dena
Deutsche Energie-Agentur

dena-Leitstudie Integrierte Energiewende

Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050
Teil A: Ergebnisbericht und Handlungsempfehlungen (dena)
Teil B: Gutachterbericht (ewi Energy Research & Scenarios gGmbH)

Integrierte Energiewende

Die vorliegende dena-Leitstudie Integrierte Energiewende ist gegliedert in zwei inhaltliche Teile:

Teil A: Ergebnisbericht und Handlungsempfehlungen (dena)
Seite 3 bis 51

Teil B: Gutachterbericht (ewi Energy Research & Scenarios gGmbH)
Seite 52 bis 507

Teil A:

Ergebnisbericht und Handlungsempfehlungen

(dena)

Inhaltsverzeichnis

Vorwort **5**

Executive Summary **6**

1. Die Integrierte Energiewende als ganzheitlicher Ansatz **8**

2. Die zentralen Erkenntnisse der dena-Leitstudie Integrierte Energiewende **12**

2.1 Welche Rahmenbedingungen und Investitionen benötigt eine integrierte Energiewende? 16

2.2 Wie und wann unterscheiden sich die Transformationspfade untereinander sowie mit Blick auf das 80- und 95-Prozent-Klimaziel? 19

2.3 Welche Bedeutung hat die Energieeffizienz für die Erreichbarkeit der Klimaziele? 21

2.4 Was kann und muss der Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland leisten? 23

2.5 Welche Bedeutung haben erneuerbare synthetische Energieträger und Grundstoffe? 25

2.6 Wie lassen sich Versorgungssicherheit und Deckung der Nachfrage auch bei Dunkelflaute gewährleisten? 28

Diskurs: Versorgungssicherheit und Dunkelflaute 30

2.7 Wie wird sich die Energieinfrastruktur verändern? 32

2.8 Welche Stellschrauben beeinflussen die Energiewende im Verkehr? 34

Diskurs: Oberleitungshybrid-Lkw 37

2.9 Wie können Gebäude energieeffizienter und klimafreundlicher werden? 39

2.10 Welche Veränderungen sind im Industriesektor zu erwarten? 42

Diskurs: Carbon Capture and Storage (CCS) 44

2.11 Wie muss die Entwicklung in Deutschland in die internationale Energiewende eingebettet werden? 46

3. Struktur und Partnerkreis der dena-Leitstudie Integrierte Energiewende **48**

Impressum **51**

Vorwort

Nach 18 Monaten intensiver Arbeit an der dena-Leitstudie Integrierte Energiewende stellen wir in diesem Bericht nun unsere Ergebnisse vor. Mehr als 60 Studienpartner aus verschiedensten Branchen haben an der dena-Leitstudie mitgewirkt. Es hat eine Vielzahl von Analysen und Diskussionen gegeben – innerhalb der Studienpartner, mit einem in besonderer Weise engagiertem Beirat und vielen Akteuren in Politik und Zivilgesellschaft. Zusammen mit den wissenschaftlichen Gutachtern und den Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern der dena waren insgesamt über 250 Personen beteiligt. Für dieses außerordentlich große Engagement und die hervorragende Arbeit danke ich allen sehr herzlich.

Unser gemeinsames Ziel war es, die bestmöglichen Transformationspfade zur Erreichung der Klimaziele zu identifizieren und diese mit praxistauglichen Hinweisen und Handlungsempfehlungen zu hinterlegen. Zugleich wollten wir Marktkenntnisse und Kompetenzen all derjenigen berücksichtigen, die diese Transformationsprozesse mit ihren Unternehmen am Ende gestalten müssen.

Die Arbeit hat sich gelohnt. Wir können mit bestem Gewissen sagen, dass dieses Studienprojekt neue Maßstäbe für den energie- und klimapolitischen Diskurs setzt. Es kann Pflichtlektüre für all diejenigen sein, die in den verschiedenen von der Bundesregierung eingesetzten Kommissionen an den nötigen Maßnahmen zur Zielerreichung arbeiten.

Im Laufe der 18 Monate ist den Beteiligten klargeworden: Die Integrierte Energiewende beinhaltet viel mehr als Sektorkopplung. Es geht um das komplexe Zusammenspiel von verschiedenen Infrastrukturen und Märkten, von Kundenverhalten, regulatorischen Rahmenbedingungen und einer Vielzahl neuer Technologien und Geschäftsmodelle, die über die einzelnen Sektoren hinweg wirken. Das heißt auch: Wir müssen uns von manchen, eher einfachen Vorstellungen aus der Vergangenheit verabschieden. Energiewende muss grundsätzlich neu gedacht werden, insbesondere der gegenwärtige politische Rahmen.

Energiewende und Klimaschutz sind Fortschrittsprojekte, die eine Vielzahl von Chancen und neuen Möglichkeiten bieten. Es gilt aber auch viele Schwierigkeiten zu überwinden, über die man nicht hinwegschauen kann. Die Zielerreichung ist alles andere als ein Selbstläufer. Im Gegenteil: Wenn wir in Deutschland nicht endlich neuen Schwung aufnehmen, droht das Scheitern. Dann werden andere Länder die Chancen nutzen. Und den Strukturwandel müssen wir dennoch gestalten, weil Energiewende und Klimaschutz längst ein globales Handlungsfeld sind.

Mit der dena-Leitstudie wollen wir nicht sagen: So und nicht anders muss es sein. Die Aufgabe ist viel zu komplex, als dass ein Studienprojekt – sei es auch noch so gut – eine alleinige Lösung vorgeben könnte. Mit der Auswahl der Szenarien und dem innovativen systemischen Ansatz, den wir verfolgt haben, geben wir aber neue Orientierung und ein brauchbares Fundament für künftige Diskussionen und Entscheidungen.

Diese Studie kann Grundlage für einen Neustart in der Energiewende- und Klimaschutzpolitik sein. Wir werden den weiteren Weg intensiv verfolgen und uns munter in die Diskussion einbringen. Und all jenen, die in Zukunft wichtige Entscheidungen treffen müssen, sei gesagt: Ohne Mut und Entschlossenheit wird es nicht gehen. Und nein, Leichtsinn darf es auch nicht sein. Aber mit der richtigen Portion Urteilskraft können wir viel erreichen. Davon bin ich überzeugt.

Herzlichst Ihr

Andreas Kuhlmann
Vorsitzender der Geschäftsführung
der Deutschen Energie-Agentur (dena)

Executive Summary

dena-Leitstudie verbindet energiewirtschaftliche Analyse mit umfassendem Diskurs

Die dena-Leitstudie Integrierte Energiewende entwickelt und vergleicht für das Energiesystem in Deutschland Transformationspfade zur Erreichung der klimapolitischen Ziele bis 2050. Sie verfolgt einen innovativen, sektorübergreifenden Szenarioansatz. Zugleich baut sie auf dem Branchenwissen von über 60 Studienpartnern aus allen relevanten Sektoren und dem kontinuierlichen Austausch mit wesentlichen Akteuren aus Politik, Gesellschaft und Wissenschaft auf. Ziel ist es, die energiewirtschaftlichen Analysen durch Einschätzungen zu Umsetzungsherausforderungen und gesellschaftliche Fragestellungen zu überprüfen und zu ergänzen.

Mit erhöhten Anstrengungen in allen Sektoren lassen sich die Ziele von Paris erreichen

Eine Minderung der Treibhausgasemissionen um 80 Prozent und auch um 95 Prozent bis 2050 ist grundsätzlich erreichbar. Dies setzt aber deutlich weiter gehende Maßnahmen als bisher geplant in allen Sektoren voraus, befördert durch ein hohes Engagement aller Beteiligten, passende politische Rahmenbedingungen sowie einen Diskurs über die Verteilung der Kosten der Energiewende. Ein „Weiter so“ reicht nicht aus: Selbst bei einer anspruchsvollen Fortschreibung aktueller Entwicklungen, beispielsweise beim Zubau der erneuerbaren Energien, würde nur eine Treibhausgasminderung von rund 62 Prozent im Jahr 2050 erreicht. Da sich die möglichen Transformationspfade und damit verbundene Treibhausgasminderungen in den Sektoren bereits 2030 deutlich unterscheiden und der obere Rand des Korridors sehr weitreichende Strategien erfordert, muss in dieser Legislaturperiode eine Entscheidung zu den angestrebten Klimazielen fallen. Nur so kann in den einzelnen Sektoren rechtzeitig die Entwicklung und breite Markteinführung der notwendigen neuen Technologien starten.

Ein breiter Energieträgermix ermöglicht kostengünstigere und robustere Transformationspfade

Die in der dena-Leitstudie untersuchten Transformationspfade mit einem breiten Technologie- und Energieträgermix sind bis 2050 unter den getroffenen Annahmen um bis zu 600 Milliarden Euro kostengünstiger als solche, die verstärkt auf strombasierte Anwendungen setzen. Eine Nutzung der bestehenden Energieinfrastrukturen in ihrer Vielfalt ermöglicht bei diesen Pfaden flexiblere Lösungsansätze wie etwa das Aufgreifen von Technologieentwicklungen bis 2050, die heute noch nicht absehbar sind.

Der Ausbau und die Integration erneuerbarer Energien müssen forciert werden

Bis 2050 ist ein Nettozubau erneuerbarer Energien von durchschnittlich bis zu 8,5 Gigawatt jährlich (GW/a) erforderlich. Dafür müssen der bestehende Ausbaukorridor erweitert und die benötigten Flächen in den Bundesländern auch wirklich zur Verfügung stehen. Eine Weiterentwicklung von Marktdesign und Netzregulierung ist die Basis für eine optimierte Systemintegration erneuerbarer Energien regional und überregional.

Synthetische erneuerbare Energieträger ergänzen Energieeffizienz und den Ausbau erneuerbarer Energien

Eine Senkung des Endenergieverbrauchs durch umfassende Energieeffizienzanstrengungen in allen Sektoren (Effizienzgewinne allein in der Industrie 26 bis 33 Prozent bis 2050) sowie der Ausbau erneuerbarer Energien sind Grundvoraussetzung zur Erreichung der Klimaziele. Dritter entscheidender Faktor sind synthetische erneuerbare Energieträger, die zum Großteil nach Deutschland importiert werden. Sie decken im Jahr 2050 zwischen 150 und 900 Terawattstunden jährlich (TWh/a) in allen Anwendungsbereichen ab, die sich durch eine direkte Nutzung erneuerbaren Stroms nicht oder nur schwer von Emissionen befreien lassen. Diese „Green PowerFuels“ schließen zugleich Lücken, die perspektivisch durch Umsetzungshemmnisse entstehen können (zum Beispiel Akzeptanz für neue Windenergieanlagen).

Ein verlässlicher Planungshorizont macht aus dem erforderlichen Strukturwandel eine Modernisierungschance

Der mit der Transformation verbundene Strukturwandel betrifft neben den vieldiskutierten Veränderungen in der Kohlewirtschaft perspektivisch auch viele weitere Branchen und Industriezweige. So bringen ambitionierte Klimaziele etwa für die chemische Grundstoffindustrie grundlegende Veränderungen in einem heute hochgradig integrierten Wertschöpfungsnetzwerk. In der Automobilindustrie wird sich die Veränderung der Antriebstechnologien nicht nur auf die großen Automobilhersteller, sondern auch auf eine Vielzahl kleiner und mittlerer Unternehmen der Zulieferindustrie auswirken.

Es braucht deshalb politische Rahmenbedingungen, die langfristig verlässliche Anreize zur CO_2-Vermeidung setzen und eine technologieoffene wie innovative Optimierung über Sektorengrenzen hinweg durch den Markt ermöglichen. Die erforderlichen Grundsatzentscheidungen zu Energieinfrastrukturen müssen rechtzeitig getroffen werden, beispielsweise zur Weiterentwicklung der Gasinfrastruktur oder zum Aufbau einer Infrastruktur für Oberleitungshybrid-Lkw.

Gebäudebestand und Energiesektor benötigen die höchsten Investitionen

Eine erfolgreiche Energiewende erfordert in den nächsten drei Jahrzehnten kontinuierlich hohe Investitionen durch alle Gebäudeeigentümer in die Sanierung des Gebäudebestands, verbunden mit einer Steigerung der Sanierungsrate von bisher 1,0 auf mindestens 1,4 Prozent. Um diese Investitionsdynamik zu stimulieren und zu verstetigen, braucht es einen auf Anreize setzenden sorgfältig gewählten Instrumentenmix, der Förderung gegenüber ordnungsrechtlichem Zwang betont, laufend überprüft und nötigenfalls angepasst werden muss.

Für ein effizientes Stromsystem mit sehr hohen Anteilen erneuerbarer Energien werden umfangreiche Ausgleichseffekte innerhalb Deutschlands und im europäischen Verbundnetz erforderlich. Dafür muss über die bestehende Netzentwicklungsplanung bis 2030 hinaus in das Übertragungs- wie das Verteilnetz investiert werden. Neben einem kontinuierlichen Ausbau der erneuerbaren Energien sind im Abgleich mit den europäischen Nachbarn auch Neuinvestitionen in Gaskraftwerke nötig. Sie gewährleisten die Versorgungssicherheit, wenn die gesicherte Leistung aus Kernkraftwerken nicht mehr und aus Kohlekraftwerken nur noch in geringem Umfang zur Verfügung steht.

Die Verkehrswende fußt auf mehreren Säulen

Die Elektrifizierung der Antriebe ist ein wesentlicher Treiber der Verkehrswende – aber nicht ihr einziger. Ein entscheidender Hebel ist die Verringerung des spezifischen Energieverbrauchs der Verkehrsmittel, um den Energieverbrauch zu senken und den Anteil der erneuerbaren Energien im Verkehrssektor deutlich zu erhöhen. Strom wie gasförmige und flüssige Kraftstoffe müssen perspektivisch zu 100 Prozent auf erneuerbaren Energieträgern basieren. Parallel dazu sind neue Mobilitätsstrategien erforderlich, um den weiteren Anstieg der Verkehrsleistung zu bremsen und das Verkehrsaufkommen im besten Fall sogar absolut zu senken. Verkehrs-, Energie- und IT-Infrastruktur müssen insgesamt deutlich intensiver über die Sektoren integriert geplant und die Abgaben- sowie Steuersystematik an den Energiewendezielen ausgerichtet werden.

Eine erfolgreiche Energiewende ist eingebettet in die internationalen Entwicklungen

Ein nachhaltiges Energiesystem in Deutschland benötigt die Ausgleichsmöglichkeiten eines weiterentwickelten europäischen Strombinnenmarkts, einen internationalen Handel für synthetische erneuerbare Energieträger und die weitere Kostendegression bei zentralen Energiewendetechnologien durch globale Nachfrage.

Die Energiewende kann nur gelingen, wenn sie auch industrie- und wirtschaftspolitisch ein Erfolg ist. Dafür braucht es einerseits Instrumente zum Schutz der deutschen Industrie vor Wettbewerbsnachteilen aufgrund im internationalen Vergleich höherer deutscher Klimaschutzanforderungen (Carbon-Leakage-Schutz) und internationale Vereinbarungen für den globalen Handel. Andererseits bietet der weltweit wachsende Bedarf an Energiewendetechnologien auch Exportchancen für die deutsche Wirtschaft.

Entscheidungsspielräume und Teilhabe fördern gesellschaftliche Akzeptanz

Die nächste Phase der Energiewende wird die Bürger stärker als heute berühren – durch Verteilungsfragen bei den Energiewendekosten, durch den Strukturwandel und dessen Auswirkungen auf das eigene Arbeits- und Lebensumfeld. Sie sind herausgefordert, die erforderlichen Investitionen im privaten Bereich aufzubringen und die Veränderungen bei Energieanwendungen, beispielsweise in der Mobilität, anzunehmen und zu forcieren. Aufgabe der Politik ist es hierbei, die Chancen des Großprojekts Energiewende kontinuierlich nachzuverfolgen und aufzuzeigen. Die Bürger selbst benötigen ausreichend Handlungsfreiräume sowie Beteiligungs- und Gestaltungsmöglichkeiten für ihre Investitionsentscheidungen.

1. Die Integrierte Energiewende als ganzheitlicher Ansatz

Die dena-Leitstudie arbeitet mit dem Leitbegriff der integrierten Energiewende. Integrierte Energiewende bedeutet, dass die verschiedenen technischen Anlagen, Infrastrukturen und Märkte aus den unterschiedlichen Sektoren Energie, Industrie, Gebäude und Verkehr aufeinander abgestimmt und in ein optimiertes und intelligentes Energiesystem überführt werden. Diese Integration findet in Balance zwischen lokaler, regionaler und überregionaler Ebene statt. Zudem müssen Märkte und Infrastrukturen gemeinsam betrachtet und aufeinander abgestimmt werden.

Die dena-Leitstudie verfolgt unter diesem Leitbegriff eine ganzheitliche Betrachtung des Energiesystems und einen gesellschaftlich breiten Dialog über realistische Transformationspfade.

Sektoren im Wandel und mit zunehmend weniger deutlichen Grenzen

Jeder Sektor ist durch eigene Merkmale und Rahmenbedingungen charakterisiert: Die spezifischen Technologien, Infrastrukturen und Märkte sind innerhalb des jeweiligen Sektors abgestimmt und optimiert. Rechtliche Rahmenbedingungen sind über Jahrzehnte mit den Sektoren gewachsen und haben diese geprägt. Geschäftsmodelle und Wertschöpfungsketten haben sich sektorspezifisch entwickelt. Auch die Kundenanforderungen und -erwartungen sind je nach Sektor unterschiedlich und von verschiedenen soziologischen Faktoren beeinflusst. All dies trägt dazu bei, dass jeder Sektor anders funktioniert.

Mit der Energiewende wirken neue, starke Veränderungskräfte auf die gewachsenen Strukturen. Der Ausbau der erneuerbaren Energien, insbesondere im Stromsektor, erhöht den Bedarf an Flexibilität im System. Die Erzeugung richtet sich nicht mehr allein nach dem Verbrauch, der Verbrauch reagiert auch auf Schwankungen in der Erzeugung. Wer seine Stromnachfrage an die Lage im Stromnetz anpasst, kann seine Flexibilität zur Dienstleistung machen – sei es mit einer Produktionsanlage, einem Wärmespeicher oder einem Elektrofahrzeug. Immer mehr Verbraucher verfügen auch über dezentrale Erzeugungsanlagen und können selbst Energie ins System einspeisen. So werden etwa Gebäude immer mehr zu Einheiten, die Energie nicht nur verbrauchen, sondern auch erzeugen, speichern und abgeben.

Die Digitalisierung macht es möglich, verschiedene Komponenten in Erzeugung und Verbrauch zu steuern und aufeinander abzustimmen – auch über die Grenze des eigenen Betriebs oder Hauses hinweg. In allen Sektoren können Daten über Verbrauchsmuster die Grundlage für neue Geschäftsmodelle schaffen. Algorithmen erlauben es, den Betrieb technischer Anlagen intelligent zu steuern, zum Nutzen der Eigentümer wie zur Verbesserung der Stabilität und Effizienz des Gesamtsystems. Dadurch verändern sich die klassischen Wertschöpfungsketten der Energiewirtschaft, neue Wertschöpfungsnetzwerke entstehen – über Sektorgrenzen hinweg.

Die Sektoren, wie wir sie kennen, verändern sich. Grenzen weichen auf, die Interaktion steigt. Der Begriff Sektorkopplung greift deshalb zu kurz. Er vermittelt den Eindruck, als ginge es nur darum, bestehende und in sich geschlossene Einheiten miteinander zu verbinden. Es geht vielmehr darum, die steigende Zahl an Komponenten des Energiesystems aus allen Sektoren in einem System zu integrieren, Wechselwirkungen zu erkennen, Optimierungs- und Innovationspotenziale zu nutzen, Märkte und Infrastrukturen weiterzuentwickeln. Deshalb würde es auch zu kurz greifen, die Herausforderungen aus der Sicht einzelner Sektoren anzugehen. Um die Klimaziele zu erreichen, braucht es einen ganzheitlichen, sektorübergreifenden Ansatz. Dafür steht der Begriff Integrierte Energiewende.

Integration auf mehreren Ebenen von lokal bis international

Für eine erfolgreiche integrierte Energiewende sind alle Handlungsebenen wichtig: von einzelnen Anlagen zur Energieerzeugung, -umwandlung und -speicherung über Verbrauchsanlagen bis hin zu Gebäuden und lokalen Quartieren. Von der Stadtebene zur Region und dem überregionalen Ausgleich bis zum nationalen Energiesystem und der Integration in die internationalen Märkte und Strukturen. Bereits hier bieten sich viele Anknüpfungspunkte, die für das Erreichen der Klimaziele essenziell sind. So können lokale Kooperationen zwischen Unternehmen oder das Quartiersmanagement dazu beitragen, kleinteilige, aber wichtige Aspekte der integrierten Energiewende umzusetzen. Auch auf regionaler Ebene bieten sich große Potenziale, beispielsweise in der Zusammenarbeit von Städten mit den umgebenden ländlichen Räumen zur Nutzung erneuerbarer Energien.

Die Betrachtung der vielfältigen Handlungsoptionen ist bereits auf nationaler Ebene komplex. Integrierte Energiewende muss aber auch die europäische und globale Ebene im Blick haben. Die europäischen Energiemärkte sind miteinander verbunden. Ihre Wechselwirkungen dürften mit dem weiteren Ausbau des EU-Energiebinnenmarkts eher zu- als abnehmen. Diese europäischen Energiemärkte und -infrastrukturen, aber auch die globalen Märkte und Handelsbeziehungen bieten besondere Chancen zur erfolgreichen Umsetzung der Energiewende: durch die günstige Verfügbarkeit von erneuerbaren Energien und die Bereitstellung von Ausgleichseffekten sowie den gemeinsamen Ansatz zur Verbesserung der Versorgungssicherheit.

Darüber hinaus können die globalen Entwicklungen nicht außen vor bleiben. Wichtige Einflussfaktoren sind etwa die Wettbewerbsfähigkeit der Industrie oder schlicht die Technologieentwicklung.

Die integrierte Optimierung von Markt und Netz

Integrierte Energiewende braucht insbesondere eine Optimierung von Märkten und Infrastrukturen. So muss beispielsweise beim weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien auch die notwendige Infrastruktur für den Transport zur Verfügung stehen. Vor dem Hintergrund einer zunehmenden Verschmelzung der unterschiedlichen Sektoren werden sich auch ihre bisher getrennten Märkte immer stärker annähern. Infrastrukturen müssen optimiert gedacht werden, damit alle Sektoren auf die für sie notwendigen Strukturen und Energieträger zurückgreifen können.

Integrierte Energiewende verbindet somit nicht nur bislang getrennte Sektoren und Energieinfrastrukturen. Sie verbindet auch unterschiedliche Handlungsebenen – von lokal über national und europäisch bis global. Und sie verbindet die in all diesen Sektoren und Ebenen aktiven Akteure und gibt ihnen häufig neue Rollen. Daraus entstehen auch vielfältige neue Möglichkeiten und Chancen für neue Geschäftsmodelle.

Wechselwirkungen im integrierten Energiesystem

Durch die ganzheitliche Betrachtung des Energiesystems werden komplexe Wechselwirkungen erkennbar. Das zeigt das Beispiel der zunehmenden Elektrifizierung in allen Sektoren. Erneuerbare Energien lassen sich am stärksten im Stromsystem ausbauen. Wind- und Solarkraftwerke spielen dabei die Hauptrolle. Dieser Strom sollte so effizient wie möglich genutzt werden. Strombasierte Anwendungen nehmen zu, beispielsweise in der Industrie durch Elektrolichtbogenöfen oder verschiedene elektrolysebasierte Verfahren, in Gebäuden durch Wärmepumpen, im Verkehr durch Elektrofahrzeuge. Doch die Elektrifizierung stößt auch an ihre Grenzen. Nicht alle Prozesse in der Industrie lassen sich elektrifizieren. In Gebäuden steigt der Sanierungsbedarf zusätzlich, weil Wärmepumpen mit niedrigen Versorgungstemperaturen und kleinen Temperaturdifferenzen arbeiten und daher für einen effizienten Betrieb eine hohe thermische Qualität der Gebäudehülle wichtig ist. Im Verkehrsbereich bestehen große Herausforderungen im Güterstraßenfernverkehr sowie bei der Schiff- und Luftfahrt. Hier ergeben sich viele Fragen zum Einsatz und Verhältnis von Strom, gasförmigen und flüssigen Energieträgern im Energiesystem der Zukunft.

