansetzen.

Ein volkswirtschaftlicher Vorteil spiegelt sich nicht zwangsläufig in einem betriebswirtschaftlichen Vorteil aus Endkundensicht wider. So kann ein Endkunde beim Kostenvergleich verschiedener Systeme zu einer Investitionsentscheidung verleitet werden, welche konträr zu dem volkswirtschaftlich besseren Pfad verläuft. Die Gründe hierfür können vielfältiger Natur sein, sind jedoch auch in politischen Fehlanreizen zu suchen, welche über die Gestaltung der Abgaben, Umlagen und Steuern oder von Fördermechanismen die Entscheidungen von Endkunden begünstigen, die aus gesamtvolkswirtschaftlicher Sicht ineffizient sind.

Bei der betriebswirtschaftlichen Bewertung der Auswahl eines neuen Heizungssystems aus Endkundensicht zeigt sich, dass sich die in der vorliegenden Studie ermittelten volkswirtschaftlichen Vorteile eines technologieoffenen Ansatzes nicht in der Kostenbetrachtung des Endkunden widerspiegeln. Aus Endkundensicht stellen sich Gasbrennwertthermen, die mit grünen/dekarbonisierten Gasen befeuert werden oft teurer dar als Strom-Wärmepumpen. Vor allem für den Wohnungsbestand in Gebieten mit Erdgasinfrastruktur ist aus volkswirtschaftlicher Sicht jedoch die Nutzung von Gas-Brennwertthermen mit grünen/dekarbonisierten Gasen vorteilhafter. Demgegenüber spiegelt sich im vergleichsweise kleinen Neubaubereich der volkswirtschaftliche Vorteil von Strom-Wärmepumpen auch in der betriebswirtschaftlichen Realität wider. Da die Erreichung der Klimaziele auch vom Verhalten der Endkunden abhängt, gilt es daher, den politischen Rahmen entsprechend zu überdenken, um eine möglichst kostengünstigste und sichere Erreichung derselben sicher zu stellen.

Eine naheliegende Möglichkeit ist, die Entscheidung pro Sanierung und Wärmepumpen dem Endkunden zu überlassen. Es ist jedoch fraglich, ob dies aufgrund der Trägheit des Wärme-marktes ausreichend ist. Zudem ist eine Integration grüner/dekarbonisierter Gase volkswirtschaftlich sinnvoller. Daher sollte der Fokus auch auf die Dekarbonisierung des Energieträgers Gas gelegt werden. Es bedarf hier eines Mechanismus, der die Einspeisung grüner/dekarbonisierter Gase anreizt. Nur über die Integration der grünen/dekarbonisierten Gase wird ein Großteil der Bestandsbauten sicher erreicht und die Klimaziele erfüllt. Zugleich reduziert sich aus politischer Sicht die Anzahl der Adressaten von Gesetzen und Verordnungen. Während heutige Gesetze die große Masse an Endkunden erreichen müssten, könnte die Dekarbonisierung des Energieträgers Gas durch eine geringe Zahl an Akteuren, wie z.B. Lieferanten, Produzenten, Netzbetreibern oder andere interessierte Akteure, getragen werden, die volkswirtschaftlichen Vorteile werden gehoben, die Klimaziele erreicht und alle Endkunden auch in unsanierten Bestandsbauten in die Klimaziele einbezogen.

Hierfür ist ein klares Bekenntnis der Politik notwendig, ob und welche Rolle Gasverteilernetze, Gasfernleitungsnetze und Gasspeicher im künftigen Energiesystem (z.B. im Wärme-markt) zur Erreichung der Klimaziele übernehmen sollen. Insofern eine maßgebliche Rolle im künftigen Energiesystem aus Sicht der Politik erforderlich ist, müssen entsprechende Anreizsysteme geschaffen und die Rahmenbedingungen für die Infrastrukturen überarbeitet werden, um grüne/dekarbonisierte Gase in das System zu integrieren. Anderenfalls sind Rahmenbedingungen zu setzen, wie der Ausstieg aus diesen Infrastrukturen von statten gehen soll.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: CO ₂ -Minderungsziele des Klimaschutzgesetzes	4
Abbildung 2: Schematische Darstellung der typischen Nutzungsdauern	5
Abbildung 3: Anteile der Sektoren am Endenergieverbrauch im Jahr 2017 im Vergleich	6
Abbildung 4: Szenarienvergleich	9
Abbildung 5: Entwicklung Nettowärmebedarf	12
Abbildung 6: Entwicklung Endenergiebedarf im Wärmemarkt (Gebäude und Industrie)	13
Abbildung 7: Bedarf an grünen/dekarbonisierten Gasen im Wärmemarkt.....	17
Abbildung 8: CO ₂ -Emissionen im Wärmemarkt (Gebäude und Industrie)	18
Abbildung 9: Systemkosten im Zeitraum 2021 - 2045 der beiden Szenarien (Wärmemarkt; ohne Brennstoffkosten)	19
Abbildung 10: Systemkostendifferenzen im Zeitraum 2021 - 2045 der beiden Szenarien (Wärmemarkt; ohne Brennstoffkosten).....	19
Abbildung 11: Entwicklung Endenergieverbrauch im Verkehrsmarkt	22
Abbildung 12: Anzahl der Fahrzeuge	24
Abbildung 13: Bedarf synthetischer/biogener Kraftstoffe im Verkehrsmarkt.....	25
Abbildung 14: CO ₂ -Emissionen im Verkehrsmarkt	26
Abbildung 15: Systemkosten im Zeitraum 2021 - 2045 der beiden Szenarien (Verkehrsmarkt; ohne Brennstoffkosten)	27
Abbildung 16: Systemkostendifferenzen im Zeitraum 2021 - 2045 der beiden Szenarien (Verkehrsmarkt; ohne Brennstoffkosten).....	27
Abbildung 17: Kapazitätsentwicklung Erneuerbarer Energien.....	29
Abbildung 18: Entwicklung der Stromnachfrage im Strommarkt	30
Abbildung 19: Residuallastspitzen in Normal- und Kaltwetterjahren im Vergleich.....	31
Abbildung 20: Benötigte gesicherte Leistung (steuerbare Erzeugungskapazitäten) in den Szenarien	32
Abbildung 21: CO ₂ -Emissionen im Strommarkt.....	33
Abbildung 22: Systemkosten im Zeitraum 2021 - 2045 der beiden Szenarien (Strommarkt; ohne Brennstoffkosten)	34
Abbildung 23: Systemkostendifferenzen im Zeitraum 2021 - 2045 der beiden Szenarien (Strommarkt; ohne Brennstoffkosten).....	34
Abbildung 24: Entwicklung nichtenergetischer Verbrauch der Grundstoffchemie und Stahlherstellung	37
Abbildung 25: Entwicklung der CO ₂ -Emissionen des nichtenergetischen Verbrauchs in der Grundstoffchemie und Stahlherstellung	38
Abbildung 26: Bedarf an PtX-Produkten.....	39
Abbildung 27: Installierte Elektrolyseleistung (national)	41

Abbildung 28: Nationale Produktion vs. Gesamtbedarf PtX	41
Abbildung 29: Notwendige Importmengen PtX.....	42
Abbildung 30: Gasmengen im Verteilernetz	45
Abbildung 31: Gasmengen im Verteilernetz nach Gasart.....	46
Abbildung 32: Systemkosten im Zeitraum 2021 - 2045 der beiden Szenarien (Infrastrukturkosten)	47
Abbildung 33: Differenzen Infrastrukturkosten im Zeitraum 2021 - 2045.....	48
Abbildung 34: Systemkosten im Zeitraum 2021 - 2045 der beiden Szenarien	50
35: Systemkostendifferenzen im Zeitraum 2021 - 2045 der beiden Szenarien	52
Abbildung 36: Gas BW vs. Strom-WP (Beispielhafte Vollkosten am Endkunden).....	54
Abbildung 37: Systemkostendifferenzen im Zeitraum 2021 - 2045 der beiden Szenarien	55
Abbildung 38: Endenergiebedarf der Gebäude	vii
Abbildung 39: Endenergiebedarf der Industrie (inkl. Prozesswärme)	viii
Abbildung 40: Endenergiebedarf im motorisierten Individualverkehr.....	x
Abbildung 41: Endenergiebedarf im übrigen Straßenverkehr.....	xi
Abbildung 42: Brennstoffpreisentwicklung.....	xi
Abbildung 43: CO ₂ -Preisentwicklung.....	xii
Abbildung 44: Bevölkerungsentwicklung	xii
Abbildung 45: Verfügbares Potential an Bioenergie	xiii
Abbildung 46: Investitionskosten und Wirkungsgrade EFH im Bestand	xiv
Abbildung 47. Investitionskosten und Wirkungsgrade EFH im Neubau.....	xiv
Abbildung 48: Investitionskosten und Wirkungsgrade MFH im Bestand	xv
Abbildung 49: Investitionskosten und Wirkungsgrade MFH im Neubau	xv
Abbildung 50: Entwicklung von Fahr- und Verkehrsleistung	xvi
Abbildung 51: Investitionskostenentwicklung von Mittelklasse-PKW.....	xvi
Abbildung 52: Anteilige Zusammensetzung der Primärchemikalien in der Grundstoffchemie	xvii
Abbildung 53: Zusammensetzung Stahlproduktion	xvii
Abbildung 54: Entwicklung Basisstromnachfrage.....	xviii
Abbildung 55: Vollkostenentwicklung Erneuerbarer Energien.....	xviii
Abbildung 56: Bezugskosten PtX-Produkte.....	xx

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Anzahl Heizsysteme in den beiden Szenarien.....	15
Tabelle 2: Entwicklung Sanierungsraten	xiii
Tabelle 3: Unterstellte Nutzungsdauer Heizungssysteme	xv
Tabelle 4: CAPEX Annahmen	xix
Tabelle 5: OPEX Annahmen	xix

Glossar

Bezeichnung	Erläuterung
BackUp-Kraftwerke	Notwendige Kraftwerke zur Besicherung von fluktuierender Einspeisung Erneuerbarer Energien, siehe auch gesicherte Leistung
BEG	Bundesförderung für effiziente Gebäude
BEHG	Brennstoffemissionshandelsgesetz
Biomethan	Aufbereitetes Biogas, welches funktional identisch mit fossilem Methan ist
BIP	Bruttoinlandsprodukt
Blauer Wasserstoff	Wasserstoff aus der Dampfreformierung von Erdgas mit integrierter CO ₂ -Abscheidung
CCS	Carbon Capture and Storage
CCU	Carbon Capture and Utilization
dena	Deutsche Energie-Agentur GmbH
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.
EE	Erneuerbare Energien (z.B. Wind, Photovoltaik, Biomethan)
EFH	Einfamilienhäuser
Endenergiebedarf	Der Endenergiebedarf beschreibt den Bedarf eines Brennstoffes, der notwendig ist, um den notwendigen Nettowärmebedarf (auch Nutzenergie) bereitzustellen.
ETS	EU-Emissionshandelssystem
Fahrleistung	Jährlich mit einem Fahrzeug zurückgelegte Kilometer, abhängig von Fahrzeugtyp, Antriebsart und regionalen Gegebenheiten
Feedstock	Rohstoff, der zur Herstellung von Produkten eingesetzt wird, z.B. in der Grundstoffchemie, jedoch nicht energetisch verwendet wird
FNB	Fernleitungsnetzbetreiber Gas – verantwortlich für die Infrastruktur des überregionalen Gastransports
GEG	Gebäudeenergiegesetz
Gesicherte Leistung	Steuerbare Stromerzeuger oder Batterien, die im Falle der fehlenden erneuerbaren Einspeisung unabhängig von Wind und Globalstrahlung dem Stromsystem Erzeugungsleistung zur Verfügung stellen können.
GHD	Segment Gewerbe, Handel und Dienstleistungen

Grauer Wasserstoff	Wasserstoff aus der Dampfreformierung von Erdgas
Grüne/dekarbonisierte Gase	Erneuerbare Gase, z.B. unter Nutzung von Erneuerbaren Energien synthetisch hergestellt oder Biomethan
Grüner Wasserstoff	Wasserstoff aus mit erneuerbarem Strom betriebener Elektrolyse
Ho	Oberer Heizwert, auch als Hs bezeichnet – in einem Brennstoff enthaltene Energie
Hu	Unterer Heizwert, auch als Hi bezeichnet – maximal nutzbare Wärmemenge eines Brennstoffs bei der es nicht zur Kondensation kommt
IKT	Informations- und Kommunikationstechnologie
KvbG	Kohleverstromungsbeendigungsgesetz
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung – Kombinierte Erzeugung von Wärme und Strom
LCOE	engl. Levelized Cost of Electricity – Stromgestehungskosten
MFH	Mehrfamilienhäuser
nEHS	Nationales Emissionshandelssystem nach BEHG
Nettowärmebedarf	Nutzenergiebedarf eines Gebäudes / Prozesses, die benötigt wird, um ein entsprechendes Temperaturniveau zu halten. Der Nutzenergiebedarf ist unabhängig von der eingesetzten Heiztechnologie.
NWS	Nationale Wasserstoff-Strategie Deutschlands
PtG	Power-to-Gas. Technologie mit der mit Hilfe von Strom synthetische Gase hergestellt werden können. Unter Nutzung von Wasser kann Wasserstoff hergestellt werden. Unter zusätzlicher Nutzung von CO ₂ kann Methan produziert werden. Wird erneuerbarer Strom als Energiequelle verwendet, kann von erneuerbaren Gasen gesprochen werden.
PtL	Power-to-Liquid. Technologie mit der mit Hilfe von Strom unter Einsatz von Wasser und CO ₂ synthetische Kraftstoffe hergestellt werden können. Wird erneuerbarer Strom als Energiequelle verwendet, kann von erneuerbaren flüssigen Brennstoffen gesprochen werden.
PtX	Power-to-X. Zusammenfassung aller Technologien zur Umwandlung von Strom in synthetische Gase und Kraftstoffe.
Residuallast	Zeitreihe des Stromverbrauchs unter Abzug des Stromaufkommens und ggf. Flexibilitätslieferanten
Sanierungsrate	Anteil der Wohnfläche, die jährlich saniert wird

Synthetische Kraftstoffe	Erneuerbare flüssige Kraftstoffe, z.B. unter Nutzung von Erneuerbaren Energien synthetisch hergestellt
Synthetisches Methan	Durch die Methanisierung von Wasserstoff produzierter Energieträger.
Türkiser Wasserstoff	Wasserstoff aus der Pyrolyse von Erdgas
Umweltwärme	Durch Solarthermie oder Wärmepumpen (Luft, Wasser, Sole) bereitgestellte Endenergie
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber Strom – verantwortlich für die Infrastruktur des überregionalen Stromnetzes
WEA	Windenergieanlage

Anhang

Anhang A Detaillierte Darstellung der Entwicklungen im Wärmemarkt

Anhang A.1 Entwicklung des Endenergiebedarfes im Gebäudesegment des Wärmemarktes

Im Gebäudesegment geht der Endenergiebedarf im Szenario „Technologieoffener Ansatz“ bis 2045 um 29 % bzw. im Szenario „Fokus Elektrifizierung“ um 40 % (vgl. Abbildung 38) zurück. Wie in Kapitel 4 erläutert ist in der Modellierung des Wärmemarktes jeweils die Erreichung der Klimaschutzziele sichergestellt, insbesondere das 2030 Ziel stellt das Gebäudesegment jedoch in beiden Szenarien vor erhebliche Herausforderungen. Wie aus der Abbildung ersichtlich wird, ist bereits im Jahr 2030 ein starker Einsatz von grünen/dekarbonisierten Gasen notwendig bzw. – je nach Szenario – ein verstärkter Ausbau von Strom-Wärmepumpen in Kombination mit grünen/dekarbonisierten Gasen. Nachfolgend wird die Verteilung auf die wesentlichen eingesetzten Brennstoffe Strom und Gase näher erläutert (für eine Beschreibung der anderen Energieträger, insbesondere Fernwärme, siehe Abbildung 6 und Erläuterungen).

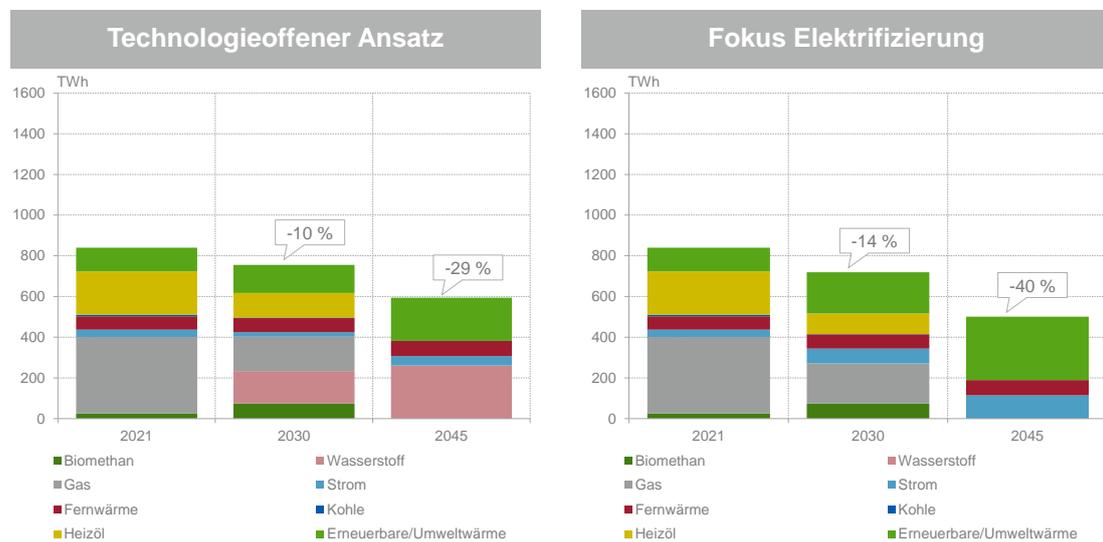


Abbildung 38: Endenergiebedarf der Gebäude

Gase

Der Gasbedarf im Szenario „Technologieoffener Ansatz“ bleibt bis 2030 annähernd konstant, grüne/dekarbonisierte Gase machen jedoch schon 58 % der Gasversorgung aus. Ein Großteil wird hierbei durch Wasserstoff bereitgestellt, es werden aber auch signifikante Mengen Biomethan verwendet. Bis zum Jahr 2045 wird die Gasversorgung auf 100 % Wasserstoff umgestellt und Biomethan kommt in anderen Sektoren zum Einsatz.

Das Szenario „Fokus Elektrifizierung“ zeigt auch schon in der ersten Dekade einen schrumpfenden Gasbedarf. Auch hier wird zur 2030 Zielerreichung ein Anteil an grünen/dekarbonisierten Gasen benötigt, der im Jahr 2030 27 % beträgt und vollständig durch Biomethan bereitgestellt wird. Aufgrund der Ausrichtung dieser Szenarios in Richtung einer maximal möglichen Elektrifizierung findet im Jahr 2045 kein Einsatz mehr von Gasen im Wärmemarkt statt.

Strom

Im Szenario „Technologieoffener Ansatz“ werden Wärmepumpen bevorzugt im Neubau bzw. in sanierten Einfamilienhäusern verbaut, da sich dadurch eine bessere Effizienz der Anlagen erreichen lässt. Durch 43 TWh WP-Strom werden 101 TWh Umweltwärme im Jahr 2045

nutzbar gemacht. Dies entspricht einer durchschnittlichen Jahresarbeitszahl der installierten Wärmepumpen von etwa 3,4. Im Szenario „Fokus Elektrifizierung“ müssen deutlich mehr Strom-Wärmepumpen verbaut werden, um die schrumpfenden Gasmengen zu kompensieren. Trotz der erheblichen Sanierungsrate werden zunehmend Wärmepumpen auch in weniger geeigneten Gebäuden installiert. Hierdurch verschlechtert sich die Energieeffizienz der installierten Wärmepumpen und es wird in Summe Umweltwärme i. H. v. 208 TWh durch 102 TWh WP-Strom nutzbar gemacht. Dies entspricht einer durchschnittlichen Jahresarbeitszahl von etwa 3,0 für die installierten Wärmepumpen.