Für Lkw wäre eine Elektrifizierung mithilfe von Oberleitungen technisch möglich. Aber lohnt sich der Aufbau dieser Elektrifizierungsinfrastruktur im Verkehrssektor? Wie sinnvoll ist es, ambitioniertere Ziele für die Gebäudesanierungsrate auszurufen, wo selbst die bisherige Zielmarke seit Jahren weit verfehlt wird? Wie und wo muss das Energiesystem ausgebaut werden, um den zusätzlichen Strombedarf zu decken? Wie reagiert das System in Extremsituationen wie Jahreshöchstlast, also dem Zeitpunkt der höchsten Nachfrage im Jahr, oder Dunkelflaute, wenn kaum Wind- oder Solarstrom zur Verfügung stehen? Was ist unter dem Begriff „Dunkelflaute“ überhaupt zu verstehen und wie weit kann, wie weit soll das System dagegen abgesichert sein? Wie entwickeln sich die Infrastrukturen für gasförmige oder flüssige Energieträger, wenn sich ihre Auslastung verändert? Und ist es vielleicht an manchen Stellen praktikabler, kostengünstiger und für die Stabilität des Systems nützlicher, erneuerbaren Strom doch nicht direkt, sondern für die Erzeugung von synthetischen Energieträgern zu nutzen? Diese und weitere Fragen untersucht die dena-Leitstudie in ihren verschiedenen Szenarien.

Gesellschaftliche Akzeptanz als Zielfaktor

Neben der Maxime der möglichst effizienten und umweltschonenden Nutzung von Energie kommen weitere Faktoren ins Spiel: wirtschaftliche Kosten, Versorgungssicherheit und nicht zuletzt gesellschaftliche Akzeptanz. Präsent sind bereits heute Einwände gegen die Errichtung von Windkraftanlagen oder Stromübertragungsleitungen. Auch die Bereitschaft oder Möglichkeit zu Investitionen in neue, energieeffiziente Technik ist bei Unternehmen, Kommunen und Privatpersonen nicht selbstverständlich, obwohl sich Investitionen in Energieeffizienz meist früher oder später durch die eingesparten Energiekosten wirtschaftlich rechnen – sei es die Modernisierung einer Produktionsanlage, die Sanierung eines Gebäudes oder die Anschaffung eines sparsamen Haushaltsgeräts oder Fahrzeugs. Auf die Realisierbarkeit einzelner Transformationspfade hat das erhebliche Auswirkungen. Die dena-Leitstudie berücksichtigt deshalb gesellschaftliche Akzeptanz als vierten Zielfaktor, zusätzlich zu den etablierten Zielfaktoren Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit.

Integrierte Energiewende im Dialog

Für den ganzheitlichen Ansatz der integrierten Energiewende müssen Ausgangsituationen, Anforderungen und Möglichkeiten in verschiedenen Dimensionen optimiert werden. Das führt zu vielen Abhängigkeiten und einer sehr hohen Komplexität. Bewertungen aus Sicht eines einzelnen Sektors oder einer einzelnen Branche reichen nicht aus. Es braucht einen Erkenntnisprozess im interdisziplinären, branchenübergreifenden Diskurs und große Offenheit gegenüber künftigen Entwicklungen. Aufgrund der hohen Dynamik der Energiewende ist es wichtig, dass alle Beteiligten auf Veränderungen in der Denkweise und in den Prozessen flexibel reagieren. Die dena-Leitstudie ist selbst ein Beispiel für solch einen breiten Dialog, in dem Fachakteure über die Grenzen von Branchen und Sektoren hinweg bereit sind, voneinander zu lernen und die Dinge zwar aus ihrer Perspektive, aber mit Rücksicht auf das System zu denken. Sie ist kein reines Forschungs- und Studienprojekt. Sie baut bewusst auf das Branchenwissen von über 60 Studienpartnern aus allen relevanten Sektoren und den kontinuierlichen Dialog mit Akteuren aus Politik, Gesellschaft und Wissenschaft auf. Auch die Aufbereitung der Ergebnisse und Impulse ist so angelegt, dass sie möglichst zu weiteren Diskussionen anregt.

Szenarioanalyse statt Optimierungsanalyse

Zum dialogorientierten Ansatz der dena-Leitstudie gehört auch, dass sie verschiedene Transformationspfade als Handlungsoptionen zur Diskussion stellt. Die durchgeführten quantitativen Analysen sind keine umfassende Optimierungsanalyse, bei der alle angebots- und nachfrageseitigen Merkmale in einem mathematischen Modell abgebildet und ausgleichschaffende Strukturen in gegenseitigen Wechselwirkungen auf einen bestimmten Zielpunkt hin optimiert werden.

Maßgabe war nicht, den einen optimalen Pfad zur erfolgreichen Umsetzung der Energiewende zu ermitteln und für Politik und Wirtschaft detailliert als Roadmap zu beschreiben. Vielmehr handelt es sich bei der dena-Leitstudie um eine Szenarioanalyse. Zu Beginn wurden mit den Partnern grundsätzliche Szenarien abgestimmt und dann je Studienmodul spezifische Transformationspfade entwickelt, die jeweils ein Szenario mit seinen Anforderungen und den damit verbundenen Klimazielen erreichen. Anhand dieser Pfade wurde analysiert, mit welchen Anwendungen, Technologien und Energieträgern sich die Klimaziele erreichen lassen. Mit dieser Herangehensweise ließ sich das Know-how der Studien- und Modulpartner bestmöglich einbinden und Transformationspfade entwickeln, die als realisierbar eingeschätzt wurden.

Die Systemgrenzen der dena-Leitstudie

Die dena-Leitstudie verfolgt einen ganzheitlichen Ansatz, aber sie kann natürlich nicht alle Aspekte umfassend untersuchen. Wie bei jeder Studie ist es wichtig, die Systemgrenzen zu kennen und zu benennen. Nur dann lassen sich die gemachten Aussagen mit der ihnen zustehenden Bedeutung verstehen. Und gleichzeitig lässt sich daraus ableiten, zu welchen Fragen sich nachfolgende, weiter gehende Untersuchungen anbieten.

Die Bilanzierung aller Treibhausgasemissionen erfolgt in der dena-Leitstudie – wie international üblich und wie beispielsweise beim Klimaschutzplan 2050 der Bundesregierung – nach dem sogenannten Quellprinzip. Das Quellprinzip besagt, dass Emissionen dort ausgewiesen werden, wo sie entstehen. Im Rahmen unserer Studie werden somit diejenigen Emissionen bilanziert, die innerhalb der nationalen (das heißt territorialen) Grenzen Deutschlands entstanden sind. Zudem werden die Emissionen in demjenigen Sektor ausgewiesen, in dem die Verbrennung und damit die Freisetzung von Treibhausgasen stattfindet. Je stärker das Energiesystem integriert ist und die Sektoren verbunden sind, desto fraglicher ist, ob das Quellprinzip seinen Zweck erfüllt. Ein Beispiel sind importierte Brenn- und Kraftstoffe, die mithilfe von erneuerbaren Energien unter Verwendung von CO_2 aus der Luft oder aus CO_2-haltigen Abgasen synthetisch erzeugt werden. Abweichend vom Quellprinzip werden Emissionen aus der Verbrennung solcher importierten Green PowerFuels in der dena-Leitstudie als klimaneutral betrachtet, da es sich um einen Kohlenstoffkreislauf handelt: Die Emissionen, die bei der Verbrennung entstehen, wurden zuvor an einer anderen Stelle aus der Atmosphäre entnommen. Folglich gehen synthetische Brennstoffe mit einem CO_2-Faktor von null in die nationale CO_2-Bilanzierung ein.

Eine wichtige Grenze der Studie besteht bezüglich der möglichen Aussagen zu den Kosten der Energiewende. Untersucht wurden die Mehrkosten verschiedener Transformationspfade im Energiesektor und in den energieverbrauchenden Sektoren zum Erreichen der Klimaziele im Vergleich zu einem nicht zielerreichenden Referenzszenario. Auf dieser Basis können die Transformationspfade bewertet und verglichen werden, es können aber keine Aussagen zum Kostenoptimum des Gesamtsystems gemacht werden.

Es war im Rahmen der dena-Leitstudie außerdem nicht möglich, die Investitionen im Industriesektor realistisch abzuschätzen. Zum einen sind die Anlagen im industriellen Bereich meist sehr individuell ausgelegt; es lassen sich deshalb kaum Standardinvestitionskosten bestimmen. Zum anderen handelt es sich teilweise um Technologien, die noch zu entwickeln sind oder deren weitere Entwicklung mit Unsicherheiten behaftet ist. Eine wissenschaftlich fundierte Benennung der notwendigen Investitionskosten ist nicht möglich. Ebenso wenig können im Rahmen der Studie Aussagen über die positiven volkswirtschaftlichen Effekte einer erfolgreichen Energiewende getroffen werden, beispielsweise wie viele Arbeitsplätze durch die Investitionen entstehen, wie sich die Wertschöpfung der deutschen Industrie entwickelt oder welche Folgekosten für Mensch und Umwelt vermieden werden.

Alle ermittelten Kosten zur Transformation des Energiesystems wurden aus volkswirtschaftlicher Perspektive betrachtet. Es wurde nicht geprüft, ob sich Maßnahmen aus einzelwirtschaftlicher Perspektive lohnen und welche Verteilungswirkungen entstehen. Für eine Bewertung der Transformationspfade und deren gesellschaftlicher und gesamtwirtschaftlicher Wirkungen müssen sich weitere Studien anschließen. Hierin könnten dann die betriebswirtschaftliche Umsetzung der Transformation und die konkreten Auswirkungen auf die Bürger, speziell auf die Wohn- und Energiekosten, aber auch zu Beschäftigungseffekten und inländischer Wertschöpfung, untersucht werden. Solch eine weiterführende Analyse wäre maßgeblich für eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende, die letztlich durch die Einzelakteure, also durch die Unternehmen und privaten Verbraucher vollzogen wird.

Die dena-Leitstudie soll dazu anregen, den Ansatz der integrierten Energiewende weiterzuverfolgen – auch und gerade dort, wo sich weiterer Diskussions- und Forschungsbedarf abzeichnet. Je breiter und vielseitiger der Dialog, desto eher wird es möglich sein, eine gemeinsame Entscheidung über Deutschlands Transformationspfad zu finden.

2. Die zentralen Erkenntnisse der dena-Leitstudie Integrierte Energiewende

1. **Welche Rahmenbedingungen und Investitionen benötigt eine integrierte Energiewende?**
2. **Wie und wann unterscheiden sich die Transformationspfade untereinander sowie mit Blick auf das 80- und 95-Prozent-Klimaziel?**
3. **Welche Bedeutung hat die Energieeffizienz für die Erreichbarkeit der Klimaziele?**
4. **Was kann und muss der Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland leisten?**
5. **Welche Bedeutung haben erneuerbare synthetische Energieträger und Grundstoffe?**
6. **Wie lassen sich Versorgungssicherheit und Deckung der Nachfrage auch bei Dunkelflaute gewährleisten?**
7. **Wie wird sich die Energieinfrastruktur ändern?**
8. **Welche Stellschrauben beeinflussen die Energiewende im Verkehr?**
9. **Wie können Gebäude energieeffizienter und klimafreundlicher werden?**
10. **Welche Veränderungen sind im Industriesektor zu erwarten?**
11. **Wie muss die Entwicklung in Deutschland in die internationale Energiewende eingebettet werden?**

2050
DAS KLIMAFREUNDLICHE UND INTEGRIERTE ENERGIESYSTEM DER ZUKUNFT

Die zentralen Erkenntnisse der dena-Leitstudie Integrierte Energiewende

Deutschland hat sich zum Ziel gesetzt, seine nationalen Treibhausgasemissionen bis 2050 um 80 bis 95 Prozent gegenüber 1990 zu reduzieren. Gleichzeitig zählt Deutschland zu den Unterzeichnern des Abkommens von Paris, welches darauf abzielt, die Erderwärmung im Vergleich zum vorindustriellen Niveau auf deutlich unter 2 °C zu begrenzen, möglichst auf 1,5 °C.

Ziel der dena-Leitstudie Integrierte Energiewende ist es, gemeinsam mit der Expertise der mehr als 60 Studienpartner aus vielen relevanten Branchen realistische Transformationspfade zur Erreichung des Zielkorridors für 2050 zu entwickeln und diese durch die wissenschaftlichen Gutachter in einer sektorübergreifenden, energiewirtschaftlichen Modellierung zu bewerten.

Hierfür wurden vier Szenarien in zwei Gruppen untersucht, die die Erreichung der deutschen Klimaziele bis 2050 zum Gegenstand hatten. Zusätzlich wurde ein Referenzszenario ohne Klimazielvorgabe als Vergleichsbasis modelliert.

Dieses Kapitel fasst die zentralen Erkenntnisse der dena-Leitstudie in „11 Fragen zur Energiewende“ zusammen. Sie bilden den bei einzelnen Themen sehr intensiv – und teilweise auch kontrovers – geführten Diskurs ab, der unter Moderation der dena im Kreis der Studienpartner sowie im kontinuierlichen Austausch mit wesentlichen weiteren Akteuren aus Politik, Gesellschaft und Wissenschaft geführt wurde. Zudem sind für jede Frage konkrete Handlungsempfehlungen abgeleitet, die aus Sicht der dena und der Studienpartner zur erfolgreichen Umsetzung der Energiewende notwendig sind.

Die Klimazielszenarien: Elektrifizierung und Technologiemix jeweils mit 80- oder 95-Prozent-Klimaziel

Sie beschreiben die Wege hin zu einem neuen, klimafreundlichen Energiesystem, in dem die Treibhausgasemissionen bis 2050 um 80 beziehungsweise 95 Prozent im Vergleich zu 1990 sektorenübergreifend reduziert werden.

Referenzszenario (RF)

Das Referenzszenario (RF) wurde als Vergleich ohne Klimazielvorgabe modelliert. Es nimmt eine Fortschreibung der aktuellen Politik- und Technologieentwicklungen bis 2050 an, allerdings auf einem durchaus ambitionierten Niveau. Es setzt moderate Annahmen für CO_2-Zertifikatspreise. In der Modellierung wird kein Ziel zur Treibhausgasminderung vorgegeben.

Elektrifizierungsszenario (EL80)

mit 80-Prozent-Klimaziel

Das Elektrifizierungsszenario mit 80-Prozent-Klimaziel geht von der Steigerung der Energieeffizienz und einer breiten Elektrifizierung in allen Sektoren aus, was zu einer deutlichen Zunahme der Stromnachfrage führt. Synthetisch erzeugte Energieträger werden berücksichtigt, wenn sie zwingend erforderlich werden. Das Szenario wird mit Blick auf das Ziel einer Reduktion von 80 Prozent der Treibhausgase im Vergleich zu 1990 analysiert.

Elektrifizierungsszenario (EL95)

mit 95-Prozent-Klimaziel

Das Elektrifizierungsszenario mit 95-Prozent-Klimaziel geht von der Steigerung der Energieeffizienz und einer breiten Elektrifizierung in allen Sektoren aus, was zu einer weiteren Zunahme der Stromnachfrage führt. Synthetisch erzeugte Energieträger werden berücksichtigt, wenn sie zwingend erforderlich werden. Das Szenario wird mit Blick auf das Ziel einer Reduktion von 95 Prozent der Treibhausgase im Vergleich zu 1990 analysiert.

Technologiemixszenario (TM80)

mit 80-Prozent-Klimaziel

Das Technologiemixszenario mit 80-Prozent-Klimaziel nimmt ebenfalls die Steigerung der Energieeffizienz an, lässt jedoch bewusst eine breitere Variation bei den eingesetzten Technologien und Energieträgern zu. Das Szenario wird in der Modellierung hinsichtlich einer Reduktion von 80 Prozent der Treibhausgase im Vergleich zu 1990 analysiert.

Technologiemixszenario (TM95)

mit 95-Prozent-Klimaziel

Das Technologiemixszenario mit 95-Prozent-Klimaziel legt ebenfalls die Steigerung der Energieeffizienz zu Grunde, lässt jedoch bewusst eine breitere Variation bei den eingesetzten Technologien und Energieträgern zu. Das Szenario wird in der Modellierung hinsichtlich einer Reduktion von 95 Prozent der Treibhausgase im Vergleich zu 1990 analysiert.

2.1 Welche Rahmenbedingungen und Investitionen benötigt eine integrierte Energiewende?

Die Energiewende ist ein gesamtgesellschaftliches Projekt von enormer Tragweite und Komplexität. Das zeigt sich insbesondere bei dem gegenwärtigen Regelwerk und den dort formulierten Rahmenbedingungen. Es ist charakterisiert durch eine Vielzahl von Einzelmaßnahmen, die kontinuierlich nachgebessert und verfeinert werden. Diese Praxis fortwährender Detailkorrekturen gibt jedoch keine hinreichenden Impulse, um die Energie- und Klimaschutzziele der Bundesregierung zu erreichen. Dazu braucht es eine umfassendere, tragfähige politische Strategie.

Technologiemix und Planungssicherheit gewährleisten

Die dena-Leitstudie zeigt, dass das zukünftige sektorübergreifende Energiesystem auf einem breiten Mix an Energieträgern und Technologien basieren sollte. Die Klimaziele lassen sich so mit realistischeren und gesamtwirtschaftlich vorteilhafteren Veränderungspfaden erreichen. Dafür sind Rahmenbedingungen notwendig, die Technologieoffenheit gewährleisten und Innovationen fördern.

Die Investitionszyklen zur Entwicklung neuer Technologien sind je nach Branche sehr unterschiedlich und können bei neuen industriellen Prozess- und Fertigungstechniken zwei bis drei Jahrzehnte umfassen. Die Wirtschaftsakteure brauchen deshalb langfristige Planungssicherheit, um in die Entwicklung und Markteinführung neuer, innovativer Technologien investieren zu können.

Internationalen Kontext berücksichtigen

Der Erfolg der Energiewende in Deutschland ist stark davon abhängig, dass die Energiewende auch international erfolgreich ist. Erstens ist das zukünftige deutsche Energiesystem weiterhin in den europäischen Energiebinnenmarkt integriert und eng mit den internationalen Energiemärkten verbunden. Energieautarkie ist kein Ziel der Energiewende. Deutschland benötigt nicht nur eine hohe inländische Erzeugung erneuerbarer Energien, sondern auch den intensiven Stromaustausch mit dem europäischen Ausland – je nach Szenario und Jahr beträgt der Importsaldo zwischen –62 und +155 TWh/a[1] – sowie Importe klimafreundlicher synthetischer Energieträger aus dem europäischen und außereuropäischen Ausland in Höhe von 25 bis 744 TWh/a in 2050.[2]

[1] ewi-Gutachterbericht (2018), S. 213.
[2] ewi-Gutachterbericht (2018), S. 242.

Zweitens hängt die zeitnahe und kostengünstige Verfügbarkeit von Energiewendetechnologien davon ab, dass internationale Märkte für sie entstehen. Neue Technologien werden nicht nur von deutschen Unternehmen und auch nicht nur für Deutschland als alleinigen Absatzmarkt entwickelt. Um die notwendigen Kostendegressionen zu erreichen, müssen internationale Märkte für Energiewendetechnologien entstehen.

Drittens benötigen Industriebranchen und Produktkategorien, die im internationalen Wettbewerb stehen, verbindliche Handelsvereinbarungen, damit die klimaschutzpolitischen Anforderungen an Unternehmen unterschiedlicher Länder ausgeglichen werden.

Ein breiter Technologiemix führt zu geringeren Mehrkosten

Die in der dena-Leitstudie modellierten Szenarien, die den Zielkorridor von 80 bis 95 Prozent weniger CO_2-Emissionen bis 2050 erreichen, erfordern erhebliche Mehrinvestitionen im Vergleich zu einem Referenzszenario, das die CO_2-Emissionen nur um 62 Prozent reduziert. Diese zur Erreichung der Klimaziele notwendigen Investitionen öffnen vielfältige Chancen für diejenigen Unternehmen, welche die dafür erforderlichen neuen Produkte und Dienstleistungen mit innovativen Technologien und Geschäftsmodellen erfolgreich anbieten. Andere Unternehmen dagegen würden in diesen Szenarien besonderen Herausforderungen gegenüberstehen.

Die geringsten Mehrkosten entstehen in dem Szenario, welches das 80-Prozent-Ziel in einem Energiesystem mit breitem Technologiemix erfüllt; kumuliert bis zum Jahr 2050 belaufen sie sich auf etwa 1,2 Billionen Euro.[3] Am höchsten sind die Mehrkosten mit 2,2 Billionen Euro in dem Szenario, das das 95-Prozent-Ziel in einem Energiesystem mit einem hohen Grad an strombasierten Anwendungen in allen Sektoren erreicht. Ein Energiesystem mit einem Mix unterschiedlicher Energieträger, -infrastrukturen und -anwendungen (einschließlich bereits weitreichenden Einsatzes strombasierter Anwendungen) ist also kostengünstiger als ein System mit einem in allen Verbrauchssektoren besonders hohen Anteil an Elektrifizierung.

In den das Klimaziel erreichenden Szenarien betragen die Kapitalkosten für Investitionen in Energieeffizienz und die Umstellung von Anwendungstechnologien bis 2050 insgesamt 1,1 bis 1,9 Billionen Euro. Hierzu gehören Investitionen in Gebäudesanierungen und Heizungen, neue Fahrzeuge und Verkehrsinfrastrukturen wie Ladesäulen sowie in Kraftwerke, Power-to-X-Anlagen und Erneuerbare-Energien-Anlagen. Hinzu kommen beispielsweise die Kosten für den weiteren, über die heutige Planung hinausgehenden Stromnetzausbau in Höhe von 80 bis 110 Milliarden Euro auf Übertragungsnetzebene sowie 140 bis 250 Milliarden Euro auf Verteilnetzebene.[4] In den 95-Prozent-Szenarien bedingt die Nutzung von klimafreundlichen synthetischen Brenn- und Kraftstoffen weitere Kosten von 450 bis 810 Milliarden Euro. Die kumulierten Mehrkosten reduzieren sich dagegen um 670 bis 790 Milliarden Euro aufgrund eingesparter Mehrkosten für Primärenergie wegen der gesteigerten Energieeffizienz.[5]

Die hier ermittelten Mehrkosten für die 80- und 95-Prozent-Szenarien beziehen sich lediglich auf Energieerzeugung, inklusive Verteilung und Speicherung sowie Importe und Energieverwendung, inklusive der Investitionen in Energieeffizienz und Umstellung von Anwendungstechnologien. Auswirkungen auf Arbeitsplätze oder industriepolitische Effekte wie auch das Entstehen neuer Geschäftsmodelle für den nationalen oder internationalen Markt wurden nicht untersucht. Die Modellierungen der dena-Leitstudie lassen also keine volkswirtschaftlichen Aussagen zu. Ebenso wenig lassen sich einzelwirtschaftliche Bewertungen vornehmen oder Aussagen über die Kostenverteilung auf die Bürgerinnen und Bürger und die Sozialsysteme treffen.

Auch die spezifisch zur Erreichung der Energiewendeziele notwendigen Investitionskosten der Industrie sind nicht quantifiziert. Diese Mehrinvestitionen müssten allen Szenarien entsprechend zugerechnet werden und die Kostendifferenz zwischen den Technologiemix- und den Elektrifizierungsszenarien würde sich tendenziell eher vergrößern.

[3] ewi-Gutachterbericht (2018), S. 246.
[4] ewi-Gutachterbericht (2018), S. 219 ff.
[5] ewi-Gutachterbericht (2018), S. 248.

Investitionsbedarf erstreckt sich über alle Sektoren

Die zuvor geschilderten zusätzlichen Kapitalkosten gegenüber dem Referenzszenario von 1,1 bis 1,9 Billionen Euro für eine erfolgreiche Energiewende bis 2050 veranschaulichen die Dimension des Investitionsbedarfs zur Zielerreichung über die Jahre hinweg. Besonders sichtbar wird dies im Gebäudebereich. Hier beträgt der zusätzliche Investitionsbedarf rund 450 Milliarden Euro in den Technologiemixszenarien und bis zu 1 Billion Euro, wenn auf einen hohen Grad an Elektrifizierung gesetzt wird.[6] Ein entscheidender Faktor ist die jährliche Sanierungsrate. Sie variiert von 1,4 Prozent im Technologiemixszenario bis rund 2 Prozent im Elektrifizierungsszenario. Alle Sektoren zusammengerechnet erreichen die durchschnittlichen jährlichen Mehrinvestitionen 30 Milliarden Euro im günstigsten und bis zu 50 Milliarden Euro im investitionsintensivsten Szenario.