In Summe ergibt sich im Szenario „Technologieoffener Ansatz“ im Gebäudesegment des Wärmemarktes ein Elektrifizierungsgrad von 25 % im Jahr 2045, im Szenario „Fokus Elektrifizierung“ hingegen ein Elektrifizierungsgrad von 64 %.

Anhang A.2 Entwicklung des Endenergiebedarfes im Industriesegment des Wärmemarktes

Im Industriesegment des Wärmemarktes geht der Endenergiebedarf bis 2045 um 11 % (Technologieoffener Ansatz) bzw. 20 % (Fokus Elektrifizierung) zurück (vgl. Abbildung 39). Nachfolgend wird die Verteilung auf die wesentlichen eingesetzten Brennstoffe Strom und Gase näher erläutert (für eine Beschreibung der anderen Energieträger, insbesondere Fernwärme, siehe Abbildung 6 und Erläuterungen).

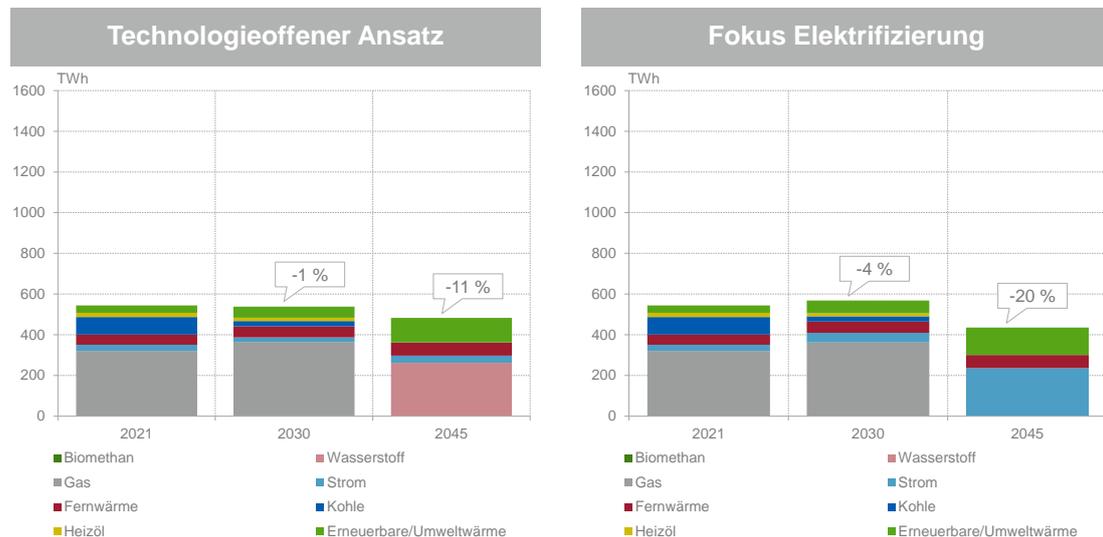


Abbildung 39: Endenergiebedarf der Industrie (inkl. Prozesswärme)

Strom

Der gesamte Strombedarf steigt im Szenario „Technologieoffener Ansatz“ nur um etwa 5 TWh. Der Strombedarf durch Elektroheizer/Direktheizer im Jahr 2021 wird bis 2045 reduziert und teils durch Gastechnologien oder aber, sofern es das Temperaturniveau zulässt, durch Wärmepumpen ersetzt. Hohe Temperaturniveaus der industriellen Prozesswärme können weiterhin durch gasbasierte Systeme abgedeckt werden, sodass Strom-Wärmepumpen effizient für niedrigere Temperaturniveaus eingesetzt werden können.

Für das Jahr 2045 ergibt sich im Szenario „Technologieoffener Ansatz“ mit 33 TWh WP-Strom und 99 TWh Umweltwärme eine Jahresarbeitszahl von 3,9. Der Elektrifizierungsgrad beträgt 28 % im Jahr 2045.

Im Szenario „Fokus Elektrifizierung“ dagegen wird ein Elektrifizierungsgrad von 80 % erreicht. Der Strombedarf steigt von 31 TWh im Jahr 2021 auf 236 TWh im Jahr 2045. Dabei wird das Potential der Strom-Wärmepumpen für die niedrigen Temperaturniveaus vollständig ausgenutzt. Im Gegensatz zum Szenario „Technologieoffener Ansatz“ werden weiterhin

auch höhere Temperaturniveaus mit Elektroheizern/Direktheizern anstatt mit Gasen versorgt. Um den Anteil von Elektroheizern/Direktheizern zu verringern, müssten entweder die Temperaturniveaus der Prozesswärme weiter abgesenkt werden oder das mögliche Temperaturniveau von Strom-Wärmepumpen erhöht werden. Bezogen auf den Einsatz von Wärmepumpen ergibt sich in diesem Szenario für das Jahr 2045 mit 38 TWh WP-Strom und 112 TWh Umweltwärme eine mit dem Szenario „Technologieoffener Ansatz“ vergleichbare mittlere Jahresarbeitszahl von 3,9. Als Abschätzung bietet es sich dabei an, in den Szenarienvergleich auch den Stromverbrauch von Elektroheizern/Direktheizern mit einzubeziehen. Aus dem Gesamtverbrauch von 236 TWh Strom ergibt sich somit eine (fiktive) mittlere „Jahresarbeitszahl“ in Höhe von ca. 1,5, welche deutlich unterhalb des technologieoffenen Szenarios liegt.

Gase

Durch den Ersatz von öl- und kohlebasierten Systemen im Wesentlichen durch gasbasierte Systeme steigt der Bedarf an gasförmigen Energieträgern in beiden Szenarien bis 2030. Im Szenario „Technologieoffener Ansatz“ ist dabei zur Zielerreichung im Jahr 2030 nur ein geringer Anteil von Wasserstoff im Gasmix notwendig. Bis 2045 wird die Gasversorgung aber vollständig auf CO₂-freien Wasserstoff umgestellt, was 262 TWh Wasserstoff entspricht. Damit ist der Gasbedarf der Industrie im Jahr 2045 nahezu identisch mit dem Gasbedarf aus dem Gebäudesegment. Im Szenario „Fokus Elektrifizierung“ wird das Ziel im Jahr 2030 durch einen verstärkten Einsatz von strombasierten Systemen erreicht. Bis zum Auslaufen der Gasversorgung im Jahr 2045 erfolgt in diesem Segment keine weitere Dekarbonisierung im Gasmix mittels Wasserstoffes.

Anhang B Detaillierte Darstellung der Entwicklungen im Verkehrsmarkt

Anhang B.1 Entwicklung des Endenergiebedarfes im motorisierten Individualverkehr

Der motorisierte Individualverkehr wird maßgeblich von ca. 48 Mio. PKW geprägt. Motorräder spielen aufgrund ihrer deutlich geringeren Anzahl (ca. 4,5 Mio. Fahrzeuge) und wegen ihres geringeren Kraftstoffverbrauchs eine untergeordnete Rolle.

Im Individualverkehr wird in der Studie davon ausgegangen, dass die Elektromobilität langfristig dominieren wird. Brennstoffzellenfahrzeuge sind mit großem Abstand die am zweithäufigsten vertretene Antriebsart. Durch effiziente Elektromotoren geht der Energiebedarf sowohl im Szenario „Technologieoffener Ansatz“ als auch im Szenario „Fokus Elektrifizierung“ um ca. dreiviertel zurück. Durch die stärkere und frühere Forcierung der Elektromobilität im Szenario „Fokus Elektrifizierung“ sinkt der Endenergiebedarf bis zum Jahr 2030 bereits um 35 %. Im Szenario „Technologieoffener Ansatz“ kann der Endenergiebedarf, aufgrund der vergleichsweise höheren Anteile konventioneller Antriebe, dabei nur um 27 % gesenkt werden, wie Abbildung 40 veranschaulicht.

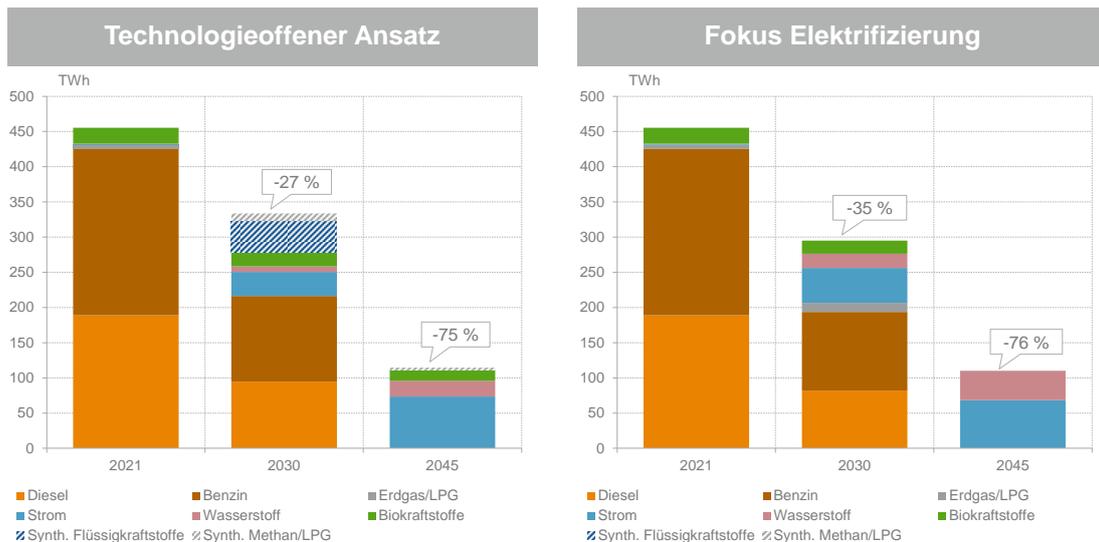


Abbildung 40: Endenergiebedarf im motorisierten Individualverkehr

Während im Szenario „Fokus Elektrifizierung“ durch den frühen Umstieg auf Elektro- und Brennstoffzellenfahrzeuge im Betrachtungszeitraum gänzlich auf synthetische Kraftstoffe verzichtet werden kann, werden im Szenario „Technologieoffener Ansatz“ bereits im Jahr 2030 ca. 55 TWh synthetischer Kraftstoffe benötigt. In den Folgejahren bis zum Jahr 2045 geht dieser Bedarf aber fast vollständig zurück.

In Summe geht in beiden Szenarien der Endenergiebedarf bis 2045 um jeweils einen ähnlichen Prozentsatz zurück (ca. 75 %) und der Strombedarf der Elektromobilität bewegt sich in ähnlichen Größenordnungen. Unterschiede im Energiebedarf ergeben sich daraus, dass im Szenario „Fokus Elektrifizierung“ neben Strom nur noch Wasserstoff zum Einsatz kommt, wohingegen im Szenario „Technologieoffener Ansatz“ ebenfalls noch biogene und synthetische Kraftstoffe eingesetzt werden.

Anhang B.2 Entwicklung des Endenergiebedarfes im übrigen Straßenverkehr

Der Straßengüterverkehr wird zahlenmäßig von leichten Nutzfahrzeugen dominiert, die ähnlich zum Individualverkehr – langfristig auch unabhängig vom Szenario – deutlich von Elektrofahrzeugen bestritten werden. Des Weiteren werden zum Straßengüterverkehr LKW verschiedener Größenklassen und Sattelzüge gezählt.

In Abbildung 41 ist die Entwicklung des Endenergiebedarfs im Straßengüterverkehr zuzüglich des Busverkehrs und des Verkehrs sonstiger Fahrzeuge (z.B. Feuerwehr-, Kranken und Polizeikraftfahrzeuge) zu sehen. Der Straßengüterverkehr ist dabei jeweils für den Großteil des Bedarfs verantwortlich.

Es ist zu erkennen, dass im Szenario „Fokus Elektrifizierung“ der Endenergiebedarf um fast 40 % bis zum Jahr 2045 gesenkt wird. Es befinden sich dann ausschließlich elektrische Antriebsarten im Markt. Sattelzüge und Reisebusse können dabei auf Oberleitungen zurückgreifen und tragen damit bedeutend zum Rückgang des Energiebedarfs bei. Synthetische Kraftstoffe werden in diesem Szenario daher nicht benötigt.

Im Szenario „Technologieoffener Ansatz“ sinkt der Endenergiebedarf aufgrund einer langsameren Elektrifizierung um 28 % bis zum Jahr 2045. Brennstoffzellenfahrzeuge spielen auch in diesem Szenario eine bedeutende Rolle, da sie insbesondere bei Sattelzügen, wo batterieelektrische Fahrzeuge aufgrund des hohen Gewichts nicht sinnvoll sind, benötigt werden. Der Anteil von gasbetriebenen LKW steigt bis Anfang der 2030er Jahre an und leisten damit ihren Anteil zu Reduzierung des Endenergieverbrauchs. Um die CO₂-Ziele im Jahr 2030 jedoch zu erreichen, muss sämtliches Methan synthetisch bereitgestellt werden. Da bis zum

Jahr 2030 auch noch viele Dieselfahrzeuge im Markt verbleiben und Biokraftstoffe nicht im ausreichenden Umfang zur Verfügung stehen, müssen darüber hinaus noch fast 30 TWh synthetischer Flüssigkraftstoffe importiert und genutzt werden.

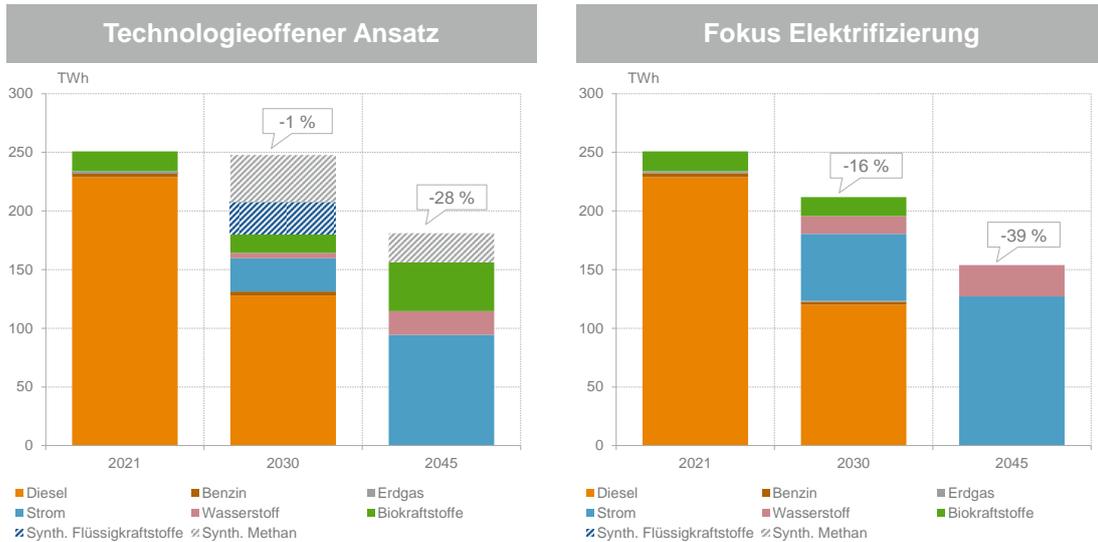


Abbildung 41: Endenergiebedarf im übrigen Straßenverkehr

Anhang C Prämissen

Anhang C.1 Allgemeine Prämissen

Brennstoffpreisprämissen

Die unterstellten Brennstoffpreise für Öl (Brent), Gas und Steinkohle basieren auf aktuellen Terminmarktnotierungen, sowie den Langfristprojektionen des World Energy Outlook 2020⁷³ für das Szenario „Stated Policies“, siehe nachfolgende Abbildung.

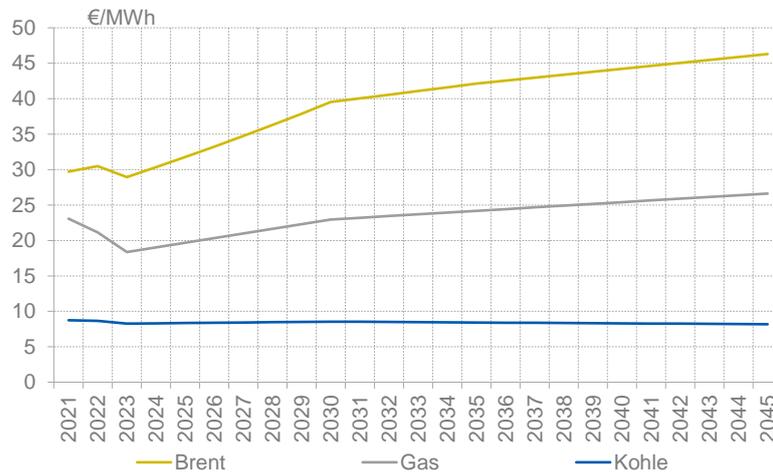


Abbildung 42: Brennstoffpreisentwicklung

CO₂-Preisprämissen

Die ETS-Preise entsprechen mittelfristig den Terminmarktnotierungen und langfristig den Projektionen des World Energy Outlook 2020⁷⁴ (Mittelwert aus „Stated Policies“ und

⁷³ IEA (2020)

⁷⁴ IEA (2020)

„Sustainable Development“). Für den nationalen CO₂-Preis werden bis 2022 die Vorgaben des BEHG zugrunde gelegt. Danach wird davon abweichend von einem ambitionierteren Anstieg des Preises ausgegangen mit 55 statt 35€/t im Jahr 2023. Dies ist nachfolgend dargestellt.

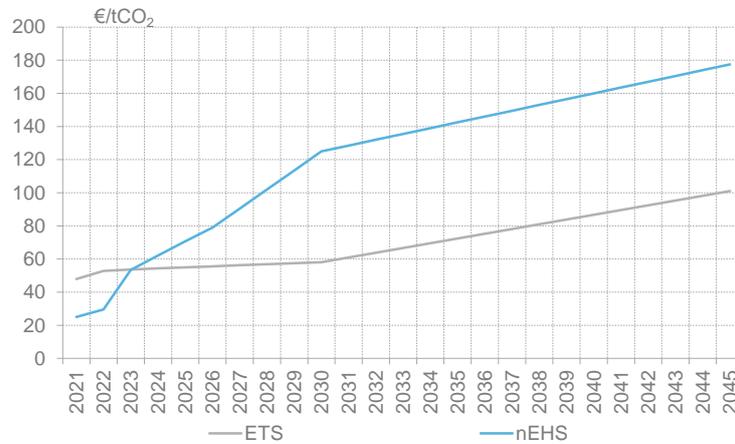


Abbildung 43: CO₂-Preisentwicklung

Bevölkerungsentwicklung

Entsprechend der Bevölkerungsvorausberechnung der Bertelsmann Stiftung, sowie des Statistischen Bundesamts wird bis 2045 von einem Rückgang der Bevölkerung auf etwa 78 Mio. Einwohner ausgegangen.⁷⁵ Die unterstellte deutschlandweite Entwicklung ist in nachfolgender Abbildung dargestellt.

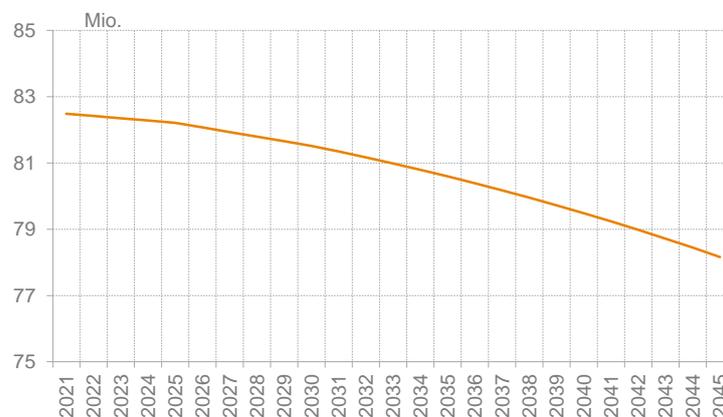


Abbildung 44: Bevölkerungsentwicklung

Potential Biomethan und biogene Kraftstoffe

Für das verfügbare Potential an Biomethan und biogenen Kraftstoffen wurde bis 2045 eine Studie im Auftrag des DVGW zugrunde gelegt⁷⁶. In der Studie wird dies auch als Bioenergiepotential bezeichnet. Dieses Potential enthält keine anderen Biomassen, wie beispielsweise Holz oder Holzhackschnitzel.