Bürgerinnen und Bürger haben wichtige Rolle als Teilhaber und Investoren

Unabhängig vom gewählten Transformationspfad ist es wichtig, die sozialen und wirtschaftlichen Auswirkungen zu überprüfen. Die Energiewende erfordert hohe Investitionen und bringt tiefgreifende wie sichtbare Veränderungen mit sich, etwa den starken Ausbau der erneuerbaren Energien oder eine veränderte Mobilität. Bürgerinnen und Bürgern sollten deshalb gezielt in die Gestaltung der Energiewende eingebunden werden. Ihre Investitionen im Energie-, Gebäude- und Verkehrsbereich werden mit ausschlaggebend dafür sein, ob die Klimaziele erreichbar sind. Bürgerinnen und Bürger sind nicht nur Adressat der Energiepolitik, sondern wichtige Teilhaber und Investoren der Energiewende.

Unterstützung für die Energiewende sichern

Es besteht in Deutschland ein breiter gesellschaftlicher Konsens über die Notwendigkeit des globalen Klimaschutzes und die Ziele der Energiewende. Trotzdem ist es wichtig, kontinuierlich auf die Bedeutung der Energiewende für die Gesellschaft insgesamt hinzuweisen. Der langfristige individuelle und gesamtgesellschaftliche Nutzen und die damit verbundenen Chancen sind groß. Eine Gesellschaft, die sich dieser Vorteile und Chancen bewusst ist, kann die bevorstehende Transformation entschlossener angehen.

Handlungsempfehlungen

- **Rahmen für CO_2-Vermeidung sichern:** Die Politik sollte ein verlässliches regulatorisches Fundament gestalten, das auf die Vermeidung von CO_2-Emissionen ausgerichtet ist, möglichst auf europäischer oder globaler Ebene.
- **Abgaben- und Umlagensystematik neu gestalten:** Die Bundesregierung sollte noch in dieser Legislaturperiode das System der Abgaben, Entgelte und Umlagen im Sinne einer integrierten Energiewende umgestalten. Ziel muss ein diskriminierungsfreies System („Level Playing Field“) sein, das Verzerrungen zwischen Energieträgern und Sektoren beseitigt und Innovationen ermöglicht. Damit verbunden sollte netz- und systemdienliches Verhalten von Erzeugern und Verbrauchern angereizt werden.
- **Marktversagen verhindern:** Die Bundesregierung sollte in denjenigen Bereichen spezifische Instrumente einführen, wo der übergeordnete regulatorische Rahmen mit Marktorientierung und Technologieoffenheit nicht ausreicht, um die gewünschte Entwicklung anzustoßen. Dies gilt etwa für den Einsatz von Energieeffizienztechnologien sowie bei der rechtzeitigen Erforschung und Markteinführung der langfristig für den Erfolg der Energiewende notwendigen Technologien.
- **Schutz vor Carbon Leakage stärken:** Die deutsche Wirtschaft sollte durch die Energiewende keine Nachteile im globalen Handel haben. Deshalb sollte die Bundesregierung in der geplanten Revision des EU-Beihilferechts ausreichend Handlungsspielräume auf nationaler Ebene sicherstellen.
- **Finanzielle Beteiligung für Bürgerinnen und Bürger ermöglichen:** Die Investitionsdynamik in der Wirtschaft und bei Privathaushalten sollte durch politische Anreize erhöht werden. Die Bundesregierung sollte prüfen, wie Bürgerinnen und Bürgern noch stärker in die Energiewende investieren und von ihr profitieren können.

[6] ewi-Gutachterbericht (2018), S. 250.

2.2 Wie und wann unterscheiden sich die Transformationspfade untereinander sowie mit Blick auf das 80- und 95-Prozent-Klimaziel?

Die in der dena-Leitstudie modellierten Transformationspfade weisen bereits im Jahr 2030 deutliche Unterschiede auf. Die Pfade unterscheiden sich nicht nur danach, ob ein Szenario auf Technologiemix oder Elektrifizierung setzt. In den Folgejahren ist besonders ausschlaggebend, ob eine CO_2-Reduzierung um 80 oder 95 Prozent angestrebt wird.

Gleichwohl erfordern beide Ziele ein sofortiges Aktivwerden. Deshalb sollte noch in dieser Legislaturperiode entschieden werden, welches Ziel bei der Treibhausgasminderung verfolgt werden soll.

Alle politischen Klimaziele erfordern erhebliche Anstrengungen und ein breites Commitment

Eine Fortschreibung aktueller Entwicklungen auf Basis der bestehenden Rahmenbedingungen und bereits getroffener politischer Entscheidungen ergibt insgesamt nur eine Treibhausgasminderung von 62 Prozent[7] im Jahr 2050. Sowohl das 80-Prozent-Ziel als auch das 95-Prozent-Ziel können grundsätzlich erreicht werden. Dies ist aber nur mit weiter gehenden Maßnahmen in allen Sektoren, einer Forcierung des Engagements aller Beteiligten und passenden politischen Rahmenbedingungen möglich. Dazu sind weitere Untersuchungen nötig.

Derzeit gibt es keinen Konsens darüber, ob 80 oder 95 Prozent Treibhausgasminderung als Klimaziel verbindlich erreicht werden sollen – verschiedene Akteure der Wirtschaft und der Zivilgesellschaft vertreten hier ebenso unterschiedliche Überzeugungen wie Akteure innerhalb der Bundesregierung.

Das Erreichen des oberen Klimazielkorridors ist aus heutiger Sicht mit deutlich mehr Anstrengungen und höheren volkswirtschaftlichen Kosten verbunden als das 80 Prozent-Ziel. Beispielsweise erfordert das 95 Prozent-Ziel, dass die Sektoren Energie, Gebäude und Verkehr durch den Einsatz erneuerbarer Energieträger und die Hebung von Effizienzpotenzialen vollständig klimaneutral werden. Im Vergleich zum 80-Prozent-Ziel sind ein nochmals höherer Zubau an erneuerbaren Energien, höhere Effizienzbemühungen sowie erheblich höhere Mengen von synthetischen Brenn- und Kraftstoffen notwendig. Im Industriesektor verbleiben auch unter Berücksichtigung der heute absehbaren technischen Innovationen bei emissionsintensiven Prozessen noch CO_2-Emissionen von insgesamt 16 Mio. t CO_2.[8] Diese Emissionen können aus heutiger Perspektive nur durch den Einsatz von Carbon Capture and Storage (CCS) oder Carbon Capture and Utilization (CCU) vermieden werden. Gleichzeitig erfordert das in Paris festgelegte Klimaziel wohl ein nationales Ziel, dass sich eher am oberen Rand des beschriebenen Korridors bewegt.

Damit zeigen die Studienergebnisse, dass ein Transformationspfad hin zu einem 95-Prozent-Ziel nicht nur eine Verlängerung des Pfads zum 80-Prozent-Ziel ist. Er macht schon heute, ergänzend zu den Maßnahmen zur Erreichung des 80-Prozent-Ziels, ganz andere Herangehensweisen und Technologien erforderlich. Gerade bei Investitionsentscheidungen mit langer Wirksamkeit, beispielsweise bei großen Industrieanlagen mit mehreren Jahrzehnten Nutzungsdauer, ist langfristige Planungssicherheit notwendig. Unternehmen müssen abschätzen können, ob eine Investition in den heutigen Stand der Technik noch zur Erreichung der Klimaziele führt oder ob dadurch zukünftig notwendige Anpassungen zur Erreichung des oberen Bereichs des Zielkorridors erschwert oder verhindert werden (Lock-in).

[7] ewi-Gutachterbericht (2018), S. 185.
[8] ewi-Gutachterbericht (2018), S. 189.

In der derzeitigen Klimaschutzdebatte steht vor allem die Frage der Kohleverstromung im Fokus. Die Kohleverstromung nimmt in allen klimazielerreichenden Szenarien der dena-Leitstudie kontinuierlich bis 2050 ab, obwohl ein Kohleausstieg der Modellierung nicht explizit vorgegeben wurde.

Breiter Technologiemix bietet Vorteile

Nicht nur die Entscheidung für ein Klimaziel bis 2050 bringt große Unterschiede, sondern auch die Ausrichtung der Transformationspfade. Je nachdem, ob ein hoher Grad an strombasierten Endenergieanwendungen oder ein breiterer Technologiemix angestrebt wird, ergeben sich in den einzelnen Sektoren zum Teil bereits 2030 sehr unterschiedliche Entwicklungen.

Im Ergebnis zeigt sich, dass Szenarien mit einem breiteren Technologiemix bis 2050 deutlich geringere Kosten verursachen und robuster bei Umsetzungsherausforderungen wie Akzeptanz sind. Weitere volkswirtschaftliche Auswirkungen der Pfade, zum Beispiel Beschäftigungseffekte oder inländische Wertschöpfung, konnten hingegen im Rahmen der dena-Leitstudie nicht betrachtet werden. Ein optimaler Transformationspfad des Energiesystems kann nicht im Detail vorherbestimmt werden. Daher sollten die Rahmenbedingungen so offen gestaltet werden, dass verschiedene Technologien und Energieträger in den Wettbewerb zur effizientesten Erreichung der energie- und klimapolitischen Ziele treten können.

Eines haben alle Szenarien gemeinsam: Die weitgehende beziehungsweise vollständige Abkehr von fossilen Primärenergieträgern ist unverzichtbar. Ein Systemwettbewerb ist erforderlich, um die besten technologischen Innovationen zum Erreichen der energiepolitischen Ziele zu finden.

Zwischenziele sind wichtig, um das Gesamtbudget an Treibhausgasemissionen einzuhalten

Das Paris-Abkommen definiert nicht nur ein Reduktionsziel für Treibhausgasemissionen in 2050 gegenüber 1990, sondern auch eine Gesamtmenge an Treibhausgasemissionen, die bis 2050 ausgestoßen werden darf. Zukünftig notwendige Technologien und Infrastrukturen sollten bereits frühzeitig angestoßen werden. Das ermöglicht den Aufbau von Know-how und die Realisierung von Kostendegressionen und vermeidet „Knicke“ oder „Sprünge“ in den Transformationspfaden, also besonders starke Veränderungen bei Technologien oder Anwendungen innerhalb kurzer Zeit. Darüber hinausgehende Innovationen sollten trotzdem nicht aus den Augen verloren werden.

Nicht nur die Erreichung der Klimaziele in 2050 ist also wichtig, sondern auch die Einsparungen auf dem Weg dorthin. So sehen die Klimaziele der Bundesregierung vor, bis 2030 über alle Sektoren 55 Prozent und bis 2040 insgesamt 70 Prozent der Treibhausgasemissionen einzusparen. Um das Gesamtbudget einzuhalten, ist es notwendig, die Erreichung der Zwischenziele durch ein laufendes Monitoring genau zu kontrollieren.

Zur Erreichung des oberen Korridors der Klimaziele müsste auch ein höheres Zwischenziel für 2040 angesetzt werden, um eine gleichmäßigere Verteilung der notwendigen Emissionsreduktionen über die Jahre zu erreichen und unrealistische Sprünge zu vermeiden. In der dena-Leitstudie wurde deshalb für die Transformationspfade zur Erreichung des 95-Prozent-Ziels ein Zwischenziel von 75 Prozent in 2040 eingeführt.

Handlungsempfehlungen

- **Entscheidung zum Zielkorridor treffen:** Gestützt auf einen intensiven Dialog mit Wirtschaft und Gesellschaft sollte die Bundesregierung noch in dieser Legislaturperiode eine im breiten Konsens getroffene politische Entscheidung dazu herbeiführen, welcher Bereich des (zu breiten) Zielkorridors von 80 bis 95 Prozent Emissionsreduktion angestrebt werden soll. Mit dieser Entscheidung sind große Unterschiede bezüglich der Transformationspfade verbunden.

- **Klimaschutztechnologien erforschen und entwickeln:** Bundes- und Landesregierungen sollten darauf hinwirken, dass Klimaschutztechnologien erforscht, entwickelt und rechtzeitig und in ausreichendem Maße in den Markt eingeführt werden. Innovationszyklen dauern in manchen Branchen zwei bis drei Jahrzehnte. Innovative Technologien sind die Voraussetzung, um ambitionierte Klimaziele zu erreichen. Deutschland schafft damit auch die Grundlage, von der internationalen Umsetzung von Klimaschutz profitieren zu können.

- **Reduzierung der Treibhausgasemissionen kontrollieren:** Die Bundesregierung sollte sektorspezifische Vorgaben und Monitoring nutzen, um die Fortschritte der Treibhausgasminderungen zu evaluieren. Damit kann sie sicherstellen, dass jeder Sektor seiner Verantwortung gerecht wird. Allerdings sollten diese Vorgaben nicht zu starr sein, um Bewegungsspielräume und Optimierungsmöglichkeiten nutzen zu können, beispielsweise durch die Anrechnung von sektorenübergreifender Emissionsvermeidung. Dies betrifft speziell die 2030-Ziele für Einzelsektoren.

2.3 Welche Bedeutung hat die Energieeffizienz für die Erreichbarkeit der Klimaziele?

Eine ambitionierte Energieeffizienzstrategie und eine Senkung des Endenergieverbrauchs in Deutschland sind zwingend erforderlich, um die Energiewendeziele und die wirtschaftspolitischen Ziele für eine reduzierte Abhängigkeit von Importen und Energiepreisen zu erreichen. Für eine integrierte Energiewende gilt es, die Energieeffizienzstrategie so zu gestalten, dass aus einzelwirtschaftlicher Perspektive ausreichend Freiraum besteht, um die Reduzierung von Emissionen und die Optimierung über Systemgrenzen und Wertschöpfungsketten hinweg zu ermöglichen.

Energieeffizienz ist Voraussetzung für Klimaschutz und Wirtschaftswachstum

Energie- und Ressourceneffizienz sowie eine Stärkung der Kreislaufwirtschaft können den Trends zur Erhöhung des Energieverbrauchs durch Wirtschaftswachstum und Konsumsteigerung entgegenwirken. In den Untersuchungen der dena-Leitstudie wird von einem gesamtwirtschaftlichen Wachstum von 1,0 Prozent pro Jahr ausgegangen. Dies würde je nach Szenario in einen Energieverbrauch für den Industriesektor von 1.000 bis 1.100 TWh/a im Jahr 2050 münden. Dem stehen angenommene Energieeffizienzsteigerungen im Industriesektor von je nach Szenario 0,85 bis 1,12 Prozent jährlich gegenüber. Sie können den Energieverbrauch auf 670 bis 840 TWh/a in 2050 begrenzen. Das entspricht einer Absenkung um 26 bis 33 Prozent.

Im Gebäudesektor sinkt der Energieverbrauch um 47 bis 64 Prozent. Auch die Energienachfrage im Verkehrssektor kann trotz steigender Verkehrsnachfrage um 43 bis 52 Prozent reduziert werden. Das liegt zum einen an der starken Elektrifizierung, zum anderen an der gestiegenen Energieeffizienz der Fahrzeuge.

Nur mit ausreichender Steigerung der Energieeffizienz kann die Energiewende im Gesamtsystem möglichst kosteneffizient umgesetzt werden. Die Ziele für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland sind besser erreichbar, wenn der absolute Energieverbrauch reduziert wird. Energieerzeugungskapazitäten und Energieimporte können reduziert werden. Auch die Versorgungssicherheit steigt. „Energieeffizienz made in Germany“ ist schließlich ein weltweiter Zukunftsmarkt für die Industrie und bietet Vorteile für Wettbewerbsfähigkeit sowie Innovationskraft der deutschen Wirtschaft.

Bisher werden die Energieeffizienzziele nicht erreicht

Die bisherigen Energieeffizienzsteigerungen bleiben deutlich hinter den Zielwerten zurück. Im Energiekonzept der Bundesregierung ist eine Steigerung von 2 Prozent pro Jahr angesetzt. Tatsächlich liegt sie nur bei etwa 1 Prozent. Es droht eine Fortsetzung dieses Trends und damit eine Vergrößerung der Effizienzlücke. Ohne Umsteuern sind auch die anderen Ziele der Energiewende nicht zu erreichen. Dabei gilt: Je später das Umsteuern erfolgt, desto aufwendiger ist die Umsetzung.

Die technischen Potenziale für Energieeffizienz durch technischen Fortschritt und Digitalisierung liegen oft deutlich über 50 Prozent des Energieverbrauchs. Allein die bereits heute hochrentablen Energieeffizienzpotenziale würden den Energieverbrauch in Deutschland um 10 bis 20 Prozent senken.

Energieeffizienz muss stärker systemisch bewertet werden

Energieeffizienz muss stärker systemisch betrachtet werden. So mag eine direktelektrische beziehungsweise strombasierte Anwendung für sich betrachtet effizienter sein. Sie könnte aber eventuell höhere Hürden verursachen, weil nationale Flächenpotenziale stärker ausgereizt oder mehr Speicher- oder Reservekapazitäten für die jederzeitige Bereitstellung der benötigten Strommengen aufgebaut werden müssen. Eine verstärkt systemische Betrachtung kann die notwendige Balance zwischen Energieeffizienz auf der einen Seite und Aspekten wie Flexibilität oder Ressourceneffizienz auf der anderen Seite schaffen. Dies muss sich in den politischen Instrumenten ebenso widerspiegeln wie in der Praxis, etwa in der Ausbildung von Energieberatern. Auch Rebound-Effekte sollten stärker in den Fokus rücken. Sonst kann es schnell dazu kommen, dass gewünschte Einsparungen trotz Energieeffizienzmaßnahmen nicht erreicht werden.

Handlungsempfehlungen

- **Energieeffizienzstrategie kontrollieren und justieren:** Im Rahmen des geplanten Prozesses „Weißbuch Energieeffizienz“ sollte die Bundesregierung die bestehende Energieeffizienzstrategie und alle Einzelinstrumente überprüfen. Wichtig sind Aspekte wie Zielerreichung, Wirksamkeit (Effektivität), Kosten-Nutzen-Verhältnis (Effizienz) sowie die Beförderung von Markt und Know-how. Die Entwicklung der Energieeffizienz sollte kontinuierlich beobachtet (Monitoring) und wenn nötig sollte mit stärkeren Instrumenten nachgesteuert werden. Entscheidend sind folgende Punkte:
  - Die Energieeffizienzpolitik sollte zur Unterstützung und Förderung einer systemischen Optimierung über Sektoren, Energieträger und Wertschöpfungsketten hinweg weiterentwickelt werden.
  - Das System von Steuern, Abgaben und Umlagen sollte neu gestaltet werden, damit sich mehr Effizienzmaßnahmen wirtschaftlich lohnen.
  - Die Instrumente sollten die gesamte Handlungskette von der Erstinformation und Motivation über die Beratung und Maßnahmenentwicklung bis zur Finanzierung, Umsetzungsbegleitung und Evaluierung beziehungsweise Nachsteuerung umfassen.
  - Die individuellen Entscheidungs- und Handlungsfreiheiten sollten mit einem ausgewogenen Mix zwischen Ordnungsrecht und Anreizpolitik bestehen bleiben. Beispielsweise sind Mindestanforderungen für Anbieter und die Stärkung von Transparenz und Anreizen gegenüber einer Umsetzungspflicht für alle Endverbraucher zu bevorzugen.
  - Die Möglichkeiten der Digitalisierung und innovativer Lösungen zur Erschließung von Energieeffizienzpotenzialen sollten stärker systematisch genutzt werden.
  - Es müssen Rahmenbedingungen geschaffen werden, die marktwirtschaftliche Investitionsentscheidungen in Richtung Energieeffizienz lenken.
- **Forschung für Energieeffizienz verstärken:** Die Bundesregierung sollte bei der weiteren Gestaltung des Energieforschungsprogramms die Erforschung und Demonstration von Hocheffizienztechnologien gerade für Systemschnittstellen aufnehmen.
- **Aus- und Weiterbildung verbessern:** Die Bildungsministerien der Länder und des Bundes sollten eine Strategie entwickeln, um die Erfordernisse einer weiter gehenden systemischen Perspektive und integrierten Energiewende bei der Aus- und Weiterbildung zu verankern.
- **Informationsangebote für Anwender schaffen:** Ein attraktives und leicht zugängliches zentrales Informationsangebot und eine breite Kommunikation sollen alle Energieanwender motivieren und in die Lage versetzen, mehr in Energieeffizienz zu investieren. Diese Informations- und Kommunikationsangebote sollten von allen wesentlichen Fachakteuren und Multiplikatoren mitgetragen und unterstützt werden.
- **Ambitionierte EU-Standards unterstützen und schneller umsetzen:** Viele Regelungen für Energieeffizienz werden auf EU-Ebene gestaltet und entschieden, zum Beispiel Energieeffizienz-Mindeststandards für immer mehr Produkte (EU-Ökodesign). Die Bundesrepublik sollte die Europäische Union bei der Entwicklung ambitionierter Standards unterstützen und die nationale Umsetzung der Standards beschleunigen.

2.4 Was kann und muss der Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland leisten?

Erneuerbare Energien sind neben der Energieeffizienz der zweite entscheidende Baustein zum Erreichen der Klimaziele. Neben der direkten Nutzung von erneuerbaren Energien im Bereich der Wärme, beispielsweise mittels Solarthermie, muss hierfür bis 2050 insbesondere die Stromerzeugung in allen Szenarien weitestgehend mit erneuerbaren Energien erfolgen. Der Strombedarf steigt trotz Effizienzbemühungen in allen Bereichen, weil unterschiedliche Prozesse zunehmend elektrifiziert werden, zum Beispiel in der Industrie oder beim Ausbau von Elektromobilität und Stromwärmepumpen.

Onshore-Wind und Photovoltaik müssen stärker als geplant ausgebaut werden

Die dena-Leitstudie geht davon aus, dass Wasserkraft und die energetische Nutzung von Biomasse keine relevanten Ausbaupotenziale in Deutschland haben. Bei der Biomasse ist die Nutzungskonkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion in der gesellschaftlichen Diskussion aktuell ein wichtiger Faktor. Auch die Importmöglichkeiten sind begrenzt.[9] Gleichzeitig zeigt die Debatte mit den Stakeholdern, dass Biogas in Zukunft effizienter genutzt werden kann. Statt der heutigen Vor-Ort-Verstromung sollte in Zukunft vorrangig die Einspeisung von Biogas in das Gasnetz angereizt werden. Auf diese Weise lässt sich Biogas saisonal und räumlich flexibel in allen Sektoren nutzen.

Der größte Zubau bei erneuerbaren Energien muss aus den im Vergleich zu anderen Optionen kostengünstigen Windenergieanlagen an Land (Onshore-Wind) sowie der Photovoltaik erfolgen. Bei Onshore-Wind rechnet die dena-Leitstudie mit einem durchschnittlichen Nettozubau von 3,7 bis 4,0 GW pro Jahr in der Zeit von 2015 bis 2050, bei Photovoltaik mit 2,2 bis 3,6 GW. Das entspricht bei den 80-Prozent-Szenarien einer Verdreifachung, bei den 95-Prozent-Szenarien einer Vervierfachung der heute installierten Erzeugungsleistung für erneuerbaren Strom.[10] Der in den Szenarien errechnete Ausbau von Onshore-Wind übersteigt den aktuell gesetzlich angestrebten jährlichen Bruttoausbau von 2,5 GW/a. Die Technologie wird in den meisten Szenarien bis 2050 bis an ihre Potenzialgrenze ausgebaut. Wichtig ist, zwischen Brutto- und Nettozubau zu unterscheiden. Nettozubau berücksichtigt bloße Ersatzinvestitionen nicht; er ist daher deutlich ambitionierter als der gesetzlich vorgegebene Bruttozubau.