Auf Basis der Anbauflächenverfügbarkeit wird das Bioenergiepotential als Obergrenze in TWh angenommen. Zusätzlich wurde angenommen, dass sich die Nutzung des Potentials bis 2030 vermehrt vom Stromsektor in Richtung Verkehr und vor allem in den Wärmemarkt

⁷⁵ Berechnung auf Basis von Bertelsmann Stiftung (2020) und Destatis (2021)

⁷⁶ Ecofys (2018)

verschiebt. Nachfolgend verschieben sich in beiden Szenarien ab 2030 Mengen aus dem Wärme- und Verkehrssektor in die nichtenergetische Nutzung in der Grundstoffchemie, da insbesondere hier Kohlenwasserstoffe notwendig sind. Abbildung 45 zeigt die für alle Sektoren insgesamt zur Verfügung stehenden Mengen.

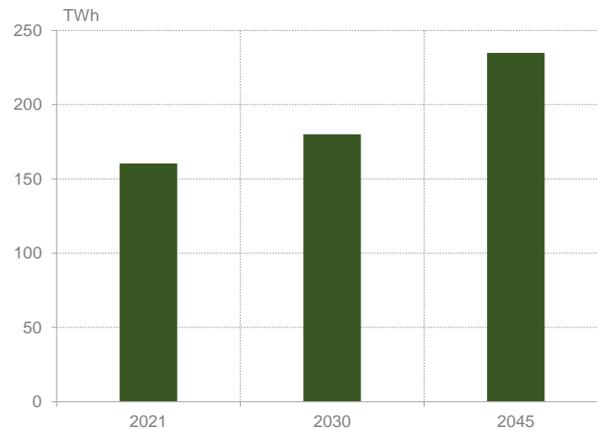


Abbildung 45: Verfügbares Potential an Bioenergie

Grüne/dekarbonisierte Gase

Die grünen/dekarbonisierten Gase umfassen neben Biomethan noch Wasserstoff und synth. Methan. Grüner Wasserstoff wird dabei bis zu den EE-Potentialgrenzen national bereitgestellt. Die darüber hinaus benötigten Mengen werden über Importe bereitgestellt. Blauer Wasserstoff wird vollständig über Importe bezogen. Aufgrund der produktionsseitigen Restemissionen wird dieser nur bis zum Jahr 2044 eingesetzt. CSS erlaubt eine Abscheidung von etwa 90 % der bei der Dampfreformierung von Erdgas auftretenden CO₂-Emissionen. Die Produktion von türkisen Wasserstoff basiert auf der Methanpyrolyse. Diese Form von Wasserstoff wird vollständig national bereitgestellt. Der auftretende Kohlenstoff fällt dabei als Feststoff an. Verbundene Emissionen mit der Erdgasbeschaffung werden dabei nicht berücksichtigt. Die Bereitstellung von synth. Methan erfolgt ausschließlich über Importe. Das zur Produktion benötigte Kohlenstoff-Atom wird über Direct-Air-Capture (DAC) bezogen.

Anhang C.2 Wärmemarkt

Sanierungsraten

Die durchschnittlichen Sanierungsraten über den Zeitraum 2021 bis 2045 betragen in den Szenarien 1,6 bzw. 2,7 %/a. Dabei wird von einem schrittweisen Anstieg der Sanierungsaktivitäten ausgegangen, wie in nachfolgender Tabelle dargestellt ist.

	2021 - 2030	2031 - 2045	2021 - 2045
Technologieoffener Ansatz	1,4 %	1,7 %	1,6 %
Fokus Elektrifizierung	1,8 %	3,3 %	2,7 %

Tabelle 2: Entwicklung Sanierungsraten

Investitionskosten, Wirkungsgrade und Nutzungsdauern der Heiztechnologien

Für die Heizsysteme in Ein- und Mehrfamilienhäusern im Bestand wird die in den folgenden Abbildungen dargestellte Entwicklung der Investitionskosten und Wirkungsgrade angenommen.⁷⁷ Für Wärmepumpen wird eine Verschlechterung des Wirkungsgrades bei Gebäuden mit niedrigem Effizienzstandard abgebildet.

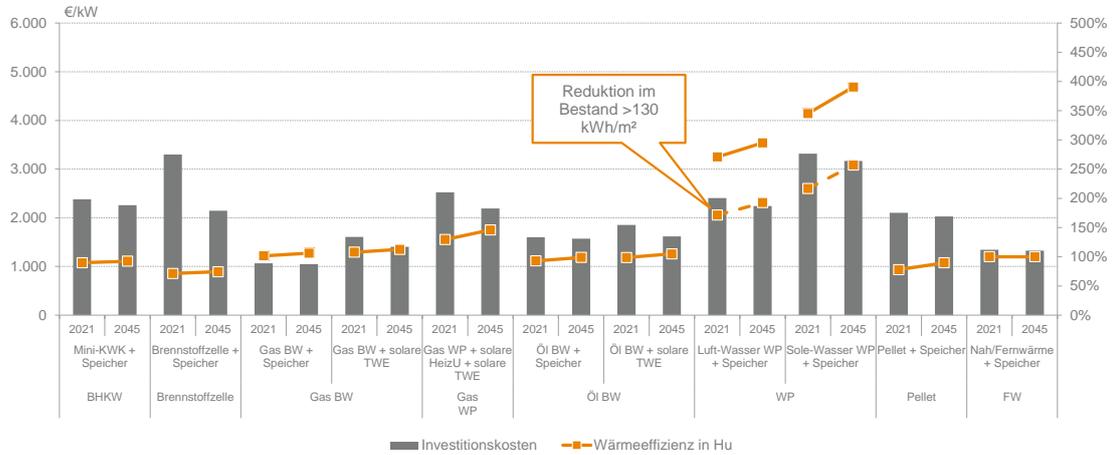


Abbildung 46: Investitionskosten und Wirkungsgrade EFH im Bestand

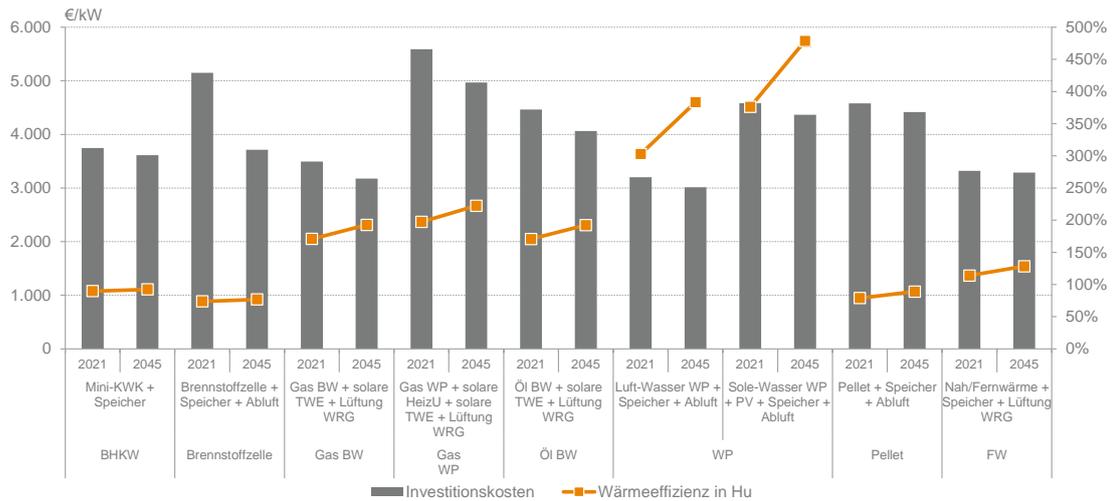


Abbildung 47: Investitionskosten und Wirkungsgrade EFH im Neubau

⁷⁷ Basierend auf BDEW (2021a), BDEW (2021b), Umweltbundesamt (2017) und DLR (2010)

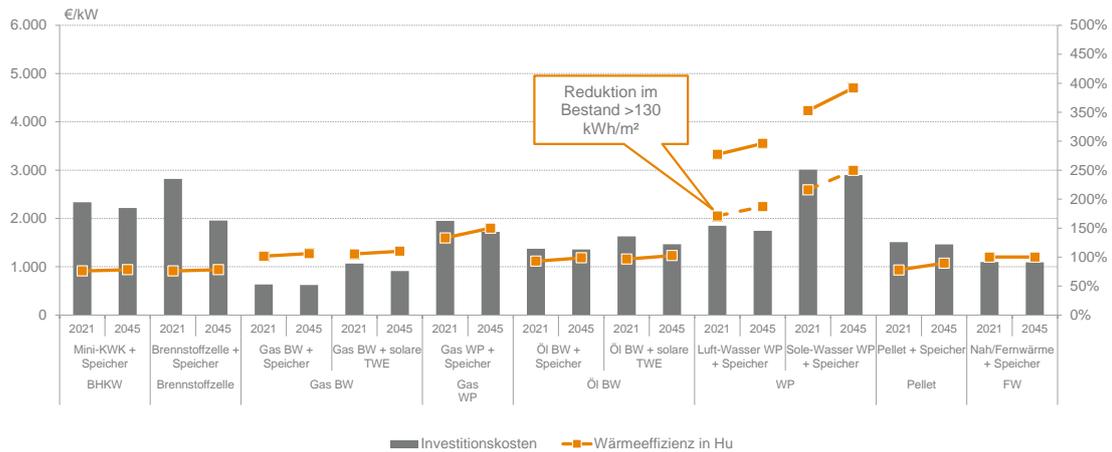


Abbildung 48: Investitionskosten und Wirkungsgrade MFH im Bestand

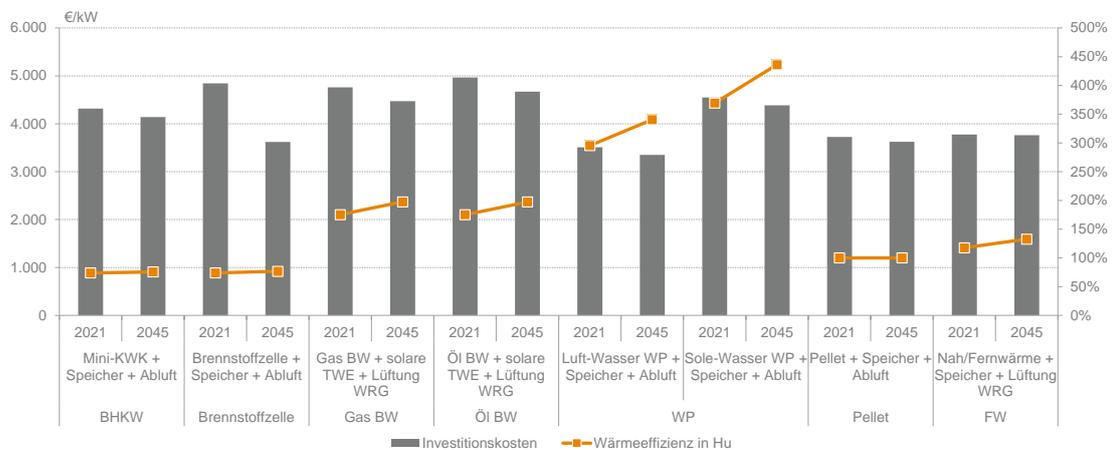


Abbildung 49: Investitionskosten und Wirkungsgrade MFH im Neubau

Nachfolgende Tabelle stellt die unterstellten Nutzungsdauern der Heizungssysteme dar.⁷⁸ Bei der Kombination verschiedener Technologien (z.B. Gas-Brennwerttherme + solare Trinkwassererwärmung) wird die Nutzungsdauer der führenden Technologie berücksichtigt.

Technologie	Nutzungsdauer
BHKW/ KWK	15
Gas-Brennwerttherme	20
Gas-Wärmepumpe	15
Öl-Brennwerttherme	20
(Groß-)Wärmepumpe	20
Elektroheizer	20
Pelletheizung	20
Fernwärme	20
Brennstoffzelle	18

Tabelle 3: Unterstellte Nutzungsdauer Heizungssysteme

⁷⁸ Auf Basis von VDI 2067 Blatt 1 und Annahmen enervis

Anhang C.3 Verkehrsmarkt

Fahr- und Verkehrsleistung

Während die mit von PKW zurückgelegten Kilometer bis 2045 um ca. 20 % sinken, steigt die Verkehrsleistung von LKW im gleichen Zeitraum leicht an.

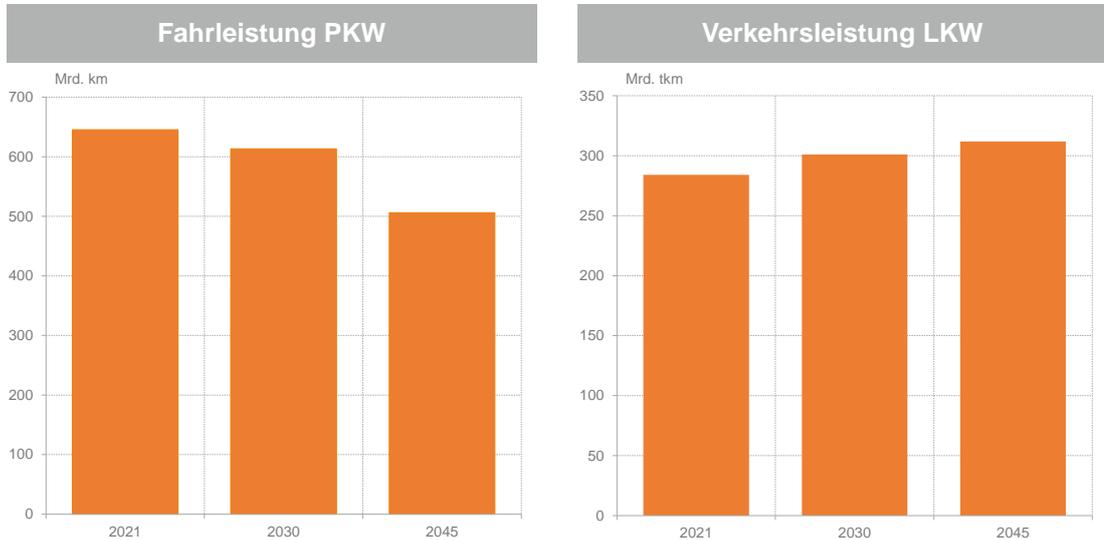


Abbildung 50: Entwicklung von Fahr- und Verkehrsleistung

Investitionskosten der Antriebstechnologien

Im Prognosezeitraum steigen die Kosten von konventionellen Antriebsarten kontinuierlich an, da nötige Effizienzfortschritte immer schwerer zu erreichen sind. Die Kosten von Elektro- und Brennstoffzellenfahrzeugen sinken dagegen deutlich.

Nachfolgende Abbildung stellt die im Modell berücksichtigten Investitionskosten am Beispiel eines Mittelklasse PKWs dar.

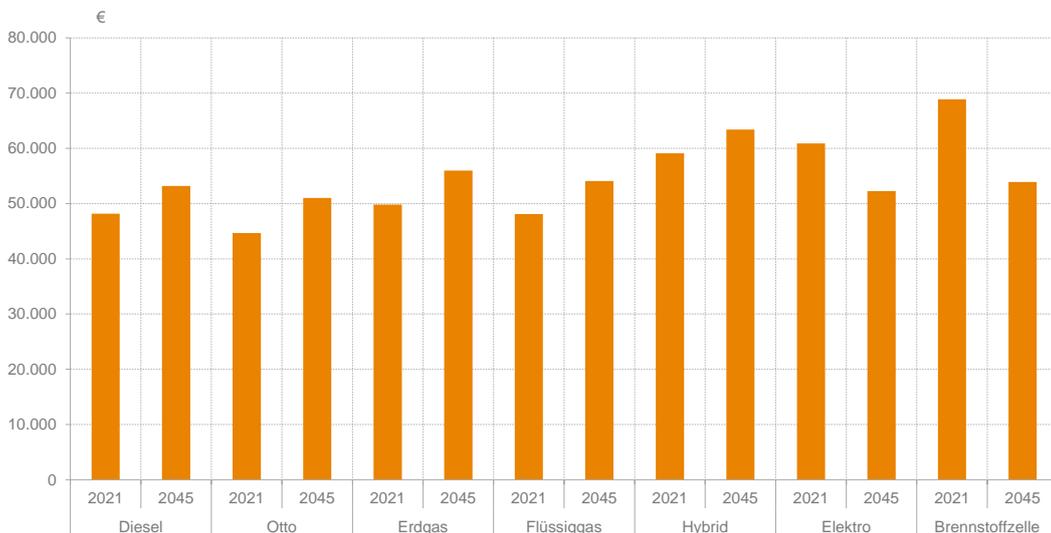


Abbildung 51: Investitionskostenentwicklung von Mittelklasse-PKW

Anhang C.4 Nichtenergetischer Verbrauchssektor

Für die Fortschreibung der Anteile der Primärchemikalien wurde die durchschnittliche Entwicklung von 2010 - 2017 angesetzt.⁷⁹ Der Anteil der Olefine steigt um 0,3 %/a, Aromaten und Syngase gehen um 1,1 %/a und 1,3 %/a zurück. Dies ist nachfolgend dargestellt.

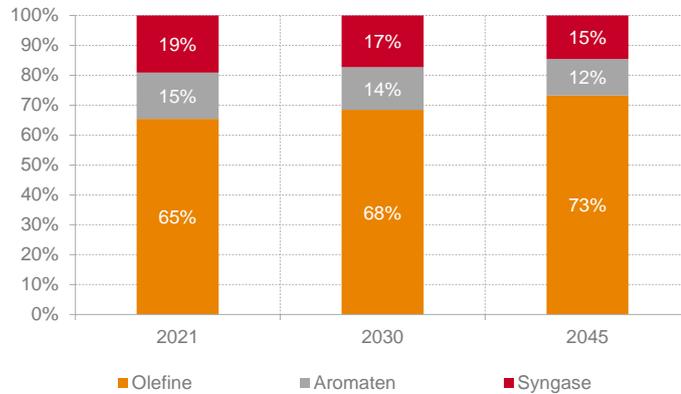


Abbildung 52: Anteilige Zusammensetzung der Primärchemikalien in der Grundstoffchemie

Für die Stahlherstellung wird von einer Erhöhung des Anteils der Sekundärstahlproduktion von heute 30 % auf 55 % im Jahr 2045 ausgegangen, vgl. Abbildung 53⁸⁰. Als Reduktionsmittel wird zunächst Erdgas eingesetzt und bis 2045 vollständig durch Wasserstoff substituiert.

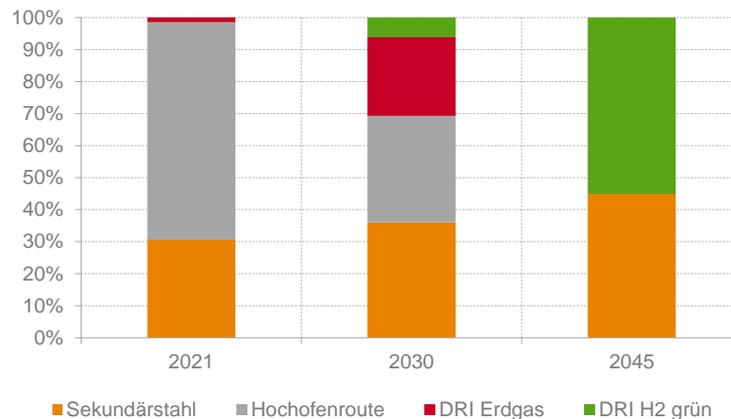


Abbildung 53: Zusammensetzung Stahlproduktion

⁷⁹ Vgl. auch VCI (2020a)

⁸⁰ Vgl. auch dena (2018)

Anhang C.5 Stromsektor

Entwicklung der Basisstromnachfrage

Annahmen basierend auf Projektionen des „Szenariorahmen zum NEP Strom 2035, Version 2021“ Entwurf ÜNB 2020 / Szenario B bzw. C. Die gezeigte Nettostromnachfrage versteht sich ohne die zusätzliche Stromnachfrage aus Elektromobilität, Power to Heat und Elektrolysekapazitäten.