Ausbauhemmnisse bei Onshore-Wind erhöhen mittelfristig die Bedeutung von Offshore-Wind

Bei Windenergieanlagen auf See (Offshore-Wind) ergibt die Modellierung im Rahmen der dena-Leitstudie bis 2030 aus Kostengründen lediglich einen Ausbau auf 15 GW nach den aktuellen politischen Zielvorgaben. Der Vergleich der verschiedenen Szenarien und Sensitivitäten zeigt, dass in den Jahren nach 2030

[9] Mögliche Einspeisungen von Biomethan ins Erdgasnetz werden bereits in der Modellierung berücksichtigt. Andere Untersuchungen – unter anderem dena-Studien – gehen von einem weiteren Potenzial von Biomasse in Deutschland aus. Es ist anzunehmen, dass Biomasse bei höheren Potenzialen dann entsprechend bis zu ihrer Potenzialgrenze ausgeschöpft wird.

[10] ewi-Gutachterbericht (2018), S. 202.

ein Ausbau über das politische Ziel von 15 GW hinausgehen sollte, wenn weniger Importmöglichkeiten von Strom und synthetischen Kraft- und Brennstoffen aus dem Ausland vorhanden[11] sind oder/und Onshore-Wind in Deutschland nicht so stark ausgebaut werden kann wie nötig. Dies könnte eintreten, wenn der Onshore-Ausbau nicht die nötige Akzeptanz findet oder weniger Windvorrangflächen verfügbar sind.[12] In der dena-Leitstudie ergibt sich je nach Szenario für 2050 für Offshore-Wind eine installierte Leistung von bis zu 34 GW.[13] Eine stärkere Kostendegression von Offshore-Wind wird möglicherweise ebenfalls zu einer höheren Wettbewerbsfähigkeit und einem stärkeren Zubau von Offshore-Wind führen.

Der Ausbau von Erneuerbaren benötigt Akzeptanz, Flächen und Stromnetze …

Der erforderliche hohe Nettozubau der erneuerbaren Energien liegt auf dem durchschnittlichen Niveau der letzten fünf Jahre und erscheint daher grundsätzlich umsetzbar. Die Realisierung ist jedoch eine Herausforderung. Widerstände nehmen bei neuen Windparkprojekten zu und einzelne Bundesländer haben die verfügbaren Windflächen deutlich reduziert. Die teils bestehenden Regelungen, nach denen der Abstand einer Windkraftanlage von Wohngebäuden mindestens zehnmal so groß sein muss, wie die Anlage hoch ist, wurden in der dena-Leitstudie nicht berücksichtigt. Solche Regelungen begrenzen das verfügbare Flächenpotenzial für Windenergie zusätzlich.

Der notwendige kontinuierlich starke Ausbau erneuerbarer Energien setzt voraus, dass der Stromnetzausbau erheblich beschleunigt wird und die Stromnetzkapazitäten optimal ausgelastet werden. Zudem muss eine stärker integrierte Optimierung der verschiedenen Energieinfrastrukturen und -märkte aus Gesamtsystemperspektive erfolgen.

… aber auch Rahmenbedingungen für eine intelligente Systemintegration

Besonders auf regionaler Ebene und im urbanen Raum bestehen Potenziale zur energetischen Optimierung der verschiedenen Energieinfrastrukturen für Strom, Gas und Wärme und zur verbrauchsnahen Erzeugung beispielsweise durch Aufdach-Photovoltaik. Die Nutzung von dezentralen Flexibilitäten wie Demand Side Management (DSM) oder eine intelligente Kombination mit Speichern und gesteuerten Lademöglichkeiten für Elektroautos können positiv auf die Systemstabilität und -effizienz wirken. Es bestehen hier auch eine hohe Innovationskraft und Investitionsbereitschaft durch lokale Wertschöpfungsnetzwerke sowie die Möglichkeiten zur aktiven Mitgestaltung durch die Bürger. Bei richtiger Ausgestaltung ist eine Partizipation weiterer Bevölkerungsschichten möglich, beispielsweise durch Mieterstrom oder Quartiersmodelle. Das Marktdesign und die Netzregulierung müssen so ausgelegt werden, dass diese lokalen Potenziale in Verbindung mit den volkswirtschaftlichen Möglichkeiten durch die großräumigen Energiemärkte in Deutschland und Europa bestmöglich genutzt werden können.

Handlungsempfehlungen

- **Ausbaukorridore erweitern:** Die Bundesregierung sollte im Zuge der nächsten EEG-Novelle die gesetzlichen Ausbaukorridore für Onshore-Wind und Photovoltaik so anpassen, dass die Ziele für 2030 und 2050 erreicht werden können. Je nachdem, ob bei der CO_2-Reduktion bis 2050 ein 80- oder 95-Prozent-Ziel gewählt wird, fallen die Ziele für den Ausbau der erneuerbaren Energien unterschiedlich aus.
- **Räumliche Koordination verbessern:** Ergänzend zu den Maßnahmen zur Optimierung von Stromnetzausbau und Netzauslastung – mit Prüfung der Vorteile einer stärker integrierten Betrachtung zwischen Strom- und Gasnetzinfrastruktur – sollte die Bundesregierung Instrumente prüfen, die eine bessere räumliche Allokation und eine Koordination des Ausbaus der erneuerbaren Energien mit dem Stromnetzausbau ermöglichen.
- **Ausreichende Flächen in den Ländern bereitstellen:** Die Landesregierungen und die Bundesregierung sollten gemeinsam sicherstellen, dass für den mittel- und langfristig erforderlichen und gesetzlich festgelegten Ausbaupfad für erneuerbare Energien auch in Summe über alle Bundesländer ausreichend Flächenpotenziale vorhanden sind. Dabei sollten sie die Abstandsregelungen und ausgewiesenen Vorrangflächen berücksichtigen.
- **Ausbau von Offshore-Wind vorbereiten:** Die Bundesregierung sollte mit einem Vorlauf von mindestens zehn Jahren die weiter gehende Strategie zum Ausbau von Offshore-Wind ab 2030 gestalten und beschließen.

[11] ewi-Gutachterbericht (2018), S. 281.
[12] ewi-Gutachterbericht (2018), S. 280 f.
[13] Im Falle der Sensitivitätsbetrachtung bei geringeren verfügbaren Offshore-Wind-Potenzialen auch bis zu 80 GW; vgl. ewi-Gutachterbericht (2018), S. 281.

2.5
Welche Bedeutung haben erneuerbare synthetische Energieträger und Grundstoffe?

Energieeffizienz, erneuerbare Energien und Elektrifizierung leisten in allen untersuchten Szenarien einen entscheidenden Beitrag zur Energiewende. Ein weiterer maßgeblicher Treiber für die Erreichung ambitionierter Klimaziele sind klimafreundlich erzeugte synthetische Kraft- und Brennstoffe (sogenannte Green PowerFuels).

Synthetische Energieträger und Grundstoffe schließen Lücke für erfolgreiche Energiewende

Synthetische Energieträger (PowerFuels) werden erzeugt, indem zum Beispiel Wasser im Elektrolyseverfahren mithilfe von erneuerbarem Strom in Wasserstoff und Sauerstoff aufgeteilt wird. Der gasförmige Wasserstoff kann in weiteren Syntheseschritten zum gasförmigen Energieträger Methan oder zu flüssigen Kraft- und Brennstoffen wie Flüssigerdgas (Liquefied Natural Gas, LNG) sowie synthetischem Benzin, Diesel und Kerosin verarbeitet werden.

Neben der Verwendung als Energieträger werden die synthetisierten Stoffe auch als nichtfossile Ausgangsstoffe für die chemische Industrie erforderlich sein.

Ein optimaler Transformationspfad des Energiesystems für die nächsten 30 Jahre lässt sich nicht sicher vorherbestimmen, da zu viele Unsicherheitsfaktoren auf dem Weg bestehen. Aber unabhängig davon, ob man auf eine stärkere Elektrifizierung oder auf einen breiteren Technologiemix setzt, zeigen die Ergebnisse der dena-Leitstudie, dass synthetische Energieträger für die Erreichung der Klimaziele eine wichtige Rolle spielen. Der Bedarf im Jahr 2050 kann bis zu 908 TWh betragen.[14] PowerFuels können erneuerbaren Strom unter Nutzung der entsprechenden Infrastrukturen saisonal speichern. Das macht erneuerbare Energien im internationalen Handel weiträumig verfügbar. PowerFuels werden insbesondere dort eingesetzt werden, wo strombasierte Anwendungen nicht möglich oder nicht wirtschaftlich sind. Die hierfür benötigten Technologien sind weitgehend vorhanden, bedürfen aber eines zügigen Markthochlaufs, damit Praxiserfahrungen in den realen Netzen, weitere Innovationen und Skaleneffekte erzielt werden können.

Bei Sensitivitätsrechnungen, die deutlichere Herausforderungen und Akzeptanzprobleme bei der Umsetzung der Energiewende untersuchen, werden synthetische Energieträger umfassender und früher benötigt, auch wenn bis 2050 nur der untere Rand des klimapolitischen Zielkorridors einer 80-prozentigen Treibhausgasminderung erreicht werden soll.

[14] ewi-Gutachterbericht (2018), S. 239.

Synthetische Energieträger werden international erzeugt und gehandelt

Das Gros der Nachfrage nach synthetischen Energieträgern in 2050 in Deutschland wird nach heutiger Einschätzung aus Regionen wie Nordafrika importiert, da dort die Produktionskosten inklusive Transport günstiger sind und im Vergleich zu Deutschland größere Flächenpotenziale bestehen.

Selbst bei starkem Einsatz sind die Importmengen synthetischer Energieträger in 2050 insgesamt deutlich geringer als die heutigen Importmengen an fossilen Brennstoffen. Eine vollständige Energieautarkie in Deutschland oder Europa sollte aber aus Gründen der Wirtschaftlichkeit und Versorgungssicherheit nicht angestrebt werden.

National werden in 2050 zwischen 130 und 164 TWh/a[15] an synthetischen Brennstoffen unter optimierter Nutzung von Einspeisespitzen erneuerbarer Energien erzeugt. Mit Blick auf die dafür im Gutachten für 2030 angenommenen Elektrolysekapazitäten von 15 GW in Deutschland – insbesondere zur Erzeugung von Wasserstoff für neue, klimafreundliche Anwendungen im Industrie- und Verkehrssektor – muss zeitnah ein entsprechender Ausbau beginnen. Wegen der zu erwartenden Kostendegression bei den verwendeten Technologien sollte der Markthochlauf dabei nicht linear, sondern wie bei anderen technologischen Innovationen exponentiell ansteigend erfolgen.

Synthetische Energieträger kommen in allen Sektoren und Anwendungen zum Einsatz

Für eine deutliche Treibhausgasminderung sind in allen Sektoren synthetische Energieträger notwendig. Vor allem zur Erreichung des 95-Prozent-Ziels nimmt die Bedeutung von PowerFuels in allen Szenarien deutlich zu. Der starke Einsatz von synthetischen Energieträgern setzt ehrgeizige internationale Klimaschutzbemühungen voraus, damit eine breite internationale Durchdringung der Technologien erfolgt und die benötigten Energieträgerimporte nach Deutschland in 2050 realistisch sind.

Die zur Produktion von PowerFuels benötigten Technologien bestehen zwar grundsätzlich schon seit vielen Jahrzehnten. Die aktuell vorhandenen beziehungsweise geplanten Produktionsanlagen zur Erzeugung synthetischer Energieträger aus Strom sind mit bis zu 10 MW noch als eher klein zu betrachten. Mit der Skalierung bei Anlagengröße und Anzahl der Installationen sind daher weitere technische Innovationen und Kostendegressionen zu erwarten.

Da der Einsatz synthetischer Energieträger einen bedeutenden Einfluss auf die Ausgestaltung des Energiesystems hat, wurde in Sensitivitätsrechnungen die Auswirkung veränderter Annahmen bezüglich der Kostendegression bei den erforderlichen Elektrolyse- und Syntheseverfahren untersucht.[16] Im Ergebnis bleiben die technologieoffenen Szenarien auch bei Annahme deutlich geringerer Kostensenkungen für die darin erforderlichen Technologien vorteilhafter als Szenarien mit hohem Anteil an strombasierten Endenergieanwendungen und den dafür notwendigen Anpassungen und Investitionen in den Verbrauchssektoren.[17]

Die Sensitivitätsuntersuchung zeigt auch: Wenn die Importmöglichkeiten aus dem außereuropäischen Ausland nicht im angenommenen Maße verfügbar sind, könnten die benötigten PowerFuels auch aus dem europäischen Ausland bezogen werden. Hier wäre allerdings weiter gehend zu untersuchen, welche Potenziale sich ergäben, wenn das EU-Ausland ähnliche Klimaschutzbemühungen wie Deutschland unternimmt.

Flüssige und gasförmige synthetische Energieträger sind relevant

In welchem Verhältnis die verschiedenen synthetischen Energieträger (Wasserstoff, Methan oder flüssige Kraftstoffe) perspektivisch in den verschiedenen Anwendungsbereichen zum Einsatz kommen, kann auf Basis der Untersuchungsergebnisse nicht abschließend beurteilt werden. Ihr Verhältnis zueinander reagiert sehr sensitiv auf Änderungen bei vielen heute noch nicht absehbaren Unbekannten (zum Beispiel sektorspezifische CO_2-Regulierung, Zahlungsbereitschaft, Konsumentenpräferenzen).

Entscheidend in den Ergebnissen der dena-Leitstudie ist vielmehr, dass synthetische Energieträger mit Fortschreiten der Energiewende immer wettbewerbsfähiger im Vergleich zu den konventionellen, fossilen Alternativen werden (Erdöl und Erdgas sowie Wasserstoff aus Erdgasdampfreformierung). Die Frage, welche Lösungen sich tatsächlich für welche Anwendungsbereiche durchsetzen, wird letztlich der Markt beantworten.

[15] ewi-Gutachterbericht (2018), S. 242.
[16] ewi-Gutachterbericht (2018), S. 242.
[17] ewi-Gutachterbericht (2018), S. 292; Die kumulierten Gesamtkosten steigen in der Sensitivität Power-to-X bei EL95 um 194 Milliarden Euro und bei TM95 um 460 Milliarden Euro. Dennoch bleibt das TM95-Szenario in der Sensitivität trotz der höheren Power-to-X-Kosten insgesamt günstiger als das EL95-Szenario.

Handlungsempfehlungen

- **Internationale Märkte aufbauen:** Die Bundesregierung sollte konsequent für die Entwicklung globaler Märkte für synthetische Brenn- und Kraftstoffe werben, diese mit anstoßen und unterstützen (zum Beispiel im Rahmen der Energiepartnerschaften und auf G20-Ebene) sowie die Technologieführerschaft anstreben.

- **Markthochlaufstrategie für synthetische Energieträger entwickeln:** Die Bundesregierung sollte in dieser Legislaturperiode eine aktive Strategie für einen beginnenden Markthochlauf von synthetischen Energieträgern in Deutschland entwickeln und unter anderem durch folgende Maßnahmen unterstützen:

  - Bei der Einführung von neuen Wasserstoffanwendungen sollte von Anfang an insbesondere CO_2-frei erzeugter Wasserstoff eingesetzt werden, um einen Entwicklungsmarkt für die Skalierung von Power-to-Gas/Power-to-Liquid-Technologien zu schaffen. Die Bundesregierung sollte dafür auf europäischer Ebene auf eine angemessene Anrechenbarkeit der Nutzung von klimafreundlichen synthetischen Energieträgern auch in Vorprozessen auf anwendungssektorspezifische Quoten und Ziele hinwirken. Dies betrifft beispielsweise die Treibhausgas-Minderungsquote beziehungsweise die Flottenemissionsziele der Fahrzeughersteller. Dadurch kann beispielsweise für derzeitige Wasserstoffanwendungen in Raffinerien ein Anreiz zum Einsatz von grünem Wasserstoff entstehen.

  - Bei der weiteren Ausgestaltung des Energieforschungsprogramms sollte ein Schwerpunkt auf der Kostendegression der für synthetische Energieträger erforderlichen Technologien liegen.

  - Die Bundesregierung sollte die Einführung von zeitlich begrenzten Instrumenten zur Markteinführung von Power-to-Gas/Power-to-Liquid-Anlagen prüfen.

  - Die Bundesregierung sollte kurzfristig die bestehenden Regelungen für zuschaltbare Lasten im Hinblick auf eine stärkere Technologieoffenheit überarbeiten, um Möglichkeiten zur Nutzung anderweitig nicht integrierbarer erneuerbarer Strommengen auch für die Verwendung in Power-to-Gas/Power-to-Liquid-Anlagen zu schaffen.

- **Infrastrukturen für gasförmige und flüssige Energieträger weiterentwickeln:** Flankierend sollte die Bundesregierung die Weiterentwicklung der Infrastrukturen für gasförmige und flüssige Kraft- und Brennstoffe planen.

  - Die Bundesregierung und die Gasnetzbetreiber sollten gemeinsam daran arbeiten, die Beimischung von Wasserstoff zu Erdgas voranzutreiben und mittelfristig die technischen Voraussetzungen für steigende Wasserstoffanteile im Gasnetz schaffen. Hierbei sind die Ergebnisse der im Koalitionsvertrag angedachten integrierten Infrastrukturplanung zu berücksichtigen.

  - Die Bundesregierung und die Betreiber der Infrastrukturen für flüssige Energieträger sollten gemeinsam eine Roadmap für den Einsatz von flüssigen synthetischen Kraft- und Brennstoffen in Deutschland entwickeln.

2.6 Wie lassen sich Versorgungssicherheit und Deckung der Nachfrage auch bei Dunkelflaute gewährleisten?

Durch Wirtschaftswachstum und stetige Elektrifizierung steigen trotz Energieeffizienz die Stromnachfrage und die Jahreshöchstlast deutlich,[18] je nach Szenario auf bis zu 840 TWh/a bei einer Jahreshöchstlast von 100 GW im Technologiemixszenario und auf bis zu 1.160 TWh/a bei Höchstlast von 160 GW im Elektrifizierungsszenario.[19]

Energiesystem 2050 muss weiter steigende Stromnachfrage und Jahreshöchstlast sicher abdecken

Die Stromnachfrage zu jedem Zeitpunkt direkt durch erneuerbare Energien abzudecken, wird auch zukünftig nicht möglich sein, weil diese weitgehend witterungsabhängig sind und Strom nur entsprechend dem Dargebot bereitstellen können.

Entscheidenden Einfluss auf den Bedarf an gesicherter steuerbarer Erzeugungsleistung haben unter anderem

- die Preiselastizität beziehungsweise Steuerbarkeit der Nachfrageseite (Demand Side Management) einschließlich dezentraler Speicher,
- die Gleichzeitigkeit der residualen Spitzenlast und der mögliche Beitrag aus dem Ausland,
- die Wahrscheinlichkeit von abzudeckenden Wetterereignissen („kalte Dunkelflaute“ über längere Zeit),
- die Notwendigkeit zur Abdeckung besonderer Wetterereignisse beziehungsweise die Akzeptanz von Einschränkungen oder Priorisierungen der Versorgung während seltener Extremwetterereignisse,
- der Grad der Elektrifizierung über alle Sektoren hinweg, beispielsweise von Prozessen in der Industrie, sowie der verstärkte Einsatz von Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen.

Der Bedarf an gesicherter Leistung muss mit Blick auf die oben genannten Einflussfaktoren und verschiedene Methoden der Bewertung von Versorgungssicherheit weiter untersucht und erörtert werden.

[18] Zum Vergleich: Die Stromnachfrage 2015 betrug 567 TWh, die Jahreshöchstlast 84 GW; vgl. ewi-Gutachterbericht (2018), S. 197 und 207.
[19] ewi-Gutachterbericht (2018), S. 197 und 207.

Die erneuerbare Stromproduktion wird auch im europäischen Ausland aufgrund der europäischen Klimaziele ansteigen, ebenso die Stromnachfrage aufgrund der weiter zunehmenden Elektrifizierung. Die Gleichzeitigkeit der erneuerbaren Erzeugung in Europa bleibt aber vergleichsweise hoch. Wenn in Deutschland wenig erneuerbarer Strom zur Verfügung steht, trifft dies zu einer hohen Wahrscheinlichkeit auch auf die benachbarten Länder zu.

Speicher, Demand Side Management und Gaskraftwerke stellen gesicherte Leistung bereit

Die Jahreshöchstlast wird heute wie in 2050 insbesondere durch gesicherte steuerbare Kraftwerksleistung, Demand Side Management, Speicher und Stromimporte gedeckt. Als gesicherte Kraftwerksleistung kommen vor allem Gaskraftwerke und größere sowie kleinere Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen zum Einsatz, die zunehmend durch synthetische Brennstoffe betrieben werden. Der steigende Bedarf an gesicherter Leistung durch den zunehmenden Einsatz strombasierter Anwendungen macht zusammen mit dem Ausstieg aus der Kernkraft und der Reduzierung von Kohlekraftwerken bereits zwischen 2020 und 2030 einen deutlichen Neubau von Gaskraftwerken notwendig, der bis 2050 weiter ansteigt. Dabei sind die Kraftwerke durch den wachsenden Anteil erneuerbarer Energien am Strommarkt nur für vergleichsweise wenige Stunden im Jahr in Betrieb.

Die zur Bereitstellung der gesicherten Leistung notwendigen Investitionen sowie die Betriebs- und Wartungskosten im Energiesektor unterscheiden sich mit 140 bis 170 Milliarden Euro in den Technologiemixszenarien gegenüber 310 bis 320 Milliarden Euro in den Elektrifizierungsszenarien erheblich.[20] Diese Kosten sind in den in dieser Studie ausgewiesenen Mehrkosten enthalten.

Der Energy-Only-Markt vergütet nur Strommengen, nicht die Bereitstellung von Kraftwerksleistung. Bei freier Preisbildung kann es zu hohen Knappheitspreisen kommen. Häufigkeit und Höhe sind aber schwer vorherzusehen oder in die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung einzuplanen. Es sollte genau beobachtet werden, ob der Energy-Only-Markt ausreichende Anreize für Investitionen in gesicherte Leistung und zur Aktivierung von Nachfrageflexibilität setzen kann. Dies gilt für die zu erwartende Knappheit am Strommarkt durch den Ausstieg aus der Kernenergie bis 2022 und die Reduzierung der Kohlekraftwerke. Langfristig stellt sich diese Frage durch die steigende Stromnachfrage und weiter sinkende Volllaststunden von Kraftwerken umso mehr.

Handlungsempfehlungen

- **Stakeholderprozess zur Versorgungssicherheit einrichten:** Die Bundesregierung sollte ergänzend zu der geplanten Kommission zu den Fragen des Kohleausstiegs und Strukturwandels einen Stakeholderprozess zu den Fragestellungen der Entwicklung der Versorgungssicherheit ins Leben rufen. Der Fokus sollte auf der Untersuchung des Bedarfs an gesicherter Leistung für Strom in Deutschland und den Möglichkeiten zu dessen Deckung sowie der ausreichenden Versorgungssicherheit bei Wärme liegen. Ziel ist, mit Blick auf neue Fragestellungen der integrierten Energiewende zu einem besseren gemeinsamen Verständnis im Kreis von Fachexperten und politischen Akteuren zu kommen (Preiselastizität der Nachfrageseite, Beitrag gesicherter steuerbarer Leistung durch Demand Side Management, Speicher oder Elektrofahrzeuge sowie die Korrelationen mit den Entwicklungen im europäischen Ausland und Umgang mit extremen Wetterereignissen).
- **Monitoringsysteme weiterentwickeln:** Darauf aufbauend sollte die Bundesregierung das in Deutschland verwendete Abschätzungsverfahren der Leistungsbilanz[21] und das Monitoringsystem des Versorgungssicherheitsberichts weiterentwickeln. Darüber hinaus sollte sie ein enges Monitoring von Knappheitspreisen und -situationen am Strommarkt als auch der Entwicklung des Kraftwerkparks sowie des Angebots an Speichern und Nachfrageflexibilität aufsetzen.
- **Reservemechanismen überprüfen:** Die Bundesregierung sollte mittelfristig untersuchen, inwiefern sich Weiterentwicklungsbedarf für das derzeitige Instrumentenset der Reservemechanismen ergibt.

[20] ewi-Gutachterbericht (2018), S. 249 ff.

[21] Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber nutzen bereits heute zum Beispiel im Rahmen des Pentalateralen Energy Forums (PLEF) sogenannte probabilistische Verfahren (siehe „Diskurs: Versorgungssicherheit und Dunkelflaute“).

Diskurs: Versorgungssicherheit und Dunkelflaute

Die Gewährleistung von **Versorgungssicherheit ist eine der zentralen Anforderungen** an das Energiesystem. In der Entwicklung des Energiesystems bis 2050 ist ein zunehmend steigender Anteil fluktuierender Erzeugung aus erneuerbaren Stromquellen zu erwarten. Gleichzeitig wächst der Bedarf an elektrischer Leistung durch die zunehmende Elektrifizierung von Gebäudesektor, Verkehrssektor und Industrie. Unter dem Begriff „lange, kalte Dunkelflaute“ wird eine längere Zeit mit geringer Stromerzeugung fluktuierender erneuerbarer Energien durch Photovoltaik- und Windkraftanlagen bei gleichzeitig erhöhtem Strombedarf für elektrische Beheizungstechnologien aufgrund niedriger Außentemperaturen verstanden. Dann muss über einen längeren Zeitraum eine relativ hohe Last weitgehend durch gesicherte Kraftwerkskapazitäten und durch Stromimporte gedeckt werden.

Nach Veröffentlichung des Zwischenfazits der dena-Leitstudie im Oktober 2017 und in der anschließenden Diskussion im Partnerkreis wie mit relevanten Akteuren aus Wissenschaft und Politik zeigte sich rasch, dass die Ergebnisse und Erkenntnisse, aber auch die Erwartungen und Modellparametrisierungen zum Thema **„Dunkelflaute“ sehr kontrovers diskutiert** werden. Die zentralen Fragen sind, ist, welche Auswirkungen die Energiewende auf die Entwicklung der Versorgungssicherheit – insbesondere in Bezug auf die Jahreshöchstlast und ihre Deckung – haben wird und ob es überhaupt zusätzlich erforderlich ist, sich auf eine sogenannte Dunkelflaute einzustellen.

Aus den geführten Diskussionen hat sich sehr deutlich die Notwendigkeit ergeben, die Anforderungen an das Energiesystem der Zukunft zum Erhalt der Versorgungssicherheit **gesamtgesellschaftlich zu diskutieren und politisch festzulegen.**

Dabei sind vier Fragen relevant:

1. Wie hoch sind die **nachgefragte Strommenge und Spitzenlast** während einer kalten Phase? Wie groß ist die Gleichzeitigkeit der Elektroanwendungen und gibt es Verschiebepotenziale?

2. Wie niedrig ist der mindestens zu erwartende **Beitrag von erneuerbarer Stromerzeugung** während einer „Dunkelflaute“ und wie lange hält dieser Zeitraum mit schwacher Erzeugung aus Photovoltaik- und Windkraftanlagen an?

3. In welchem Umfang kann und will sich Deutschland **auf das europäische Ausland** verlassen, hinsichtlich:

   - Annahmen zu stochastischen Ausgleichseffekten für die Gleichzeitigkeit hoher Last und niedriger erneuerbaren Erzeugung im europäischen Strombinnenmarkt,
   - systemtechnisch verfügbaren Möglichkeiten zum internationalen Stromaustausch in Engpasssituationen,
   - ausreichender politischer Vereinbarungen bezüglich der Möglichkeit, diese noch zu treffen, um in Engpasssituationen eine ausreichende Stützung mit Erzeugungsleistung aus dem Ausland zu erhalten.

4. Inwieweit ist Deutschland bereit, aus Effizienzgründen seltene und extreme Wetterereignisse nicht mehr abzusichern, sondern gegebenenfalls **Versorgungsausfälle in überschaubarem Maß** zu akzeptieren?

Aus der Gestaltung des Stromversorgungssystems als Antwort auf die oben genannten Fragen ergibt sich der erforderliche Bedarf an „gesicherter Leistung“. Diese kann als steuerbare Erzeugungsleistung unabhängig vom Dargebot von Wind- oder Sonnenenergie zur Deckung der Stromnachfrage genutzt werden.

Methodik zur Untersuchung der Versorgungssicherheit in der dena-Leitstudie

Um die für die Versorgungssicherheit notwendigen Kraftwerkskapazitäten in Deutschland zu bestimmen, hat die dena-Leitstudie zwei Extremereignisse untersucht: die im Jahresverlauf auftretende, durch ausreichend Leistung zu deckende Jahreshöchstlast und die summenmäßige energetische Deckung einer zweiwöchigen kalten Dunkelflaute.

- **Jahreshöchstlast:** Gemeint ist der Zeitpunkt der höchsten Stromlast im Jahr, die sich aus der Stromnachfrage aller einzelnen Anwendungen maximal im Gesamtsystem und meistens am späten Nachmittag in einer kalten Winterwoche ergibt. Neben der maximalen Last der einzelnen Nachfrageprofile ist die Gleichzeitigkeit der Nutzung unterschiedlicher Anwendungen maßgeblich. Mit zunehmender Elektrifizierung des Energiesystems steigt die Jahreshöchstlast über die untersuchten Jahre hinweg an. Die Jahreshöchstlast wird durch Maßnahmen zur verbraucherseitigen Beeinflussung und Verschiebung des Energiebedarfs (Demand Side Management), Speicher und gesicherte Kraftwerkskapazitäten (inklusive dezentraler Erzeugungsanlagen und Kraft-Wärme-Kopplung) gedeckt werden. Für die nicht steuerbaren Erzeugungsanlagen aus erneuerbaren Energien werden als Beitrag zur Deckung der Jahreshöchstlast 1 Prozent der installierten Leistung von Onshore-Wind und 10 Prozent von Offshore-Wind berücksichtigt. Photovoltaik leistet keinen Beitrag. Zusätzlich wurden nach Diskussion der Partner im Modulsteuerkreis Energieimporte aus dem europäischen Ausland in Höhe von bis zu 5 GW angenommen.

- **Dunkelflaute:** Für die Untersuchung der „kalten Dunkelflaute“ wurde auf Basis historischer Einspeiseprofile der Beitrag von Wind und Photovoltaik während einer zweiwöchigen Phase mit niedriger Einspeisung betrachtet. Während dieser Zeit leisten Windenergieanlagen (Onshore und Offshore) durchschnittlich je 10 Prozent ihrer Leistung, Photovoltaikanlagen durchschnittlich 3 Prozent. Gleichzeitig gibt es aufgrund niedriger Temperaturen von durchschnittlich minus 3 °C eine vergleichsweise konstant hohe Wärme- und Stromnachfrage. Stromimporte, Stromspeicher und Demand Side Management leisten in dieser Zeit einen Beitrag, um Last und Deckung der Leistungsspitzen gleichmäßig zu verteilen, tragen aber entsprechend den getroffenen Annahmen nicht absolut zur erforderlichen Energiemenge bei.

Im Modell der dena-Leitstudie muss der Erzeugungsmix stets ausreichen, um beide kritische Situationen abdecken zu können. Eine weiter gehende Verfügbarkeit von Speichern kann den ausgewiesenen Bedarf an gesicherter Leistung durch Kraftwerke weiter senken. Hierzu gehören Speicher, die eigenständig auf implizite Signale (beispielsweise Strompreisschwankungen) reagieren oder gesteuerte Nachfrageflexibilität anbieten (Demand Side Management).

Die durchschnittliche **Spitzenleistung während der zweiwöchigen kalten Dunkelflaute** beträgt im Jahr 2050 etwa 90 GW in den Technologiemixszenarien beziehungsweise 150 GW in den Elektrifizierungsszenarien. Der Leistungsbedarf ist jeweils zum überwiegenden Teil aus Gebäudesektor und Industrie bedingt. Gedeckt wird der Leistungsbedarf in der kalten Dunkelflaute insbesondere durch Gaskraftwerke (65 beziehungsweise 120 GW in 2050). Sie sind eine vergleichsweise kostengünstige und bei Verwendung von klimafreundlichen synthetischen Brennstoffen emissionsfreie Option zur Bereitstellung der notwendigen Leistung, wenn andere Optionen wie Stromimporte nur begrenzt zur Verfügung stehen.

Ein relevanter Parameter bei der Berechnung der notwendigen gesicherten Leistung ist, bis zu welcher Höhe auf **Stromimporte aus dem europäischen Ausland** gesetzt werden kann. Während manche Studien Importkapazitäten zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit nicht oder nur gering berücksichtigen, gehen andere Studien auch während einer Dunkelflaute in Deutschland von weitreichend verfügbaren Stromimporten aus dem europäischen Stromnetz aus: In den vom Bundeswirtschaftsministerium beauftragten Langfrist- und Klimaszenarien beträgt die Importleistung beispielsweise auch in der Dunkelflaute in der Spitze rund 50 GW Strom. In der dena-Leitstudie wurde die eher restriktive Annahme definiert, dass zur Deckung des Leistungsbedarfs Stromimporte mit maximal 5 GW Leistung möglich sind.

Eine wichtige Voraussetzung für Versorgungssicherheit ist das weitere Zusammenwachsen des europäischen Strombinnenenergiemarkts. Dies ermöglicht, sich in Knappheitssituationen gegenseitig zu stützen, Leistung grenzübergreifend bereitzustellen und so Kraftwerksbedarfe innerhalb der EU für die einzelnen Mitgliedsstaaten zu senken. Herausforderung ist dabei die EU-weit hohe Gleichzeitigkeit von Dunkelflaute und hoher Nachfrage, zum Beispiel aufgrund zunehmender Elektrifizierung.

Methodik zur Untersuchung der Versorgungssicherheit auf europäischer Ebene

Ein alternativer Ansatz zur Prüfung der Versorgungssicherheit sind wahrscheinlichkeitsbasierte Verfahren, wie sie bereits seit 2017 durch den Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E und im Rahmen des Pentalateralen Energieforums angewendet werden. Auch im EnWG § 51 zum Monitoring der Versorgungssicherheit durch das BMWi wird der Einsatz wahrscheinlichkeitsbasierter Ansätze gesetzlich vorgeschrieben. Dabei wird angenommen, dass in ihrem Umfang begrenzte, kurze Stromunterdeckungen mit geringer Eintrittswahrscheinlichkeit akzeptiert werden können. Außerdem wird Versorgungssicherheit gemeinsam auf europäischer Ebene bereitgestellt. Durch die Ausgleichseffekte bei der Stromnachfrage und der Erzeugung aus erneuerbaren Energien müssen für die einzelnen Mitgliedsstaaten geringere Kraftwerkskapazitäten vorgehalten werden als bei einer rein nationalen Betrachtung.

Eine weiterführende Studie sollte untersuchen, welcher Beitrag zur Absicherung einer langen, kalten Dunkelflaute erforderlich ist und ob dieser durch Stromimporte geleistet werden kann.

2.7
Wie wird sich die Energieinfrastruktur verändern?

Im Energiesystem der Zukunft kommen weiterhin unterschiedliche Energieträger wie Strom, verschiedene flüssige und gasförmige Energieträger sowie Nah- und Fernwärme zum Einsatz. Die bestehenden Infrastrukturen für den Transport und die Verteilung werden also auch künftig benötigt. Für eine kostenoptimierte Ausgestaltung der Energiewende ist es notwendig, diese Infrastrukturen bestmöglich auszulasten und weiterzuentwickeln. Bei steigendem Bedarf sollten sie gegebenenfalls ausgebaut werden.

Stromnetze ausbauen und weiterentwickeln

Die Stromübertragungsnetze müssen über die aktuellen Netzentwicklungsplanungen hinaus deutlich verstärkt und ausgebaut werden, um die zukünftig immer größeren Mengen erneuerbaren Stroms integrieren zu können und die Ausweitung des EU-Strombinnenmarkts zu ermöglichen. Je nach Szenario unterscheiden sich die über den heute bereits geplanten Stromnetzausbau hinausgehenden Infrastrukturkosten auf Übertragungsnetzebene zwischen 79 und 107 Milliarden Euro.[22] Die Verteilnetze müssen ebenfalls erweitert werden, um neben den steigenden Anteilen erneuerbarer Energien höhere Lasten durch neue Stromanwendungen wie Elektromobilität und Wärmepumpen aufnehmen zu können. Die Mehrkosten auf Verteilnetzebene betragen je nach Szenario zwischen 146 und 253 Milliarden Euro.[23]

Zur besseren Auslastung und zu einer intelligenten Nutzung von Flexibilität auf den verschiedenen Netzebenen müssen sukzessive innovative Konzepte für die Betriebsführung entwickelt und implementiert werden. Dazu gehören die aktive Nutzung dezentraler Energieerzeuger und -speicher durch die Netzbetreiber sowie Regelungen für die Integration potenziell großer Mengen von Elektroautos und Wärmepumpen. Für diese neuen Ansätze bedarf es eines höheren Automatisierungsgrades bei der Systemführung und mehr Koordination zwischen den Beteiligten. Insbesondere auf Verteilnetzebene ist wesentlich mehr intelligente Mess- und Steuerungstechnik als heute nötig. Innovative Konzepte und die erhöhte Nutzung von Flexibilitätskapazitäten sind auch zur Begrenzung der Ausbaukosten erforderlich.

Bestehende Infrastrukturen für Gas, Wärme und flüssige Energieträger effizient nutzen

Die Vorteile eines Transformationspfades mit einem breiteren Technologiemix lassen sich nur nutzen, wenn ausreichend Energieinfrastrukturen für Strom, Gas, Fernwärme und flüssige Energieträger vorhanden sind und bestehende Infrastrukturen bestmöglich ausgelastet und eingesetzt werden. Dies ist Grundvoraussetzung für eine kosteneffiziente und robuste Energiewende.

[22] ewi-Gutachterbericht (2018), S. 217.
[23] ewi-Gutachterbericht (2018), S. 221.

Der Übergang in das mittel- und langfristig klimafreundliche Energiesystem erfolgt durch vermehrten Einsatz von erneuerbaren synthetischen Kraft- und Brennstoffen. Für das Gasnetz gelingt dies zunächst durch eine stärkere Integration von Wasserstoff durch Beimischung und zumindest in Teilen Überführung in eine Wasserstoffinfrastruktur sowie die Umrüstung von Tankstellen für den neuen Energieträger. Je nachdem wie sich der Antriebsmix im Verkehrsbereich entwickelt, wird auch zukünftig ein relevanter Anteil der Mobilitätsnachfrage auf der Infrastruktur für flüssige Kraftstoffe basieren. Die Infrastrukturen für flüssige Energieträger können heute flüssige erneuerbare synthetische Kraftstoffe ohne Umrüstungsaufwand aufnehmen.

Für die Gasnetze besteht die Herausforderung, dass die Gasnachfrage bis 2050 bei den Elektrifizierungsszenarien sinken wird, selbst bei einem stärkeren Einsatz von Wasserstoff und synthetischem Methan. Hierfür gibt es mehrere Ursachen: Hierzu zählen die künftig geringere Stromerzeugung aus Gaskraftwerken sowie der im Gebäudebereich gesunkene Energiebedarf durch Sanierungen und Heizungsmodernisierung mit Umstellung auf Strom/Gas-Hybridheizungen oder Wärmepumpen. Während die Gasnachfrage in den Elektrifizierungsszenarien von rund 790 TWh/a im Jahr 2015 auf 500 beziehungsweise 680 TWh/a im Jahr 2050 sinkt, bleibt der Gasbedarf in den untersuchten Technologiemixszenarien konstant beziehungsweise steigt sogar auf bis zu 877 TWh/a.[24] Bei sinkender Auslastung des Gasnetzes steigen die Infrastrukturkosten für die verbleibenden Netznutzer.

Für die Fernwärmenetze ergibt sich in den Szenarien durch Sanierungen und Energieeffizienzsteigerungen zwar ein niedrigerer Wärmebedarf, allerdings ist dies über alle Szenarien hinweg mit einer steigenden Anzahl an Hausanschlüssen verbunden. Daher ist zukünftig nicht von einem Rückbau der Fernwärmenetze auszugehen.[25] Durch die Umstellung von Kohle auf zunächst Erdgas und perspektivisch erneuerbar produziertes synthetisches Gas kann Fernwärme immer CO_2-ärmer werden. Bereits heute sollten Fernwärmenetze für geringere Nutztemperaturen umgebaut werden und verstärkt auch industrielle Abwärme aufnehmen.

Handlungsempfehlungen

- **Verständnis für Stromnetzausbau fördern, Verfahren beschleunigen:** Bund und Länder sollten bei der Bevölkerung kontinuierlich und geschlossen für die Notwendigkeit des Stromnetzausbaus werben. Genehmigungsverfahren sollten weiter beschleunigt werden.

- **Automatisierung und intelligente Netzbetriebsmittel voranbringen:** Auf Ebene der Übertragungsnetze sollte geprüft werden, welche zusätzlichen Potenziale für die bessere Auslastung der Netze erschlossen werden können, etwa durch einen höheren Automatisierungsgrad bei der Systemführung, den verstärkten Einsatz intelligenter Netzbetriebsmittel wie Phasenschieber oder statische Kompensatoren sowie durch neue Konzepte wie Netzbooster.

- **Planung der Strom- und Gasnetze verschränken:** Die Bundesregierung sollte prüfen, wie sich die Planung von Energieinfrastrukturen mittelfristig stärker im Sinne einer integrierten Energiewende weiterentwickeln lässt. So sollten etwa die Betreiber der Stromübertragungsnetze und der Gasfernleitungsnetze ihre bisher getrennten Planungen in Zusammenarbeit mit der Bundesnetzagentur mittelfristig stärker miteinander verschränken. Erster Schritt könnte eine gemeinsame Szenarioentwicklung für das Strom- und Gasnetz sein. Auf europäischer Ebene wurde dies in den aktuellen „TYNDP Gas und Electricity Joint Scenarios“ 2018 erstmalig umgesetzt. Zudem sollte die Bundesregierung die Möglichkeiten für eine stärker integrierte Netzplanung der Strom- und Gas-Verteilnetzbetreiber prüfen.

- **Netzregulierung weiterentwickeln:** Die Bundesregierung sollte in Zusammenarbeit mit der Bundesnetzagentur die Anreizregulierung weiterentwickeln, vorbereitend für die nächste Regulierungsperiode (2023 bis 2027). Dabei sollte sie für eine ausgewogenere Anreizwirkung bezüglich CAPEX/OPEX-intensiven Lösungen zur Steigerung der Intelligenz im Verteilnetz sorgen und einen Handlungsrahmen für die Netzbetreiber für den netzdienlichen Zugriff auf Flexibilitäten wie Demand Side Management, Speicher oder Elektrofahrzeuge schaffen.

  Die Anreizregulierung für die Gasnetze sollte den Umbau der Gasinfrastruktur hin zu höheren Anteilen von Wasserstoff unterstützen und ermöglichen.

[24] ewi-Gutachterbericht (2018), S. 222.
[25] ewi-Gutachterbericht (2018), S. 222 ff.

2.8
Welche Stellschrauben beeinflussen die Energiewende im Verkehr?

Die Energiewende im Verkehr war bisher in Deutschland nicht besonders erfolgreich. Wenn der Verkehr bis 2030 einen relevanten Beitrag zur Senkung der Treibhausgasemissionen leisten soll, wie es der Klimaschutzplan der Bundesregierung vorsieht, müssen umgehend wirksame Maßnahmen in den Bereichen nachhaltige Mobilität, erneuerbare Kraftstoffe und alternative Antriebe eingeleitet werden.

Die Steigerung der Antriebseffizienz ist der maßgebliche Hebel zur spezifischen Emissionsreduktion. Gleichwohl sind die Klimaziele nur mit einem deutlich steigenden Anteil CO_2-armer erneuerbarer Kraftstoffe erreichbar. Kurz- und mittelfristig spielen nachhaltige Biokraftstoffe weiterhin eine wichtige Rolle, sie verlieren jedoch im Vergleich zu anderen erneuerbaren Kraftstoffen sukzessive an Bedeutung. Bei flüssigen und gasförmigen Kraftstoffen muss ein Großteil des Energiebedarfs durch synthetische erneuerbare Kraftstoffe gedeckt werden. Das Verkehrsaufkommen sollte durch innovative Mobilitätsdienstleistungen, angepasste Produktionssysteme sowie nachhaltige Stadt- und Regionalplanung begrenzt und bestenfalls auch reduziert werden.

Effizienz ist der wichtigste Hebel, um die Ziele in allen Szenarien zu erreichen

Die Bedeutung der Antriebseffizienz ist in allen Szenarien deutlich. Selbst im Referenzszenario mit 69 Prozent reinen Verbrennungsfahrzeugen im Pkw-Bestand lässt sich bis 2050 eine Treibhausgasreduktion im Verkehrssektor von 39 Prozent im Vergleich zu 1990 erreichen.[26] Dies ist möglich, weil der spezifische Energieverbrauch von Benzin-, Diesel- und CNG-Pkw gemäß Studienannahmen bis 2050 um gut 25 Prozent sinkt. Teilelektrifizierte Antriebe sparen im Vergleich zu herkömmlichen Verbrennungsmotoren je nach Fahrprofil weitere 30 bis 50 Prozent ein. Das Potenzial rein batterieelektrischer und wasserstoffbetriebener Antriebe zeigt sich in der Endenergiereduktion in den das Klimaziel erreichenden Szenarien: Bis 2030 erfolgt hier eine Reduzierung des Endenergiebedarfs um 20 bis 28 Prozent gegenüber 12 Prozent im Referenzszenario. Infolge der Energieeinsparungen benötigt der Verkehrssektor in den klimazielerreichenden Szenarien im Jahr 2050 rund 90 bis 160 TWh weniger Endenergie als das Referenzszenario.[27]

Kein Erreichen des Klimaziels im Schwerlastverkehr ohne synthetische Kraftstoffe

Alternative Antriebe kommen aktuell zunehmend im Bereich leichter Nutzfahrzeuge auf den Markt. Für den Transport schwerer Güter auf der Straße und über lange Distanzen sind LNG-Lkws die einzige marktreife Alternative. Im Regionalverkehr sind neben Gasantrieben auch batterieelektrische sowie perspektivisch brennstoffzellenelektrische Fahrzeuge eine Nutzungsoption.

Ein Ersatz fossiler Energieträger im Straßenverkehr ist über die Nutzung klimafreundlicher flüssiger oder gasförmiger Kraftstoffe zu erreichen. Hierzu stehen mittelfristig vorwiegend Biokraftstoffe zur Verfügung. Sollen die Treibhausgasemissionen maßgeblich sinken, führt im Schwerlastverkehr an synthetischen Kraftstoffen kein Weg vorbei. In den Szenarien, die die Klimaziele erreichen, müssten bis zu 84 TWh im Straßenschwerlastverkehr über klimafreundliche synthetische Kraftstoffe gedeckt werden.[28] PowerFuels werden auch benötigt, wenn Oberleitungshybrid-Lkw und brennstoffzellenelektrische Lkw eine hohe Marktdurchdringung erreichen sollten (siehe „Diskurs: Oberleitungshybrid-Lkw“).

Allerdings zeigen die Modellergebnisse, dass die Nutzung von synthetischen Kraftstoffen ohne hohe Antriebseffizienz zu Kostennachteilen führen kann. So steigen die Kosten des Szenarios mit einem breiten Technologie- und Energieträgermix gegenüber dem Szenario mit einem hohen Grad von vollelektrischen Antrieben in den Jahren 2040 bis 2050 aufgrund des höheren Bedarfs synthetischer Kraftstoffe an.

Neben dem Straßengüterverkehr wird die Nachfrage nach synthetischen Kraftstoffen vor allem in der Schifffahrt und der Luftfahrt steigen. Ohne deren umfassenden Einsatz lässt sich das 95-Prozent-Klimaziel nicht erreichen.

Die Lkw-Antriebsentwicklung bedarf politischer Grundsatzentscheidungen

Der Anteil des Endenergieverbrauchs von schweren Nutzfahrzeugen am Gesamtenergieverbrauch wird bedingt durch ein weiteres Wachstum der Verkehrsleistung zunehmen. Mit hocheffizienten diesel- und gasbetriebenen Fahrzeugen könnte der Energieverbrauch von schweren Lkw (größer 12 t) im Referenzszenario bis 2030 um 10 Prozent, bis 2050 um 23 Prozent reduziert werden. Die klimazielerreichenden Szenarien ermöglichen 29 bis 38 Prozent Endenergiereduktion bis 2050. Im Fall eines Markthochlaufs von Oberleitungshybrid-Lkw könnte der Endenergieverbrauch im Jahr 2050 sogar um 49 Prozent gegenüber 2015 sinken.

[26] ewi-Gutachterbericht (2018), S. 139.
[27] ewi-Gutachterbericht (2018), S. 131.
[28] ewi-Berechnungen für ewi-Gutachterbericht (2018).