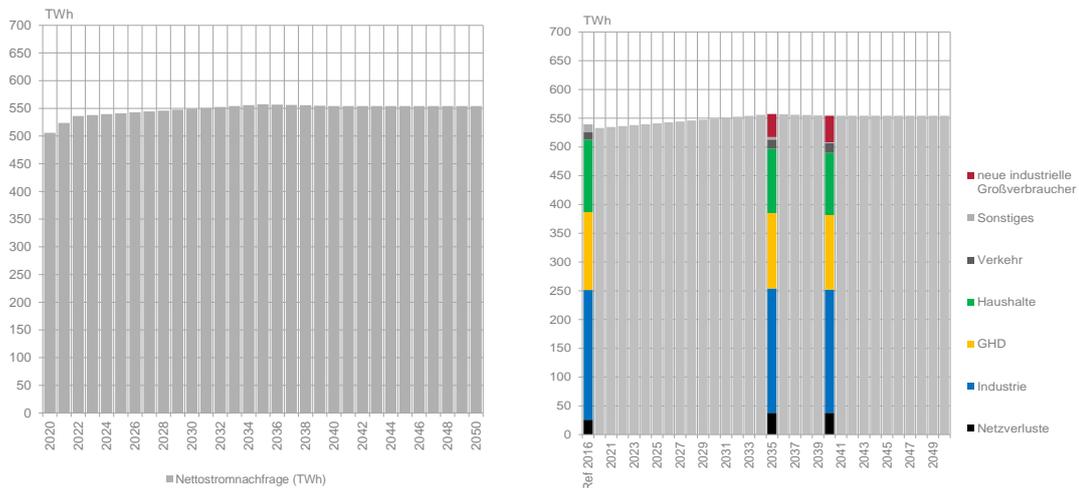


Abbildung 54: Entwicklung Basisstromnachfrage⁸¹

Investitionskosten, Benutzungsstunden und Vollkosten der Erneuerbaren Energien

	Jahr	Invest [€/kW]	Var. Betriebs-Kosten [€/MWh]	Fixe Betr.-Kosten [€/kW] (Degression (0,75% p.a))	VBH [h]	Lebens-dauer [a]
Wind Onshore	2020	1.250	5,0	28,9	2.650	22
	2030	1.100	5,0	26,8	3.200	22
	2040	1050	5,0	24,9	3.600	22
	2050	950	5,0	23,1	3.750	22
Wind Offshore	2020	2.900	5,0	69,4	4.200	22
	2030	2.200	5,0	64,4	4.500	22
	2040	1.800	5,0	59,7	4.800	22
	2050	1.600	5,0	55,4	5.000	22
PV Aufdach	2020	875	1,0	19,3	950	25
	2030	625	1,0	17,9	950	25
	2040	550	1,0	16,6	950	25
	2050	500	1,0	15,4	950	25
PV Freifläche	2020	500	1,0	16,4	1.000	30
	2030	350	1,0	15,2	1.000	30
	2040	275	1,0	14,1	1.000	30
	2050	225	1,0	13,1	1.000	30

Abbildung 55: Vollkostenentwicklung Erneuerbarer Energien

Die gezeigten Annahmen entsprechen den Einschätzungen von enervis unter Berücksichtigung eines Korridors an Studien.

⁸¹ ÜNB (2020)

Investitionskosten und Wirkungsgrade konventioneller Kraftwerke

Im Bereich konventioneller Kraftwerkstechnologien treiben technologische Weiterentwicklungen bei der Wirkungsgradoptimierung die realen Investitionskosten der Anlagen. Die getroffenen Annahmen sind nachfolgend dargestellt.

€/kW	2020	2025	2030	2035	2040	2045
GT	460	470	480	490	500	510
GuD	770	800	830	850	870	890
Batteriespeicher	490	400	350	300	290	280

Tabelle 4: CAPEX Annahmen

	Fixe Betriebskosten €/MW/a	Variable Einsatzkosten €/MWh
GT	13.500 ^{*)}	1,0
GuD	19.250 ^{*)}	1,5

Tabelle 5: OPEX Annahmen

Anhang C.6 PtX

In nachfolgender Abbildung sind die unterstellten Bezugskosten⁸² für PtX-Produkte, sowie blauen und türkisen Wasserstoff dargestellt. Diese werden in Kapitel 10 den Kostenpunkt „Energieträger inkl. PtX“ zugeordnet. Bis 2045 können die Kosten insbesondere für grünen Wasserstoff, synthetisches Methan und synthetische Kraftstoffe weiter gesenkt werden. Die Kosten für grünen Wasserstoff, blauen Wasserstoff, synth. Methan und synth. Kraftstoffe umfassen jeweils die Gestehungskosten im Ausland, sowie Importkosten frei Deutschland. Für türkisen Wasserstoff wird erst ab 2030 von einer Verfügbarkeit ausgegangen. Dieser wird national bereitgestellt. Die Kosten für die begrenzte nationale Produktion von grünem Wasserstoff wird in Kapitel 10 unter „PtX-Inlandsproduktion“ verortet und kalkulieren sich über die abgezinsten Investitions- und Betriebskosten der Elektrolyse. Die korrespondierenden Strombezugskosten sind dem Stromsektor zugeordnet.

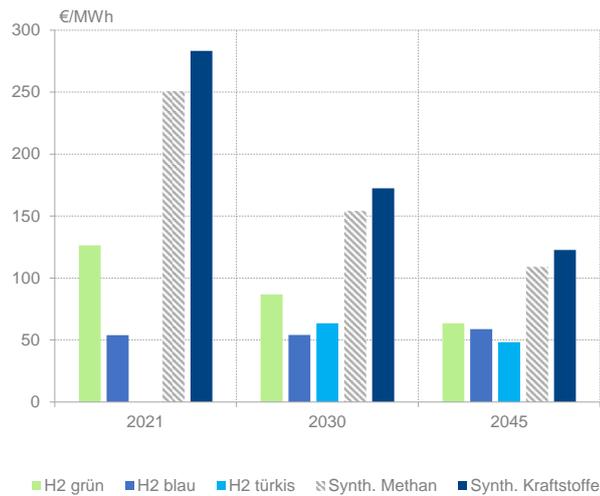


Abbildung 56: Bezugskosten PtX-Produkte

⁸² Basierend auf Wuppertal Institut und DIW (2020), Öko-Institut (2020), IEA (2019), FCHJU (2019) und Agora Verkehrswende, Agora Energiewende und Frontier Economics (2018)

Literaturverzeichnis

AGEB (2020). Ausgewählte Effizienzindikatoren zur Energiebilanz Deutschland. Online im Internet unter: <http://www.ag-energiebilanzen.de/38-0-Effizienzindikatoren.html>. Abgerufen am 04. August 2021.

AGEB (2020). Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland 1990-2019. Online im Internet unter: https://ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=awt_2019_d.pdf. Abgerufen am 04. August 2021.

Agora Energiewende (2021). Klimaneutrales Deutschland 2045. Online im Internet unter: https://static.agora-energiawende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_01_DE_KNDE2045/KNDE2045_Langfassung_g.pdf. Abgerufen am 10. August 2021.

Agora Energiewende und Wuppertal Institut (2019). Klimaneutrale Industrie. Online im Internet unter: https://static.agora-energiawende.de/fileadmin/Projekte/2018/Dekarbonisierung_Industrie/164_A-EW_Klimaneutrale-Industrie_Studie_WEB.pdf. Abgerufen am 04. August 2021.

Agora Verkehrswende, Agora Energiewende und Frontier Economics (2018). Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe. Online im Internet unter: https://static.agora-energiawende.de/fileadmin/Projekte/2017/SynKost_2050/Agora_SynCost-Studie_WEB.pdf. Abgerufen am 26. August 2021.

BBSR (2020). Wohnflächennachfrage in Deutschland bis 2030. Online im Internet unter: <https://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/forschung/fachbeitraege/wohnen-immobilien/wohnungsmarktprognose/Prognose2030/DatenKartenGrafiken.html;jsessionid=B0C4F2B882D0CD71BAB1019F8BA7825B.live11294?nn=2544882>. Abgerufen am 26. August 2021.

BDEW (2021a). BDEW-Heizkostenvergleich Altbau 2021. Online im Internet unter: https://www.bdew.de/media/documents/BDEW-HKV_Altbau.pdf. Abgerufen am 26.. August 2021.

BDEW (2021b). BDEW-Heizkostenvergleich Neubau 2021. Online im Internet unter: https://www.bdew.de/media/documents/BDEW-HKV_Nebau.pdf. Abgerufen am 26.. August 2021.

BDEW (2021c). Energie macht Zukunft - Handlungsempfehlungen der Energiewirtschaft für die 20. Legislaturperiode. Online im Internet unter: https://www.bdew.de/media/original_images/bdew_wahl-broschure_energie_2021-06-02_web.pdf. Abgerufen am 05. August 2021.

BDEW (2021d). Entwicklung der Beheizungsstruktur im Wohnungsneubau. Online im Internet unter: <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/entwicklung-beheizungsstruktur-wohnungsneubau/>. Abgerufen am 27. August 2021.

Bertelsmann Stiftung (2020). , Online im Internet unter: <https://www.wegweiser-kommune.de/>. Abgerufen am 26. August 2021.

BMVI (2021). PtL-Roadmap: Nachhaltige strombasierte Kraftstoffe für den Luftverkehr in Deutschland. Online im Internet unter: https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/LF/ptl-roadmap.pdf?__blob=publicationFile. Abgerufen am 05. August 2021.

BMWi (2021). Zahlen und Fakten: Energiedaten. Online im Internet unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Binaer/Energiedaten/energiedaten-gesamt.xls.xlsx?__blob=publicationFile&v=133. Abgerufen am 23. Juli 2021.