Handlungsempfehlungen

- **Konsistente Strategie verfolgen:** Um die Klimaziele im Verkehrssektor zu erreichen, muss ein Bündel von Maßnahmen umgesetzt werden. Eine einzelne Maßnahme kann nicht zum Erfolg führen. Ziel muss sein, Verkehre zu vermeiden, wo möglich auf klimafreundliche Verkehrsmittel zu verlagern und die Antriebe und Kraftstoffe zu verbessern.

- **Markt für effiziente Antriebe voranbringen:** Der Steigerung der Effizienz aller Antriebe kommt eine besondere Bedeutung zu. Die Bundesregierung sollte ambitionierte CO_2-Flottenziele auf EU-Ebene unterstützen und gleichzeitig die Entwicklung der benötigten öffentlichen Infrastruktur in Gang bringen. Die Anrechnung des Einsatzes von synthetischen Kraftstoffen auf die CO_2-Flottenziele der Fahrzeughersteller könnte eine Option sein, um eine frühe Marktentwicklung dieser Energieträger über den Sektor der höchsten Zahlungsbereitschaft anzureizen. Für die Produzenten synthetischer Kraftstoffe könnte sich neben der Nachfrage am Treibhausgas-Quotenmarkt ein zusätzlicher Kundenkreis entwickeln. Allerdings müssten Doppelförderungen, zum Beispiel durch Erlöse über die Treibhausgas-Minderungsquote vermieden und eine belastbare Systematik der pro Fahrzeug über die gesamte Lebensdauer zu vermeidenden Treibhausgasemissionen abgestimmt werden.

- **Anreize für Dienstwagen schaffen:** Insbesondere in Deutschland kann die Verbesserung der Antriebseffizienz durch eine differenzierte Dienstwagenbesteuerung unterstützt werden. Diese sollte sich technologieneutral am spezifischen CO_2-Ausstoß der Fahrzeuge orientieren und für den Bundeshaushalt aufkommensneutral sein. Die öffentliche Hand sollte bei der Beschaffung von CO_2-armen Dienstwagen eine Vorbildrolle einnehmen.

- **Steuersätze vereinheitlichen und auf CO_2-Ausstoß ausrichten:** Kurz- und mittelfristig sollten unterschiedliche Energiesteuersätze verschiedener fossiler Kraftstoffe beseitigt werden und stattdessen die CO_2-Intensität der Kraftstoffe eine größere Bedeutung in der Abgabensystematik erhalten. Der Preis pro Einheit CO_2 sollte über die nächsten Jahre schrittweise deutlich ansteigen. Mit den Einnahmen können die Entwicklung und der Markthochlauf alternativer Antriebe und Kraftstoffe unterstützt werden.

- **Ambitionierte Quote für erneuerbare Kraftstoffe einführen:** Da erneuerbare Kraftstoffe mittelfristig teurer sind als fossile, gleichzeitig jedoch wesentlich zur Treibhausgasminderung beitragen, sollte die Bundesregierung auf EU-Ebene im Rahmen der Verhandlungen zur Weiterentwicklung der Renewable Energy Directive eine ambitioniertere Quote für fortschrittliche und synthetische erneuerbare Kraftstoffe (inklusive PowerFuels) fordern. Gleichzeitig sollte sie Ausschreibungen für den Aufbau von großen Power-to-X-Anlagen in Erwägung ziehen. Ausschreibungen könnten die Unsicherheit der Anlagenbetreiber reduzieren und dazu beitragen, erneuerbare synthetische Kraftstoffe schrittweise in den Markt zu bringen.

- **Emissionsarme Lkw bei Maut entlasten:** Für den Schwerlastverkehr ist die Maut ein entscheidender Kostenfaktor. Der Einsatz emissionsarmer Lkw mit alternativen Antrieben sollte durch eine deutliche Differenzierung der Maut im Vergleich zu Diesel-Lkw attraktiver werden.

- **Standards für systemdienliches Laden setzen, Abrechnung vereinfachen:** Kurzfristig sollten Standards und Dienstleistungen geschaffen werden, die systemdienliches Laden von Elektrofahrzeugen ermöglichen, um die Netze nicht zu überfordern und die gesicherte Leistung in Spitzenlastzeiten zu reduzieren. Zur Förderung der Elektromobilität ist eine Vereinfachung des Eichrechts notwendig; derzeit ist die Abrechnung von Lademengen nach kWh erschwert. Hier sollten die Anforderungen an Hard- und Software vereinfacht und geklärt werden.

- **Europaweites Potenzial von Oberleitungshybrid-Lkw analysieren:** Neben einer Anschubfinanzierung von LNG-Nutzfahrzeugen sollte in den nächsten Jahren die Wirkung und Akzeptanz von Oberleitungshybrid-Lkw in Praxisprojekten getestet werden. In einer EU-weiten Analyse sollten Einsatzfelder und Transportkorridore untersucht werden, die einen Mehrwert zur kosteneffizienten Emissionsreduktion leisten können.

Diskurs: Oberleitungshybrid-Lkw

Chancen und Herausforderungen von Oberleitungshybrid-Lastkraftwagen (OH-Lkw) werden derzeit intensiv diskutiert. Der Modulsteuerkreis Mobilität der dena-Leitstudie hat daher beschlossen, im Rahmen der Modellierungen die **Effekte eines Markthochlaufs inklusive des zugehörigen Infrastrukturausbaus** auf die Szenarien zur Erreichung des 95-Prozent-Ziels mit einer Sensitivitätsrechnung untersuchen zu lassen.[29] Dieser Diskurs bildet die innerhalb der Studienpartner sowie mit externen Stakeholdern geführten Diskussionen zum Thema Oberleitungshybrid-Lkw ab.

Oberleitungshybrid-Lkw **können eine geeignete Technologieoption sein**, um den schweren Straßengüterfernverkehr zu elektrifizieren. Bei diesem Verfahren werden die Fahrzeuge mittels eines Stromabnehmers über eine Oberleitungsinfrastruktur mit Strom für einen elektrischen Antrieb mit Pufferspeicher versorgt. Zusätzlich haben die Fahrzeuge für Fahrten außerhalb des Oberleitungssystems einen Sekundärantrieb, beispielsweise batterie- beziehungsweise brennstoffzellenelektrisch oder mit Gas- beziehungsweise Diesel-Verbrennungsmotor. Aus heutiger Sicht könnten Diesel-Oberleitungshybrid-Antriebe die attraktivste Kombination sein: Sie haben die geringsten Investitionskosten bei hoher Flexibilität. Oberleitungshybrid-Lkw sind für logistische Bereiche mit hohen Laufleistungen auf viel befahrenen Straßen wie Autobahnen interessant. Sie sollen infolge des höheren Wirkungsgrads des elektrischen Antriebsstrangs sowie der verstärkten Direktverwendung von erneuerbarem Strom ohne Umwandlungsverluste niedrigere Energieverbräuche erreichen.

Derzeit sind **erste Teststrecken auf deutschen Autobahnen** im Aufbau, beispielsweise auf der A1 zwischen Lübeck und Reinfeld sowie auf der A5 zwischen Frankfurt-Flughafen und Darmstadt. Auch international wird die Nutzung erprobt, beispielsweise in Kalifornien und Schweden. Die Einführung der Technologie könnte schrittweise über einen polyzentrischen Ansatz erfolgen: In einem ersten Schritt werden Oberleitungen in Regionen mit hohem Verkehrsaufkommen und geeigneten regionalen Schwerlast(pendel)verkehren aufgebaut. Für die überregionale Abdeckung erfolgt danach eine kontinuierliche Verbindung der einzelnen Schwerpunkte.

Vorteile hinsichtlich Endenergieeffizienz, Systemkosten sowie Klima- und Umweltschutz

Der Einsatz von Oberleitungshybrid-Lkw verdrängt andere Antriebstechnologien im Schwerlastverkehr und führt zu einer **Reduzierung des Endenergieverbrauchs im Verkehrssektor.** In der Sensitivitätsuntersuchung im Rahmen der dena-Leitstudie steigt der Strombedarf des Verkehrssektors in den untersuchten Szenarien in 2050 um 18 bis 33 TWh. Gleichzeitig sinkt der Bedarf an Wasserstoff, Methan und Diesel um 31 bis 46 TWh. Der gesamte Endenergiebedarf des Verkehrssektors ist geringer.[30]

Trotz zusätzlicher Kosten für Infrastruktur und erhöhte Stromimporte weist die Sensitivitätsrechnung mit Oberleitungshybrid-Lkw **insgesamt niedrigere Gesamtkosten** aus als die zugrunde liegenden Basisszenarien: Im Vergleich zum Elektrifizierungsszenario beträgt die Einsparung bis zum Jahr 2050 rund 21 Milliarden Euro. Ursächlich sind im Verkehrssektor die Verdrängung von brennstoffzellenelektrischen Lkw durch weniger kapitalintensive Diesel-Oberleitungshybrid-Lkw sowie gesunkene Kapitalkosten im Energiesektor durch niedrigere Kapazitäten von **Elektrolyseuren** und Stromerzeugung aufgrund des geringeren Wasserstoffbedarfs. Im Vergleich zum Technologiemixszenario sinken die Gesamtkosten bis 2050 um etwa 23 Milliarden Euro, insbesondere durch niedrigere Importe von Power-to-X-Kraftstoffen.[31]

In den beiden der Sensitivitätsuntersuchung zugrunde liegenden Basisszenarien muss der Verkehrssektor seine Treibhausgasemissionen bereits vollständig reduzieren. Diese Technologieeinführung hat damit in der Modellierung keine Auswirkungen auf die Klimawirksamkeit des Verkehrssektors, könnte aber ebenso einen Beitrag leisten wie die jetzt modellierten Alternativen. Unabhängig davon kann der Oberleitungshybrid-Lkw jedoch erhebliche **Reduzierungen lokaler Umweltemissionen** bewirken: Bei Nutzung des elektrischen Antriebsstrangs lassen sich Feinstaub sowie Stickoxid-Emissionen (NOX) aus den Motorabgasen vollständig vermeiden, zudem sind bei niedrigen Geschwindigkeiten die Lärmemissionen sehr gering. Ist der Sekundärantrieb nicht elektrisch, wirken diese Vorteile jedoch nicht bei Fahrten abseits der Oberleitungen, beispielsweise bei innerstädtischen Belieferungen.

[29] ewi-Gutachterbericht (2018), S. 304 ff.
[30] ewi-Gutachterbericht (2018), S. 307.
[31] ewi-Gutachterbericht (2018), S. 310.

Bedenken hinsichtlich betrieblicher Wirtschaftlichkeit, Praktikabilität und Umsetzbarkeit

Aus der Modellierung ergeben sich Vorteile von Oberleitungshybrid-Lkw bei der Endenergieeffizienz, den Systemkosten sowie dem Klima- und Umweltschutz. Gleichzeitig haben die Diskussionen im Rahmen der dena-Leitstudie einige grundsätzliche Bedenken verdeutlicht. Infrage stehen insbesondere die betriebliche Praktikabilität, die tatsächlichen betriebswirtschaftlichen Vorteile sowie Kosten und Umsetzbarkeit der notwendigen Oberleitungsinfrastruktur.

Das **„Henne-Ei-Problem" gilt oft als die größte Herausforderung.** Damit ist gemeint: Der kapitalintensive Aufbau der Oberleitungsinfrastruktur ist erst dann wirtschaftlich, wenn viele Fahrzeuge sie nutzen. Die sind aber nur dann vorhanden, wenn ein **Mindestmaß an Oberleitungen auf öffentlichen Straßen** existiert. Es braucht ausreichend Oberleitungsstrecken, um die notwendige Flexibilität in der betrieblichen Disposition zu erhalten und unabhängig vom jeweiligen Tagesstreckenprofil einen ausreichend großen Fahrtanteil mit elektrifizierten Strecken zu erreichen. LNG- oder brennstoffzellenelektrische Lkw können dagegen aus betrieblicher Sicht schon bei einer geringen Anzahl von Tankstellen eingesetzt werden, wenn die Reichweiten der Fahrzeuge ausreichend groß sind.

Durch den Wegfall von Grenzkontrollen, die Verfügbarkeit international tätiger Arbeitskräfte und den hohen Grad an Kabotagefreiheit innerhalb der EU werden **Straßengüterverkehre vermehrt durch internationale Akteure** durchgeführt: In Deutschland erbringen außerhalb Deutschlands zugelassene Fahrzeuge die Hälfte der Güterverkehrsleistung. Ein Oberleitungssystem kann deshalb nur erfolgreich sein, wenn es auch nicht deutsche Lkw-Betreiber nutzen. Der Aufbau muss international adressiert und abgestimmt sein.

Für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung sind die **Gesamtkosten eines Lkw über die gesamte Lebensdauer** relevant. Diese bestehen aus den Anschaffungskosten, den laufenden Kosten für Betrieb, Wartung und Unterhalt sowie den Kosten am Nutzungsende durch Verkauf oder Verschrottung. Die Investitionskosten eines Diesel-Oberleitungshybrid-Lkw liegen im Jahr 2030 nach aktueller Abschätzung etwa 18 Prozent über denen eines reinen Diesel-Lkws, sind aber günstiger als ein gasbetriebener Lkw (-4,6 %) und deutlich günstiger als ein batterieelektrischer Lkw (-21 %) und ein brennstoffzellenelektrischer Lkw (-36 %).[32] Für Betrieb, Wartung und Unterhalt von Oberleitungshybrid-Lkw sind bei überwiegender Nutzung des elektrischen Antriebsstrangs etwas günstigere Gesamtkosten zu erwarten. Die Kosten am Nutzungsende sind davon abhängig, ob ein Weiterverkauf möglich ist. Der Wiederverkaufswert hängt maßgeblich von Vorhandensein und Größe eines internationalen Zweitmarkts ab. Da ein solcher Zweitmarkt für Oberleitungshybrid-Lkw fehlt, müssten die Fahrzeuge vor einem Weiterverkauf umgerüstet werden; sie würden nach Demontage des Stromabnehmers zu einem „normalen" Hybrid-Lkw. Dies könnte sich in einer frühen Marktentwicklungsphase negativ auf die Wettbewerbsfähigkeit auswirken.

Die **Auswirkungen von Oberleitungshybrid-Lkw auf das Energiesystem** lassen sich derzeit nur auf Basis von Studien und Annahmen abschätzen. Bisher gibt es keine empirischen Daten dazu, in welcher Form sich Oberleitungshybrid-Lkw in der Praxis zeitlich differenziert auf das regionale Stromsystem und dessen Versorgungssicherheit auswirken. Erste Studien gehen davon aus, dass die Lastprofile gut mit dem zeitlichen Einspeiseprofil von Photovoltaik-Anlagen übereinstimmen. Gerade auf regionaler Ebene können die zusätzlichen Strom- und Spitzenlastbedarfe infolge des Einsatzes von Oberleitungshybrid-Lkw deutlich divergieren; sie müssten daher bei einer Ausbauplanung in Betracht gezogen werden. Insgesamt sind die Auswirkungen auf das Energiesystem weiter zu untersuchen.

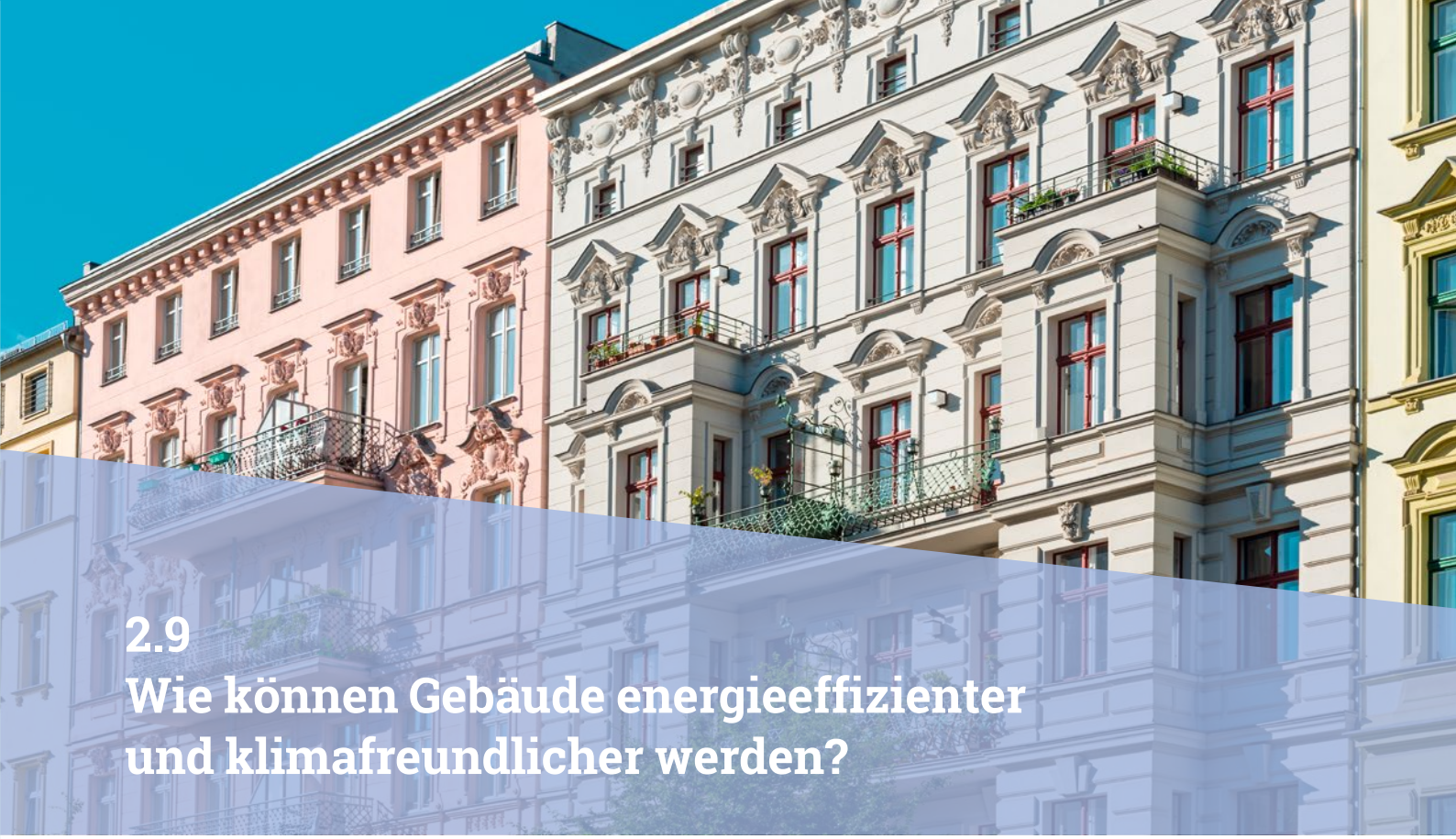
Voraussetzungen sind gesamtgesellschaftlicher Diskurs und internationaler Schulterschluss

Aus heutiger Sicht ist schwer abschätzbar, ob Oberleitungshybrid-Lkw ausreichende Akzeptanz erfahren werden, um die gewünschten **positiven Klima- und Umweltschutzeffekte** zu ermöglichen.

Wie bei anderen Technologien und Infrastrukturen muss die Entwicklung einer erfolgreichen Alternative zu dem heutigen dieselbetriebenen Straßengüterverkehr über **politische Weichenstellungen** und die Einbindung der für den Transport wichtigsten, europäischen Mitgliedstaaten durch **internationale Kooperationen** erfolgen. Soll das System seine positive Wirkung voll entfalten, muss es grenzüberschreitend auf den am stärksten frequentierten Straßen Europas aufgebaut werden. Nur eine entsprechende internationale Abdeckung kann dazu führen, dass auch ausländische Transporteure die neuen Fahrzeuge kaufen und zur Auslastung des Systems beitragen.

Wie hoch der Beitrag eines solchen EU-weiten Oberleitungssystems zur Senkung des Energieverbrauchs und der Emissionen des Straßengüterverkehrs in Deutschland und der EU wäre, müssten weitere Untersuchungen darlegen. Das neue System könnte zudem ein **industrie- und klimapolitisches Potenzial** für andere Regionen der Welt besitzen, die durch eine hohe Verkehrsnachfrage bei gleichzeitig starken Umweltemissionsproblemen charakterisiert sind.

[32] ewi-Gutachterbericht (2018), S. 306.



2.9
Wie können Gebäude energieeffizienter und klimafreundlicher werden?

Der Gebäudesektor bietet große technische Potenziale für mehr Energieeffizienz und den Einsatz erneuerbarer Energien. Dies gilt in erster Linie für den Gebäudebestand. In allen Szenarien müsste die aktuell bei circa 1 Prozent liegende Sanierungsrate bei der Gebäudehülle deutlich erhöht werden, um die energie- und klimapolitischen Ziele bis 2050 erreichen zu können. Gleichzeitig ist der Gebäudesektor in hohem Maße heterogen, etwa bei der Eigentümer- und Nutzerstruktur, unterschiedlichen Gebäudetypen, dem energetischen Zustand der Gebäude sowie den eingesetzten Technologien und Energieträgern. Durch lange Investitionszyklen gibt es im Gebäudebereich besondere Anforderungen im Hinblick auf das Klimaziel 2050. Um den Gebäudesektor energieeffizienter und deutlich klimafreundlicher zu machen, bedürfen energetische Maßnahmen einer differenzierten Betrachtung. Nur so kann die gleichermaßen energetisch, sozial und wirtschaftlich beste Lösung für die Objekte beziehungsweise Quartiere gefunden werden.

Eine möglichst kosteneffiziente Energiewende im Gebäudebereich braucht Technologieoffenheit

Unter den Annahmen der Studie bietet ein technologieoffener Ansatz volkswirtschaftliche Kostenvorteile gegenüber einem Pfad, der auf eine fast vollständige Elektrifizierung des Gebäudesektors setzt. Wichtig ist in jedem Fall ein integrierter Ansatz aus Gebäudehülle und -technik bis hin zu einer gebäudeintegrierten Energieerzeugung, etwa über Aufdach-Photovoltaik oder Kraft-Wärme-Kopplung. Eine effektive Senkung des Heizwärme- und Kältebedarfs gelingt nur, wenn gleichzeitig unsanierte Gebäudehüllen energetisch saniert werden und eine höhere Effizienz der Anlagentechnik gewährleistet wird, verbunden mit dem Einsatz erneuerbarer Energien. Bei Fernwärmenetzen sollte der Umbau zu einer allgemeinen Temperaturabsenkung und einer Einbindung erneuerbarer Wärmeerzeugung unterstützt werden. Diese Aspekte gelten sowohl für den Neubau als auch, mit besonderer Dringlichkeit, für Bestandsgebäude.

Das Technologiemixszenario basiert auf geringeren Sanierungsraten[33] (Vollsanierungsäquivalente für die Gebäudehülle) als das Elektrifizierungsszenario (1,4 gegenüber rund 2 Prozent). Selbst eine Erhöhung auf 1,4 Prozent bedarf jedoch deutlich höherer Anstrengungen gegenüber heute. Ebenso wichtig ist die Austauschrate der Anlagentechnik. In der Studie sind dafür 3,5 Prozent pro Jahr angesetzt.

Die Energieträger im Gebäudebereich müssen durch den Zubau erneuerbarer Energien weiter dekarbonisiert werden, insbesondere in den 95-Prozent-Zielpfaden und bei den vertiefenden Untersuchungen zu Hemmnissen.[34] Im Technologiemixszenario kommt eine breitere Auswahl von Energieträgern zum Einsatz, während im Elektrifizierungsszenario Strom die dominierende Rolle spielt. In beiden Szenarien werden verstärkt erneuerbare Energieträger eingesetzt, vor allem über Wärmepumpen und durch den Einsatz von PowerFuels. Im Technologiemixszenario sind 2050 mindestens 6,5 Millionen Wärmepumpen notwendig, im Elektrifizierungsszenario sogar mindestens 16 Millionen. Zum Vergleich: Heute gibt es circa 800.000 Stück. Erneuerbare Energien bilden in jedem Fall ein tragendes Element der künftigen Wärme- und Kälteversorgung.

Die Studie zeigt auch, dass klimafreundliche synthetische Energieträger (PowerFuels) zunehmend an Bedeutung gewinnen müssen. Insbesondere für die 95-Prozent-Zielpfade geht dies mit einem erheblichen Import erneuerbarer synthetischer Energieträger einher. Durch die sukzessive Beimischung von flüssigen oder gasförmigen PowerFuels in die bestehenden Infrastrukturen können vorhandene technische Anlagen (zum Beispiel auch in Hybridsystemen) weiterhin genutzt werden. Spezifische Vorteile der bestehenden Infrastrukturen für feste und flüssige Brennstoffe erlauben eine besonders hohe Flexibilität in der Versorgung bei Nachfrageänderungen.

Zentrale Bedeutung des Gebäudesektors anerkennen und Investitionen anreizen

Die zusätzlichen Investitionen in Gebäudehülle und Technik sind in den technologieoffenen Szenarien mit 442 bis 450 Milliarden Euro niedriger als in den elektrischen Szenarien mit 890 bis 1.026 Milliarden Euro.[35] Ein wesentlicher Treiber hierfür sind die in den Szenarien angesetzten unterschiedlichen jährlichen Sanierungsraten mit 1,4 Prozent im Technologiemixszenario gegenüber rund 2 Prozent im Elektrifizierungsszenario und die damit verbundenen höheren Kapitalkosten. Die volkswirtschaftlichen Nettomehrkosten sagen hierbei noch nichts aus über die tatsächliche Leistungsfähigkeit und die Wirtschaftlichkeit im Hinblick auf Gebäudeeigentümer und Mieter beziehungsweise weitere volkswirtschaftliche Effekte. Verteilungsfragen sowie die Wirtschaftlichkeit aus Sicht einzelner Akteure wurden in dieser Studie nicht beleuchtet, ebenso wenig Beschäftigungs- und Wachstumseffekte. Eine faire Verteilung dieser zusätzlichen Kosten spielt eine zentrale Rolle für die Akzeptanz der Energiewende im Gebäudesektor, weil hier ein großer Teil der volkswirtschaftlichen Investitionskosten anfällt.

Im Zusammenspiel des Gebäudesektors mit dem integrierten Energiesystem bietet die digitalisierte Steuerung neue Möglichkeiten, in größerem Umfang zur effizienten Nutzung technologieoffener Wärmeversorgungssysteme beizutragen. Weitere Flexibilisierungsoptionen entstehen durch die Langzeitspeicherfähigkeit von gasförmigen und flüssigen Energieträgern.

Eine differenzierte Betrachtung der Wärmeversorgung in Bezug auf Grund- und Spitzenlast ist sinnvoll. Technologieoffene Hybridsysteme sowie dezentrale Erzeugungs- und Speichersysteme werden eine zunehmend größere Rolle spielen, um unterschiedliche – zunehmend erneuerbare – Energieträger in das Wärmesystem zu integrieren. Dabei sind vor allem Fragen der Versorgungssicherheit und der Einfluss von besonderen Wetterperioden (beispielsweise der kalten Dunkelflaute) zu berücksichtigen.

Letztlich müssen auch das große Potenzial und die Heterogenitätder Nichtwohngebäude in die weitere Betrachtung und Entwicklung mit einbezogen werden.

[33] ewi-Gutachterbericht (2018), S. 63.
[34] ewi-Gutachterbericht (2018), S. 268 ff.
[35] ewi-Gutachterbericht (2018), S. 250.

Handlungsempfehlungen

- **Pfade zur Zielerreichung technologieoffen halten:** Notwendig sind breite Innovationspfade sowie mehr Forschung und Entwicklung zur Förderung von Innovationen in zentralen Bereichen der Wärmeversorgung, etwa bei Power to Heat, Power to Gas, Power to Liquid, elektrischen und thermischen Speichern, Abwärmenutzung, Brennstoffzellen oder Wärmepumpen. Dies betrifft auch die Steuerung (Smart Building, Integration Eigenerzeugung), die Gebäudehülle (innovative Konstruktions- und Dämmmaterialien), die Bereitstellung der Energie sowie neue Geschäftsmodelle und Dienstleistungen. Es müssen Rahmenbedingungen geschaffen werden, die eine kosteneffiziente Minderung der CO_2-Emissionen anreizen, beispielsweise im Rahmen des neuen Gebäudeenergiegesetzes.

- **Regulatorischen Rahmen einfach und effizient gestalten:** Um eine qualitativ hochwertige Umsetzung auch in der Breite zu gewährleisten, müssen die notwendigen Regularien und das Ordnungsrecht übersichtlich und möglichst unbürokratisch gestaltet werden. Dazu gehört unter anderem die Weiterentwicklung des Regulierungsrahmens für den Eigenstromverbrauch oder die Zusammenfassung von Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz, Energieeinsparverordnung und Energieeinsparungsgesetz zum Gebäudeenergiegesetz.

- **Fördermaßnahmen ausbauen:** Um eine signifikante Intensivierung der energetischen Gebäudesanierung anzustoßen, ist ein Fördermix aus Zuschüssen, Krediten und Steuerförderung notwendig. Vor dem Hintergrund durchschnittlicher jährlicher Mehrinvestitionen von ca. 13 bis 29 Milliarden Euro[36] gegenüber dem Referenzszenario ist eine deutlich höhere Gesamtfördersumme als Anreiz notwendig. Die geplante steuerliche Sanierungsförderung muss schnell eingeführt werden, um notwendige Sanierungsimpulse zu setzen. Die Weiterentwicklung der Förderstrategie sollte auch im Hinblick auf die Klimaziele 2030 einem möglichst technologieoffenen Ansatz folgen und alle Technologien berücksichtigen, die einen Beitrag zu mehr Energieeffizienz und zum verstärkten Einsatz erneuerbarer Energien leisten, um eine effektive Investitions- und Sanierungswirkung zu erreichen.

- **Information und unterstützende Marktinstrumente verstärken:** Flankiert werden müssen diese Maßnahmen durch eine breite Kommunikation, eine spezifische Gebäudeenergieberatung und ein besseres Anreizsystem für individuelle Sanierungsfahrpläne, um ausreichende Transparenz und Akzeptanz sicherzustellen.

- **Qualifizierung verbessern:** Zu einer qualifizierten Beratung sowie einer fachgerechten Planung und Ausführung gehört ein entsprechendes Qualifizierungsniveau der Beteiligten. Daher sollten Anreize gesetzt werden, dass Berufsbilder und Ausbildungsordnungen den Anforderungen der Energiewende entsprechen.

- **Energieeffizienten Betrieb installierter Gebäudetechnik sicherstellen:** Effiziente Gebäudetechnik muss auch im Betrieb ihre technischen Potenziale ausschöpfen. Hier gibt es erhebliche Defizite, die zu erhöhtem Energieverbrauch führen. In diesem Zusammenhang wäre ein Monitoring der Anlagen von entscheidender Bedeutung. Anlagenbetreiber und Installationsbetriebe sollten motiviert und mit geeigneten Maßnahmen in die Lage versetzt werden, unnötig hohe Energieverbräuche feststellen und optimieren zu können.

- **Energieeffizienz von Nichtwohngebäuden erhöhen:** Bisher nicht gehobene Energieeffizienzpotenziale im Bereich Nichtwohngebäude sollten erschlossen werden. Erforderlich sind eine gezielte Förderung, die kontinuierliche Weiterentwicklung passgenauer ordnungsrechtlicher Rahmenbedingungen sowie geeignete Informations- und Beratungsmaßnahmen.

- **Datenbasis verbessern:** Neben der energetischen Effizienzsteigerung muss auch die verfügbare Datenbasis substanziell und schnell verbessert werden, insbesondere bei Nichtwohngebäuden. Sowohl im Wohn- als auch im Nichtwohngebäudesektor sollte außerdem ein effektives marktbasiertes Monitoring implementiert werden, um die Wirksamkeit von Effizienzmaßnahmen besser bewerten und spezifische Maßnahmen ableiten zu können.

[36] dena (2017), Gebäudestudie, S. 46.

2.10 Welche Veränderungen sind im Industriesektor zu erwarten?

Mit den heute verfügbaren Technologien kann Deutschland bis 2050 über alle Sektoren hinweg allenfalls eine Treibhausgasreduktion von 62 Prozent erreichen – trotz der in diesem Referenzszenario bereits angenommenen ambitionierten Entwicklungen bezüglich der Energieeffizienz und der Nutzung alternativer Technologien in der Industrie.

Für die Erreichung des Klimaziels von 80 Prozent bedarf es stärkerer Anstrengungen bei der Einführung neuer Produktionsverfahren und der Steigerung der Energieeffizienz. Zum Teil führen neue, klimafreundliche Produktionsverfahren zu erhöhten Energiebedarfen, zum Beispiel hoher Strombedarf für Wasserstoffelektrolyse für die Ammoniakproduktion. Insgesamt ist aufgrund von Energieeffizienzsteigerungen jedoch von einer Reduktion des Energiebedarfs im gesamten Industriesektor von 26 bis 32 Prozent bis ins Jahr 2050 auszugehen. Die Effizienzsteigerungen haben neben der positiven Wirkung auf den CO_2-Ausstoß den Effekt, dass sie der Wirkung steigender Energiepreise auf die Produktionskosten entgegenwirken.

Eine hohe Energieeffizienz kann ein Wettbewerbsvorteil und ein Schutz vor Carbon Leakage sein.[37]

Zur Erreichung der 95-Prozent-Ziele müssten darüber hinaus grundsätzlich neue Technologien und Produktionsverfahren schnellstmöglich entwickelt und sukzessive eingesetzt werden. Dabei kann auch der Einsatz der umstrittenen CCS-Technologie in einem begrenzten Umfang notwendig sein, um nach derzeitigem Stand anderweitig nicht zu reduzierende Prozessemissionen der Industrie vermeiden zu können.

Zudem ist zu erwarten, dass die CO_2-Preise für Industrieunternehmen steigen werden. Ein steigender CO_2-Preis kann als Treiber für den schnelleren Einsatz von alternativen Technologien fungieren. Es muss dabei jedoch auf die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Industrie geachtet und ein wirksamer Carbon-Leakage-Schutz sichergestellt werden.

Neue Verfahren wegen langer Innovations- und Investitionszyklen bereits jetzt entwickeln

Um die Verfügbarkeit der Technologien zu gewährleisten, müssen frühzeitig Forschung und Entwicklung forciert werden. Die dena-Leitstudie zeigt, dass viele alternative Technologien wie der Einsatz von Wasserstoff anstatt von Kohle bei der Stahlherstellung erst ab 2040 umfangreich zum Einsatz kommen. Dies ist den sehr langen Investitions- und Innovationszyklen von Industrieprozessen geschuldet, die in der Stahl- und Chemieindustrie bis zu 30 Jahre betragen können – 15 Jahre für die Entwicklung, 15 Jahre für die Marktverbreitung. Es müssen daher Instrumente entwickelt werden, die eine rechtzeitige Technologieentwicklung und Markteinführung über Jahrzehnte hinweg sicherstellen und gleichzeitig die Planungssicherheit für die Unternehmen garantieren.

[37] dena (2017), Gebäudestudie; Der Begriff bezeichnet die Verlagerung von Produktionskapazitäten in Länder, in denen Produkte wegen geringerer Klimaschutzanforderungen mit niedrigeren Kosten, aber höheren CO_2-Emissionen produziert werden. Aus volkswirtschaftlicher Sicht soll die damit einhergehende Verringerung der inländischen Wirtschaftsleistung vermieden werden, aus klimapolitischer Sicht der damit verbundene Anstieg der Gesamtemissionen.

Zeitgleich soll die Industrie eng in die Integrierte Energiewende eingebunden werden – zum Beispiel durch flexible Nutzung von Strom statt einer Optimierung auf Bandlasten oder der Einspeisung von Abwärme in ein Fernwärmenetz.

Wertschöpfungsnetzwerke stehen vor Strukturwandel

Die Energiewende führt bis 2050 zu einer deutlichen strukturellen Veränderung insbesondere bei stark integrierten Wertschöpfungsprozessen in der Industrie. Die geringere Verarbeitung von fossilen Energieträgern beeinträchtigt beispielsweise die Verfügbarkeit von bestimmten Grundstoffen, da Raffinerien typischerweise ein breites Produktspektrum aus Kraft- und Brennstoffen sowie Grundstoffen herstellen. Bei verstärkter Nutzung von Strom anstelle von Öl und Gas als Energieträger im Jahr 2050 muss die Versorgung der Chemieindustrie mit Naphtha als wichtigem Grundstoff auf anderem Wege sichergestellt werden. Dies kann durch Importe oder durch Investitionen in auf die Naphthagewinnung spezialisierte Raffinerien in Deutschland erfolgen. In den untersuchten Szenarien sind selbst für den 95-Prozent-Pfad noch Rohölimporte von rund 100 bis 120 TWh/a vorgesehen. Diese werden ausschließlich für die stoffliche Nutzung in der Industrie verwendet, überwiegend für die chemische Industrie. Alternative Versorgungswege und Herstellungsprozesse synthetischer Grundstoffe sind denkbar, würden aber den Bedarf an erneuerbarem Strom für die Elektrolyse weiter erhöhen. Zudem müsste die Frage beantwortet werden, wie andere wichtige Raffinerieprodukte für den nichtenergetischen Verbrauch wie Bitumen, Schmierstoffe oder Petrolkoks etwa für die Aluminiumerzeugung oder die Bauindustrie bereitgestellt werden können. Dieser strukturelle Wandel ist bei der weiteren Gestaltung der Energiewende und auch bei der Technologieentwicklung mit zu berücksichtigen.

Wasserstoffanwendungen gewinnen an Bedeutung

Anwendungsfälle für Wasserstoff gewinnen in der Industrie sukzessive an Bedeutung, insbesondere in der Stahl- und Chemieindustrie. So beträgt der Anteil von Wasserstoff in Reinform oder als Beimischung zu synthetischem Methan am Energiebedarf in 2050 in der Stahlindustrie bis zu 20 Prozent, in der Chemieindustrie 8,5 Prozent und in der Branche „Stein und Erden“ 28 Prozent. Mit Blick auf die begrenzte Transportfähigkeit wird Wasserstoff in Deutschland regional hergestellt werden. Die hierzu benötigte Wasserstoffinfrastruktur lässt sich zum großen Teil durch Umrüstung von bestehender Erdgasinfrastruktur bereitstellen. In den nächsten Dekaden sind in der Erdgasinfrastruktur regelmäßig Ersatzinvestitionen notwendig, in deren Zuge der Aufbau regionaler und überregionaler Wasserstoffinfrastrukturen geprüft werden sollte.

Handlungsempfehlungen

- **Forschung und Entwicklung forcieren:** Bund und Länder sollten bei der Ausrichtung der Forschungsförderprogramme darauf achten, dass Erforschung und Entwicklung der langfristig erforderlichen klimaschonenden Technologien bereits jetzt ausreichend möglich ist und Anreize für den schrittweisen Einsatz in den Unternehmen sicherstellen. Die Politik muss schnellstmöglich stabile Rahmenbedingungen schaffen und Schwerpunkte setzen, um die Bereitschaft der Industrie für Investitionen in neue Verfahren zu erhöhen und diese langfristig kalkulierbarer zu machen (Planungssicherheit).

- **Umgang mit verbleibenden CO_2-Mengen klären:** Es bedarf mittelfristig einer erneuten politischen Diskussion und Einordnung von CCS, gerade bei einer Entscheidung zur Verfolgung des 95-Prozent-Ziels.

- **Wasserstoffanwendungen einführen:** Die Industrie bietet einen guten Einstiegsmarkt für Wasserstoffanwendungen. Bund und Länder sollten weitere Pilotprojekte zur Wasserstoffnutzung in der Industrie anstoßen und fördern. Die Umsetzung sollte – im Sinn einer integrierten Energiewende – erneuerbare Energien, Infrastrukturen und Industriekunden ganzheitlich betrachten.

- **Folgen der Energiewende für die Industrie untersuchen:** Die Bundesregierung sollte kurzfristig Folgestudien zu den genauen strukturellen Auswirkungen der Energiewende auf die Industrie und die verfügbaren Grundstoffe in den verschiedenen Branchen anstoßen, um Chancen und Risiken rechtzeitig und angemessen adressieren zu können.

- **Unternehmensnetzwerke ausbauen:** Die Bundesregierung und die deutsche Wirtschaft sollten ihr erfolgreiches Instrument der freiwilligen Energieeffizienz-Netzwerke für weitere Energiewendethemen öffnen und ausbauen. Bereits über 1.600 Unternehmen beteiligen sich an diesem mehrjährig angelegten, systematischen und zielorientierten Erfahrungsaustausch und steigern ihre Energieeffizienz dadurch doppelt so schnell wie der Durchschnitt (Stand: April 2018).

Diskurs: Carbon Capture and Storage (CCS)

Eine weitere Frage, die in den vergangenen Jahren intensiv und kontrovers diskutiert wurde, ist der Einsatz von Verfahren zur CO_2-Abscheidung und -Speicherung (Carbon [Dioxide] Capture and Storage, CCS). CCS meint die Abtrennung von Kohlenstoffdioxid (CO_2) in Kraftwerken oder Industrieanlagen und dessen nachfolgende dauerhafte Einlagerung in tiefen geologischen Schichten an Land oder im Meeresuntergrund zur Vermeidung klimawirksamer Emissionen.

Die technische Realisierbarkeit der CO_2-Abscheidung steht grundsätzlich außer Zweifel. Das Verfahren wird bereits seit Jahren in einigen Industrieprozessen großtechnisch verwendet, beispielsweise bei der Ammoniakherstellung. Allerdings gibt es **in der breiten Bevölkerung Vorbehalte gegenüber der Technologie**, insbesondere gegenüber der Speicherung. Selbst wenn im Normalbetrieb keine negativen Auswirkungen für die menschliche Gesundheit zu erwarten wären, könnten sich – so die Sorge – Gesundheitsrisiken infolge von Unfällen oder durch eine allmähliche Freisetzung aus dem Speicher ergeben. Da CO_2 schwerer ist als Luft, könne sich im Umfeld einer großen Leckage eine CO_2-Schicht bilden, die unbemerkt den Sauerstoff verdrängen und für Menschen und Tiere zur Erstickung führen kann. Befürworter von CCS halten dieses Risiko durch fortlaufendes Monitoring von Transportleitungen und Lagerstätten für beherrschbar. Weitere Bedenken: In Leckagen werden Risiken für das Grundwasser und für den Boden gesehen. Frei gewordenes CO_2 könne Schadstoffe im Untergrund freisetzen sowie salzige Grundwässer aus tiefen Aquiferen verdrängen und dadurch zu Schäden (Versalzungen) im Grundwasser, in Böden und Oberflächengewässern führen.

Alle für CCS notwendigen **Schritte sind in Deutschland rechtlich geregelt**, die Abspaltung des CO_2 im Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG), der Transport und die Speicherung im Kohlendioxid-Speicherungsgesetz (KSpG) von 2012. Zudem unterliegen Anlagen zur Abscheidung, Pipelines zur Beförderung und Speicherstätten zur unterirdischen Speicherung von CO_2 den Monitoring-Anforderungen des Treibhausgas-Emissionshandelsgesetzes. Danach ist ein zweistufiges Monitoring vorzusehen: Hierzu muss ein Speicher erstens permanent auf Leckagen geprüft werden. Tritt eine Leckage auf, muss zweitens mithilfe eines erweiterten Monitorings die entwichene CO_2-Menge ermittelt werden. Derzeit ist jedoch für CO_2-Transport- oder Speicherkapazitäten ein **weiterer Zubau in Deutschland rechtlich nicht möglich**, da § 2 Abs. 2 KSpG regelt, dass ein Antrag für CO_2-Speicher bis Ende 2016 hätte gestellt werden müssen. Zudem haben die Bundesländer mit der Länderklausel umfangreiche Kompetenzen zur Entscheidung über die Demonstration der CCS-Technologie auf ihrem Landesgebiet und etliche Bundesländer haben dies genutzt, um eine CO_2-Speicherung durch Landesgesetze zu verbieten oder stark einzuschränken.

In den in jüngster Zeit veröffentlichten **Studien zur Erreichung der Klimaziele 2050** wird häufig die Aussage getroffen, die Erreichung des 95-Prozent-Ziels sei ohne CCS nicht möglich. So wird CCS beispielsweise in den vom Bundeswirtschaftsministerium beauftragten „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland“ ebenso einbezogen (in 2050 rund 35 Millionen t CO_2 in sechs emissionsintensiven Industrieprozessen[38]) wie in der vom Bundesverband der Deutschen Industrie e. V. beauftragten Studie „Klimapfade für Deutschland“ (in 2050 rund 73 Millionen t CO_2 für prozess- und energiebedingte Emissionen der Stahl-, Ammoniak- und Zementherstellung sowie weitere 20 Millionen t CO_2 im Energie-/Umwandlungssektor[39]).

[38] Fraunhofer ISI et al. (2017), Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland, Modul 3: Referenzszenario und Basisszenario, Kapitel 2.4 (S. 44).
[39] BCG/prognos (2018), Klimapfade für Deutschland, Kapitel 5.1.4 (S. 153).

CCS ermöglicht keine 100-prozentige Treibhausgasminderung der behandelten Prozesse. Ziel ist meist die Abscheidung von mehr als 90 Prozent der Emissionen: In der Realität werden laut Umweltbundesamt oft nur rund 60 bis 80 Prozent erreicht. In den Langfristszenarien des Bundeswirtschaftsministeriums werden in der Betrachtung bestimmter Branchen Abscheideraten von im Mittel etwa 60 Prozent genannt (beispielsweise Stahl: 36 Prozent, Chemieprozesse: 95 Prozent). Dabei ist der Einsatz von **CCS mit erheblichem Energieverbrauch verbunden**. „Abhängig vom jeweiligen Prozess und gewählten CCS-Verfahren liegt der spezifische Energiebedarf bei etwa 1 MWh je Tonne abgeschiedenes CO_2."[40] Dies reduziert die Wirtschaftlichkeit der Primärprozesse, bei denen CCS eingesetzt wird.

Im Rahmen der dena-Leitstudie wurde das Thema intensiv im Partnerkreis diskutiert. Für Phase 1 der Bearbeitung wurde dabei einstimmig die Berücksichtigung von CCS als CO_2-Vermeidungsoption ausgeschlossen. Die in Phase 1 erarbeiteten Transformationspfade haben zwar das 80-Prozent-Ziel erreicht, das 95-Prozent-Ziel jedoch aufgrund verbleibender Prozessemissionen aus dem Industriesektor um rund vier Prozentpunkte verfehlt. Hier ist anzumerken, dass bereits umfangreiche Prozesse auf klimafreundliche, strom- oder wasserstoffbasierte innovative Produktionsverfahren umgestellt wurden. Für Phase 2 wurden in enger Diskussion mit den Studienpartnern sowie mit den Gutachtern die in den einzelnen emissionsintensiven Industriebranchen angenommenen Transformationspfade einzeln überprüft und – wo möglich – absehbare technische Innovationen zur CO_2-Vermeidung eingeführt. Zusätzlich wurde **CCS zur Erreichung des 95-Prozent-Ziels** zugelassen, um die verbleibenden Restemissionen bis 95 Prozent beseitigen zu können. Für das Jahr 2050 werden somit die Restemissionen des Industriesektors von 42 Millionen t CO_2 nach Einsatz aller Energieeffizienz- und Klimaschutzmaßnahmen zusätzlich **durch CCS um 16 Millionen t CO_2 reduziert** – auf insgesamt verbleibende 27 Millionen t CO_2.

In Relation zu den gesamten Treibhausgasemissionen in 2050 ist der durch CCS geleistete Beitrag zur Klimazielerreichung erheblich: Die Restemissionen des Industriesektors werden in 2050 durch CCS um 38 Prozent von 42 auf 27 Millionen t CO_2 gesenkt. Diese Reduktion macht ein Viertel des im Jahr 2050 insgesamt für Deutschland verbleibenden Treibhausgasbudgets von 62,4 Millionen t CO_2 aus.

Die CO_2-Mengen lassen sich aber auch in eine andere Relation setzen: Die in der dena-Leitstudie durch CCS auszugleichenden Treibhausgasemissionen in Höhe von 16 Millionen t CO_2 entsprechen **1,2 Prozent der 1.248 Millionen t CO_2 im Basisjahr 1990**. Es ist also durchaus vorstellbar, dass rechtzeitig bis 2050 Technologien verfügbar sind, die für die verbleibenden CO_2-intensiven Prozesse wirtschaftlich tragfähige klimafreundliche Verfahrensalternativen oder Materialien anbieten, die CCS überflüssig machen.