BMWi (2014). Nationaler Aktionsplan Energieeffizienz. Online im Internet unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/nationaler-aktionsplan-energieeffizienz-nape.pdf?__blob=publicationFile&v=6. Abgerufen am 04. August 2021.

BMWi (2020). Die Nationale Wasserstoffstrategie. Online im Internet unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=20. Abgerufen am 05. August 2021.

Bundesnetzagentur (2020). Regulierung von Wasserstoffnetzen - Bestandsaufnahme. Online im Internet unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/Wasserstoff/Wasserstoffpapier.pdf?__blob=publicationFile&v=2. Abgerufen am 26. August 2021.

Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt (2021). Monitoringbericht 2020. Online im Internet unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2020/Monitoringbericht_Energie2020.pdf?__blob=publicationFile&v=8. Abgerufen am 04. August 2021.

Bundesregierung (2021). Klimaschutzgesetz. Online im Internet unter: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/klimaschutzgesetz-2021-1913672>. Abgerufen am 22. Juli 2021.

Bundesverband WindEnergie und Landesverband Erneuerbare Energien NRW e.V. (2020). Volllaststunden von Windenergieanlagen an Land. Online im Internet unter: <https://www.lee-nrw.de/data/documents/2020/11/23/532-5fbb61e5e6bb2.pdf>. Abgerufen am 10. August 2021.

Bundesverfassungsgericht (2021). Verfassungsbeschwerden gegen das Klimaschutzgesetz teilweise erfolgreich. Online im Internet unter: <https://www.bundesverfassungsgericht.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2021/bvg21-031.html>. Abgerufen am 22. Juli 2021.

DECHEMA (2017). Low carbon energy and feedstock for the European chemical industry. Online im Internet unter: https://dechema.de/dechema_media/Downloads/Positionspapiere/Technology_study_Low_carbon_energy_and_feedstock_for_the_European_chemical_industry.pdf. Abgerufen am 04. August 2021.

dena (2018). dena-Leitstudie: Integrierte Energiewende. Online im Internet unter: https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKEwigh4XvqZfyAhXehv0HHdxNCL8QFnoECAkQAw&url=https%3A%2F%2Fwww.dena.de%2Ffileadmin%2Fdena%2FDokumente%2FPdf%2F9261_dena-Leitstudie_Integrierte_Energiewende_lang.pdf&usg=A. Abgerufen am 04. August 2021.

Destatis (2021). , Online im Internet unter: <https://service.destatis.de/bevoelkerungspyramide/index.html#!y=2050>. Abgerufen am 26. August 2021.

DIHK (2020). Wasserstoff DIHK-Faktenpapier. Online im Internet unter: <https://www.dihk.de/resource/blob/24872/fd2c89df9484cf912199041a9587a3d6/dihk-faktenpapier-wasserstoff-data.pdf>. Abgerufen am 26. August 2021.

DIW Berlin — Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung e. V. (2021). Wärmemonitor 2019. Online im Internet unter:

https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.799883.de/20-40-1.pdf. Abgerufen am 26. August 2021.

DIW Berlin — Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung e. V. (2019). Wärmemonitor 2018: Steigender Heizenergiebedarf, Sanierungsrate sollte höher sein. Online im Internet unter: https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.676231.de/19-36-1.pdf. Abgerufen am 04. August 2021.

DLR (2010). Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global "Leitstudie 2010". Online im Internet unter: <https://www.dlr.de/dlr/Portaldata/1/Resources/documents/leitstudie2010.pdf>. Abgerufen am 26. August 2021.

Ecofys (2018). Die Rolle von Gas im zukünftigen Energiesystem. Online im Internet unter: <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/forschung/berichte/g201802-201657.pdf>. Abgerufen am 04. August 2021.

FCHJU (2019). Hydrogen Roadmap Europe. Online im Internet unter: https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/Hydrogen%20Roadmap%20Europe_Report.pdf. Abgerufen am 04. August 2021.

FNB Gas e.V. (2020). Fernleitungsnetzbetreiber veröffentlichen Karte für visionäres Wasserstoffnetz. Online im Internet unter: <https://www.fnb-gas.de/fnb-gas/veroeffentlichungen/pressemitteilungen/fernleitungsnetzbetreiber-veroeffentlichen-karte-fuer-visionaeres-wasserstoffnetz-h2-netz/>. Abgerufen am 04. August 2021.

Fraunhofer ISI (2014). Monitoring of the "Energiewende" - Energy Efficiency Indicators for Germany. Online im Internet unter: https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/sustainability-innovation/2014/WP10-2014_Monitoring-of-the-Energiewende.pdf. Abgerufen am 04. August 2021.

Fraunhofer ISI (2017). Machbarkeitsstudie zur Ermittlung der Potentiale des Hybrid-Oberleitungs-Lkw. Online im Internet unter: https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/G/MKS/studie-potentiale-hybridoberleitungs-lkw.pdf?__blob=publicationFile. Abgerufen am 26. August 2021.

frontier economics (2017). Der Wert der Gasinfrastruktur für die Energiewende in Deutschland. Online im Internet unter: <https://www.frontier-economics.com/media/2260/der-wert-der-gasinfrastruktur.pdf>. Abgerufen am 04. August 2021.

IEA (2019). The Future of Hydrogen. Online im Internet unter: https://iea.blob.core.windows.net/assets/9e3a3493-b9a6-4b7d-b499-7ca48e357561/The_Future_of_Hydrogen.pdf. Abgerufen am 04. August 2021.

IEA (2020). World Energy Outlook 2020. Online im Internet unter: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2020>. Abgerufen am 26.08.2021. August 2021.

ifeu (2020). Roadmap für die Einführung eines Oberleitungs-Lkw-Systems in Deutschland. Online im Internet unter: <https://www.ifeu.de/fileadmin/uploads/2020-08-05-Roadmap-OH-Lkw-web.pdf>. Abgerufen am 06. August 2021.

IWU, ifeu, prognos (2015). Hintergrundpapier zur Energieeffizienzstrategie Gebäude. Online im Internet unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/E/energieeffizienzstrategie-hintergrundinformation-gebaeude.pdf?__blob=publicationFile&v=5. Abgerufen am 04. August 2021.

Kraftfahrtbundesamt (2021a). Neuzulassungen. Online im Internet unter: https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Neuzulassungen/FahrzeugklassenAufbauarten/2020/2020_n_fzkl_zeitreihen.html?nn=3524574&fromStatistic=3524574&yearFilter=2020&fromStatistic=3524574&yearFilter=2020. Abgerufen am 03. September 2021.

Kraftfahrtbundesamt (2021b). Fahrzeugbestand. Online im Internet unter: https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/FahrzeugklassenAufbauarten/2021/b_fzkl_zeitreihen.html?nn=3524712&fromStatistic=3524712&yearFilter=2021&fromStatistic=3524712&yearFilter=2021. Abgerufen am 03. September 2021.

Öko-Institut (2020). Wasserstoff sowie wasserstoffbasierte Energieträger und Rohstoffe. Online im Internet unter: <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Wasserstoff-und-wasserstoffbasierte-Brennstoffe.pdf>. Abgerufen am 26. August 2021.

Öko-Institut e.V. (2021). Hochrechnung der deutschen THG-Emissionen 2021. Online im Internet unter: <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Hochrechnung-der-deutschen-THG-Emissionen-2021.pdf>. Abgerufen am 06. August 2021.

Tagesschau (2021). Klimaziele 2030 dürften verfehlt werden. Online im Internet unter: <https://www.tagesschau.de/inland/klimaziele-2030-verfehlt-101.html>. Abgerufen am 23. August 2021.

Umweltbundesamt (2019). Roadmap Gas für die Energiewende - Nachhaltiger Klimabeitrag des Gassektors. Online im Internet unter: <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/roadmap-gas-fuer-die-energiewende-nachhaltiger>. Abgerufen am 05. August 2021.

Umweltbundesamt (2014). Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050. Online im Internet unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/07_2014_climate_change_dt.pdf. Abgerufen am 04. August 2021.

Umweltbundesamt (2017). Klimaneutraler Gebäudebestand 2050. Online im Internet unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2017-11-06_climate-change_26-2017_klimaneutraler-gebaeudebestand-ii.pdf. Abgerufen am 26. August 2021.

Umweltbundesamt (2021d). Treibhausgasemissionen seit 1990. Online im Internet unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/384/bilder/dateien/2_abb_thg-emissionen-seit-1990-nach-gasen_2021.pdf. Abgerufen am 22. Juli 2021.

Umweltbundesamt (2021a). Entwicklung des Stromverbrauchs. Online im Internet unter: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/stromverbrauch>. Abgerufen am 23. Juli 2021.

Umweltbundesamt (2021b). Erneuerbare Energien im Verkehr. Online im Internet unter: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/erneuerbare-energie-im-verkehr>. Abgerufen am 23. Juli 2021.

Umweltbundesamt (2021c). Energieverbrauch für fossile und erneuerbare Wärme. Online im Internet unter: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/energieverbrauch-fuer-fossile-erneuerbare-waerme#warmeverbrauch-und-erzeugung-nach-sektoren>. Abgerufen am 23. Juli 2021.

VCI (2020a). Rohstoffbasis der Chemieindustrie. Online im Internet unter: <https://www.vci.de/top-themen/rohstoffbasis-chemieindustrie.jsp>. Abgerufen am 04. August 2021.

VCI (2020b). Chemiewirtschaft in Zahlen 2020. Online im Internet unter:
<https://www.vci.de/vci/downloads-vci/publikation/chemiewirtschaft-in-zahlen-print.pdf>.
Abgerufen am 04. August 2021.

Wuppertal Institut und DIW (2020). Bewertung der Vor- und Nachteile von Wasserstoffimporten im Vergleich zur heimischen Erzeugung. Online im Internet unter:
<https://wupperinst.org/fa/redaktion/downloads/projects/LEE-H2-Studie.pdf>. Abgerufen am 26. August 2021.

WV Stahl (2020). Fakten zur Stahlindustrie in Deutschland 2020. Online im Internet unter:
<https://www.stahl-online.de/publikationstypen/themenbroschuere/>. Abgerufen am 04. August 2021.