[40] Fraunhofer ISI et al. (2017), Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland, Modul 3: Referenzszenario und Basisszenario, Kapitel 2.4 (S. 44).

2.11
Wie muss die Entwicklung in Deutschland in die internationale Energiewende eingebettet werden?

Deutschland trägt mit seinen Klimazielen bis 2050 seinen Teil dazu bei, die Ziele des Pariser Klimaabkommens zu erreichen. Gleichzeitig reichen die deutschen Treibhausgasminderungen alleine bei Weitem nicht aus, um den Klimawandel aufzuhalten. Vor diesem Hintergrund ist es wichtig, dass die deutschen Ambitionen im Rahmen europäischer und globaler Anstrengungen gedacht werden und Deutschland notwendige Abstimmungen auf europäischer und internationaler Ebene aktiv mitgestaltet. Auf diese Weise entstehen Exportchancen für deutsche Unternehmen und zukunftsfähige Arbeitsplätze können gesichert werden.

Energiewende braucht Import erneuerbarer Energie und europäischen Binnenmarkt

Die Annahmen der untersuchten Transformationspfade führen zu dem Ergebnis, dass Deutschland auch bei einer erfolgreichen Umsetzung der Energiewende weiterhin auf Energieimporte angewiesen sein wird, wenn auch in Summe in geringerem Maße als bisher. Die Abhängigkeitsrate sinkt in allen zielerreichenden Szenarien von heute fast 90 Prozent auf unter 50 Prozent.[41]

Alle Szenarien zeigen dabei einen intensiven Stromaustausch mit den europäischen Nachbarstaaten (bis zu 136 TWh/a Nettostromimporte in 2050[42]), um Ausgleichseffekte bei der Last, der Erzeugung erneuerbarer Energie und der Bereitstellung gesicherter Leistung nutzen zu können. Außerdem besteht aus heutiger Sicht ein deutlicher Importbedarf an synthetischen Brenn- und Kraftstoffen (bis zu 744 TWh/a in 2050[43]) aus dem europäischen und außereuropäischen Ausland, während der Import fossiler Energieträger zur energetischen Nutzung nahezu komplett zurückgeht.

Eine erfolgreiche Gestaltung der Energiewende in Deutschland muss daher eng mit der Klima- und Energiepolitik der europäischen Mitgliedstaaten abgeglichen werden, um zum Beispiel realistisch beurteilen zu können, in welchem Umfang Import- und Ausgleichsmöglichkeiten für Strom zur Verfügung stehen. Dieser Abgleich ist auch mit Blick auf die globale Entwicklung von Angebot und Nachfrage von synthetischen Brenn- und Kraftstoffen notwendig.

[41] ewi-Gutachterbericht (2018), S. 234.
[42] ewi-Gutachterbericht (2018), S. 213.
[43] ewi-Gutachterbericht (2018), S. 242.

Verfügbarkeit von Technologien und Wirtschaftlichkeit sichern

Die Realisierung der Energiewende ist in allen Sektoren auf die Nutzung verschiedenster, teils noch junger Technologien angewiesen. Deren Verfügbarkeit und Preisentwicklung sowie weiter gehende Innovationen werden letztlich durch die weltweite Marktentwicklung bestimmt. Es gilt daher, den Verlauf und die Gestaltung der Energiewende weltweit zu verfolgen, um sich abzeichnende internationale Trends frühzeitig zu erfassen. Daraus können sich wichtige Implikationen für die Gestaltung der Energiewende in Deutschland ergeben. Gleichzeitig haben deutsche Unternehmen die Chance, diese Zukunftstechnologien zu entwickeln und weltweit zu vermarkten.

Deutschland muss auch in Zukunft als Wirtschaftsstandort für die Industrie attraktiv bleiben. Die Ergebnisse der dena-Leitstudie zeigen, dass die Umsetzung der Energiewende und eine starke industrielle Basis nicht im Widerspruch zueinander stehen müssen. Dieser Maxime sollte auch die Umsetzung der Energiewende in der Praxis folgen. Vor allem aufgrund der starken deutschen Industrie wird die Umsetzung der Energiewende international mit besonderem Interesse verfolgt. Diese erhöhte Aufmerksamkeit bietet die Chance, die Energiewende als Vorbild auszugestalten. Gleichzeitig hängt deren Wirtschaftlichkeit stark mit den internationalen Rahmenbedingungen zusammen. Es sollte deshalb sichergestellt werden, dass international und national möglichst gleiche Wettbewerbsbedingungen herrschen, um wirtschaftliche Nachteile für einzelne Unternehmen zu vermeiden. Sollte dies nicht möglich sein, müssen national wo notwendig entsprechende Maßnahmen zur Entlastung ergriffen werden.

Energiewende auf internationalen Rahmen abstimmen

Die Ausgestaltung von internationalen Vereinbarungen und die Festlegungen auf europäischer Ebene sowie die nationalen Gesetze haben einen großen Einfluss auf die Umsetzung der Energiewende in Deutschland und deren Integration in die internationalen Austausch- und Handelsbeziehungen. Deshalb sollten die Zielsetzungen und Instrumente auf den unterschiedlichen genannten Ebenen, aber auch für unterschiedliche Teilziele der Energiewende möglichst kompatibel ausgestaltet sein (zum Beispiel Ziele und Instrumente zur Senkung des Energieverbrauchs versus solcher für die Emissionsreduzierung). Mit Blick auf die EU-Ebene und die rechtlichen Rahmenbedingungen wird deutlich, dass das Verfehlen von Zielen auch entsprechende Sanktionen nach sich ziehen kann. Das Erreichen der Klimaziele ist somit nicht nur eine Frage der Glaubwürdigkeit auf nationaler Ebene, sondern auch wesentlich für die gemeinsame Zielerreichung auf europäischer Ebene.

Handlungsempfehlungen

- **Internationale Vereinbarungen konkretisieren:** Die Bundesregierung sollte sich auf G20-Ebene für eine Umsetzung weiter gehender internationaler Vereinbarungen einsetzen, um einen Anschluss der nationalen Regime zur Reduzierung von CO_2-Emissionen zu erreichen. Damit kann sie Verzerrungen im globalen Handel reduzieren. Als Erstes könnte sie internationale Vereinbarungen für bestimmte emissionsintensive Branchen anstreben, um die deutsche Wirtschaft zu schützen und die Gesellschaft zu entlasten.

- **Fortschritte analysieren, Zielkonflikte erkennen:** Die Bundesregierung sollte die Zielsystematik und den Instrumentenmix über die verschiedenen handelnden und verantwortlichen Akteure und Politikfelder hinweg (Branchen, Länder, Bund, EU) überprüfen und vereinheitlichen. Zudem sollte sie eine übergeordnete Funktion zum fortlaufenden Monitoring und zum Abgleich bei Zielkonflikten für die Energiewende einrichten, zum Beispiel im Bundeskanzleramt.

- **Globale Trends beobachten:** Bundesregierung und Wirtschaft sollten globale, energiewenderelevante Trends stärker beobachten, um Kostenentwicklungen zu erfassen und Zukunftstechnologien auf dem Weltmarkt positionieren zu können.

- **Nachteile für deutsche Wirtschaft verhindern:** Die Bundesregierung sollte den Carbon-Leakage-Schutz weiter stärken. Dafür gilt es, die geplante Revision des EU-Beihilferechts zu nutzen, um für die deutsche Wirtschaft ausreichend Handlungsspielraum auf nationaler Ebene sicherzustellen und sie vor Nachteilen im globalen Handel durch die Energiewende ausreichend schützen zu können.

3. Struktur und Partnerkreis der dena-Leitstudie Integrierte Energiewende

Die Zielsetzung der deutschen Energie- und Klimapolitik ist bekannt: 2050 sollen die Emissionen von Treibhausgasen gegenüber 1990 um 80 bis 95 Prozent sinken. Hinzu kommen die Beschlüsse der Pariser Klimakonferenz, nach denen die Erderwärmung auf deutlich unter 2 Grad, besser auf 1,5 Grad begrenzt werden soll.

Die dena hat deshalb im Februar 2017 mit über 60 Partnern aus verschiedenen Branchen die dena-Leitstudie Integrierte Energiewende initiiert. Ziel der Leitstudie war es, Lösungen und Rahmenbedingungen für ein optimiertes, nachhaltiges Energiesystem bis 2050 zu identifizieren und realistische Gestaltungsmöglichkeiten in vier Sektoren mit zahlreichen Unterbranchen zu analysieren. Die dena hat das Projekt initiiert und geleitet. Sie war verantwortlich für die Konzeption und Umsetzung des Arbeitsprogramms sowie für die Kommunikation.

Inhaltliche Struktur

Die dena-Leitstudie Integrierte Energiewende ist in die vier Studienmodule „Energieerzeugung und -verteilung“, „Gebäude“, „Industrie“ und „Mobilität“ aufgeteilt. In den drei Modulen Gebäude, Industrie und Mobilität wurden jeweils aus Sicht der Endenergieverbrauchssektoren die möglichst realistische Entwicklung von Technologien, Prozessen und Materialien sowie die daraus resultierenden Energiebedarfe diskutiert. Ebenso wurden hier auch die Potenziale der Sektoren zur Teilhabe am Energiesystem durch verbrauchsseitige Energieerzeugung, -umwandlung oder -speicherung sowie durch Flexibilitätspotenziale erörtert. Im Studienmodul Energie wurde dann die Deckung der Endenergiebedarfe der Verbrauchssektoren diskutiert – sektorübergreifend unter Berücksichtigung der kurz- und langfristigen Bereitstellungskosten aller Energieträger im europäischen Gesamtsystem unter Beachtung der wechselseitigen Interdependenzen und gegebener politischer, regulatorischer und technologischer Rahmenbedingungen. In diesem Studienmodul wurde auch die weitere Entwicklung der hierfür notwendigen Energieinfrastrukturen, also die Strom-, Gas- und Wärmenetze, sowie die Infrastrukturen für flüssige Energieträger betrachtet.

Für die Modellierung wurden vier Zielszenarien und ein Referenzszenario definiert. Das Referenzszenario beschreibt eine bereits ambitionierte technologische Entwicklung bis 2050 und entspricht auf politischer Ebene einer Fortschreibung der aktuellen Energiepolitik in Deutschland. Die Zielszenarien beschreiben mögliche Pfade für eine Transformation des Energiesystems, mit denen die politischen Minderungsziele der Treibhausemissionen um 80 oder 95 Prozent bis 2050 im Vergleich zu 1990 sektorübergreifend erreicht werden können.

Auf Basis der Szenarien und der festgelegten Transformationspfade hat der Hauptgutachter der dena-Leitstudie, die ewi Energy Research & Scenarios gGmbH, gemeinsam mit weiteren Fachgutachtern die erforderlichen Energiemengen, die Stromnetz- und Stromerzeugungsinfrastruktur sowie Kostenverteilungen berechnet. Sowohl das Referenzszenario als auch das Elektrifizierungs- und Technologiemixszenario sind gegenüber einer Fortschreibung des heutigen Energiesystems mit Mehrkosten verbunden. Die gesellschaftliche Verteilung dieser Kosten wurde nicht untersucht.

Die dena-Leitstudie wurde in zwei Phasen erstellt. Im Oktober 2017 wurde ein Zwischenfazit veröffentlicht. Dieses beinhaltete vorläufige Ergebnisse und Erkenntnisse aus den Dialogprozessen mit verschiedenen Stakeholdern. In dieser ersten Phase wurde pro Szenario jeweils ein Transformationspfad entwickelt und auf die Zielerreichung des 80-Prozent- beziehungsweise des 95-Prozent-Ziels modelliert.

Für die Phase 2 wurden aufbauend auf den bisherigen Erkenntnissen und den breiten Diskussionen nach Veröffentlichung des Zwischenfazits die Szenarien und Transformationspfade weiter verfeinert sowie die Durchführung von zusätzlichen Detailauswertungen und Sensitivitätsanalysen beschlossen, um wichtige Einzelfragen zu beantworten. Dazu gehörte beispielsweise die Untersuchung der Auswirkungen einer knapperen oder teureren Verfügbarkeit von Power-to-X-Energieträgern und deren Effekte auf den Energieträgermix und die Gesamtsystemkosten. Weitere Fragen betrafen unter anderem den netzdienlichen Einsatz von Flexibilitäten und deren Rückwirkungen auf die Stromnetze, den Einfluss des Einsatzes von Oberleitungshybrid-Lkw auf das Energiesystem und den Einfluss der Verknappung von verfügbaren Flächen für Onshore-Wind verbunden mit der verstärkten Erdverkabelung von neuen Stromnetztrassen.

Organisatorische Struktur

Wissenschaftlicher Hauptgutachter der dena-Leitstudie war Dr. Harald Hecking/ewi Energy Research & Scenarios gGmbH, ergänzt um die Fachgutachter Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz/ef.Ruhr GmbH, Prof. Dr.-Ing. Bert Oschatz/ITG Dresden, Prof. Dr.-Ing. Andreas Holm/FIW München, Prof. Dr. Peter Radgen und Dr. Frank May.

Innerhalb des Projekts haben die Studienpartner im Lenkungskreis über die grundsätzliche Ausrichtung der Studie und zu modulübergreifenden Fragestellungen beraten und entschieden. In den Modulsteuerkreisen diskutierten die beteiligten Partner spezifische Transformationspfade und Parameter der Studienmodule. Ein Beirat renommierter Akteure aus Wissenschaft, Politik und Zivilgesellschaft stand der dena beratend zur Seite. Ergänzend wurden öffentliche Dialogveranstaltungen durchgeführt, um Fragestellungen und Erkenntnisse über den Partnerkreis hinaus mit einem breiten Stakeholder-Kreis zu diskutieren.

Auf Basis der Szenarien wurden in engem Austausch mit den beteiligten Partnern sowie mit den Gutachtern übergeordnete Studienannahmen (zum Beispiel Bevölkerungswachstum, Zinssätze) und Rahmenparameter (zum Beispiel Technologieentwicklung und -kosten, Energieträgerpreise) diskutiert und festgelegt sowie modulspezifische Transformationspfade für die Verbrauchssektoren Gebäude, Industrie und Mobilität entwickelt, über die Sektoren hinweg abgestimmt und für die weiteren Berechnungen exogen vorgegeben.

Wir danken den Studien- und Modulpartnern der dena-Leitstudie:

Der Beirat besteht aus folgenden Personen:

- **Für die Wissenschaft:** Prof. Dr. Dirk-Uwe Sauer (Acatech ESYS, Vorsitzender des Beirats), Prof. Dr. Manfred Fischedick (Wuppertal Institut), Prof. Dr. Clemens Hoffmann (Fraunhofer IWES), Prof. Dr. Karsten Lemmer (DLR), Prof. Dr. Ortwin Renn (IASS Potsdam), Prof. Dr.-Ing. Ulrich Wagner (TU München)

- **Für die Zivilgesellschaft:** Stefan Körzell (DGB), Holger Lösch (BDI), Klaus Müller (VZBV), Sabine Nallinger (Stiftung 2°), Michael Schäfer (WWF), Harriet Wirth (KfW), Dr. Christoph Wolff (European Climate Foundation)

- **Für die Politik:** Dr. Axel Bree (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie), Dr. Karl Eugen Huthmacher (Bundesministerium für Bildung und Forschung), Dr. Karsten Sach (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit), Dr. Volker Oschmann (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie), Dr. Gerhard Schulz (Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur), Norbert Conrad (Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Verkehr Niedersachsen), Helmfried Meinel (Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg), MdB Ralph Lenkert (Fraktion Die Linke), MdB Dr. Joachim Pfeiffer (CDU/CSU-Fraktion), MdB Dr. Julia Verlinden (Fraktion Bündnis 90/Die Grünen), MdB Bernd Westphal (SPD-Fraktion)

Impressum

Herausgeber:
Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)
Chausseestraße 128 a
10115 Berlin
Tel.: +49 (0)30 66 777-0
Fax: +49 (0)30 66 777-699
www.dena.de

Autoren:
Thomas Bründlinger
Julian Elizalde-König
Oliver Frank
Dietmar Gründig
Christoph Jugel
Patrizia Kraft
Oliver Krieger
Stefan Mischinger
Dr. Philipp Prein
Hannes Seidl
Stefan Siegemund
Christian Stolte
Mario Teichmann
Jakob Willke
Mareike Wolke

Bildnachweis:
Titelbilder – shutterstock, Getty Images/Thinkstock, Getty Images, iStockphoto/dan_prat, dena, S. 4 – dena/Christian Schlüter, S. 9 – Paul Langrock, S. 12/13 – shutterstock/elenabsl, S. 16 – shutterstock/Matej Kastelic, S. 19 – shutterstock/logoboom, S. 21 – shutterstock/rawf8, S. 23 – Paul Langrock, S. 25 – shutterstock/Kodda, S. 28 – shutterstock/Allexxandar, S. 32 – Paul Langrock, S. 34 – shutterstock/Michael Gancharuk, S. 39 – shutterstock/elxeneize, S. 42 – shutterstock/Differr, S. 46 – Paul Langrock

Konzeption & Gestaltung:
Heimrich & Hannot GmbH

Stand:
06/2018

Teil B:

Gutachterbericht

(ewi Energy Research & Scenarios gGmbH)

ewi Energy Research & Scenarios gGmbH
Energiemärkte erforschen - Entscheidungen verbessern.

dena-Leitstudie Integrierte Energiewende

Gutachterbericht, Juni 2018

www.ewi.research-scenarios.de

ewi Energy Research & Scenarios gGmbH

Alte Wagenfabrik
Vogelsanger Straße 321a
50827 Köln

Tel.: +49 (0)221 277 29-100
Fax: +49 (0)221 277 29-400
www.ewi.research-scenarios.de

ewi Energy Research & Scenarios ist eine gemeinnützige GmbH, die sich der anwendungsnahen Forschung in der Energieökonomik widmet und Beratungsprojekte für Wirtschaft, Politik und Gesellschaft durchführt. Der wissenschaftliche Betrieb wird finanziert durch Einnahmen aus Forschungsprojekten, Analysen und Gutachten für öffentliche und privatwirtschaftliche Auftraggeber sowie Zuwendungen einer gemeinnützigen Förderergesellschaft, die gegenwärtig mehr als vierzig Mitglieder zählt – u. a. Energieversorger, Industrieunternehmen, Banken, Beratungsfirmen und Verbände. Eine Einflussnahme auf die wissenschaftliche Arbeit oder die Beratungstätigkeit von ewi ER&S durch die Förderergesellschaft ist ausgeschlossen.

PROJEKTTEAM HAUPTGUTACHTER EWI ER&S

Projektleitung

Dr. Harald Hecking

Hauptautoren

Dr. Jürgen Kruse

Oliver Hennes

Theresa Wildgrube

Weitere Autoren

Dominic Lencz

Martin Hintermayer

Max Gierkink

Jakob Peter

Dr. Stefan Lorenczik

PROJEKTTEAMS FACHGUTACHTER

ef.Ruhr

Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz

Dr.-Ing. Marco Greve

Dr.-Ing. Ulf Häger

Dr.-Ing. Stefan Kippelt

Dr. Jan Fritz Rettberg

Christian Wagner

Maik Tretschock

FIW München

Prof. Dr.-Ing. Andreas H. Holm

Florian Kagerer

ITG Dresden

Prof. Dr.-Ing. Bert Oschatz

Dr. Bernadetta Winiewska

Bettina Mailach

IER Stuttgart

Prof. Dr.-Ing. Peter Radgen

AUFTRAGGEBER

Deutsche Energie-Agentur (dena)

INHALTSVERZEICHNIS

Inhaltsverzeichnis 5

Kurzzusammenfassung 10

1 Einleitung 22
1.1 Zielsetzung als wissenschaftlicher Hauptgutachter 22
1.2 Aufbau des wissenschaftlichen Gutachtens 22

2 Szenarien 24
2.1 Referenzszenario (RF) 25
2.2 Elektrifizierungsszenarien (EL80/EL95) 26
2.3 Technologiemixszenarien (TM80/TM95) 27

3 Methodik 28
3.1 Treibhausgasemissionen und Klimaziele 28
3.1.1 Bilanzierung von Treibhausgasemissionen 28
3.1.2 Klimaziele 30
3.2 Entwicklung von Transformationspfaden in den Endenergieverbrauchssektoren 31
3.3 Modellierung des Energiesektors 32
3.3.1 Sektorale Bilanzierung von Endenergieverbräuchen 34
3.3.2 Stromhandel, gesicherte Leistung und Dunkelflaute 35
3.3.3 Modellierung von Klimazielen 38
3.3.4 Abbildung von Potenzial- und Ausbaugrenzen erneuerbarer Energien 39
3.3.5 Abbildung synthetischer Energieträger 39
3.3.6 Berücksichtigung von Infrastruktur 40
3.4 Bestimmung der Implikationen für Stromnetze 43
3.4.1 Übertragungsnetzebene 43
3.4.2 Verteilnetzebene 45
3.5 Analyse der Systemkosten 53
3.5.1 Gesamtkosten des Energiesystems 53
3.5.2 Kostenverteilung auf die Endenergieverbrauchssektoren 56
3.6 Methodische Grenzen 61

4 Annahmen und Randbedingungen 63
4.1 Gebäudesektor 63
4.1.1 Gebäudehülle 63
4.1.2 Anlagentechnik 66

4.2 Industriesektor 68
4.3 Verkehrssektor 71
4.4 Energiesektor 76
4.4.1 Energieträgerpreise 76
4.4.2 Stromerzeugung in Deutschland und Europa 79
4.4.3 Investitionskosten von Stromerzeugungstechnologien 80
4.4.4 Potenzial- und Zubaugrenzen erneuerbarer Energien 81
4.4.5 Mindestausbau erneuerbare Stromerzeugung 83
4.4.6 Infrastrukturkosten 85
4.5 Stromnetze 86
4.5.1 Übertragungsnetz-Ebene 86
4.5.2 Verteilnetz-Ebene 88

5 Transformationspfade Endenergieverbrauchssektoren 94
5.1 Gebäudesektor 94
5.1.1 Allgemeine Entwicklungen 94
5.1.2 Anlagentechnik 95
5.1.3 Endenergieverbrauch Gebäude 97
5.2 Industriesektor 100
5.2.1 Allgemeine Entwicklungen 100
5.2.2 Branchenspezifische Transformationspfade 103
5.2.3 Mögliche Beiträge innovativer Technologien in der Industrie 106
5.2.4 Endenergieverbrauch Industrie 114
5.2.5 Energieeffizienzgewinne 116
5.2.6 Nicht-energetischer Verbrauch 117
5.3 Verkehrssektor 119
5.3.1 Allgemeine Entwicklungen 119
5.3.2 Straßenverkehr 120
5.3.3 Weitere Verkehrsträger 129
5.3.4 Endenergieverbrauch Verkehr 131
5.4 Aggregierter Endenergieverbrauch 134

6 Ergebnisse: Szenariensteckbriefe 137
6.1 Referenzszenario 137
6.1.1 RF im Überblick 137
6.1.2 Treibhausgasemissionen 139
6.1.3 Endenergieverbrauchssektoren 140
6.1.4 Energiesektor 142
6.1.5 Stromnetze 145
6.1.6 Gesamtsystem 147

6.2 Elektrifizierungsszenarien 148
6.2.1 EL80 und EL95 im Überblick 148
6.2.2 Treibhausgasemissionen 150
6.2.3 Endenergieverbrauchssektoren 151
6.2.4 Energiesektor 155
6.2.5 Stromnetze 159
6.2.6 Gesamtsystem 163
6.2.7 Kosten 166
6.3 Technologiemixszenarien 168
6.3.1 TM80 und TM95 im Überblick 168
6.3.2 Treibhausgasemissionen 170
6.3.3 Endenergieverbrauchssektoren 171
6.3.4 Energiesektor 174
6.3.5 Stromnetze 177
6.3.6 Gesamtsystem 180
6.3.7 Kosten 183

7 Ergebnisse: Szenarienvergleich 185
7.1 Treibhausgasemissionen 185
7.1.1 Gesamtsystem 185
7.1.2 Gebäudesektor 189
7.1.3 Industriesektor 191
7.1.4 Verkehrssektor 194
7.1.5 Energiesektor 195
7.2 Energiesektor 197
7.2.1 Stromnachfrage 197
7.2.2 Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien 200
7.2.3 Stromerzeugung aus konventionellen Kraftwerken 204
7.2.4 Gesicherte Leistung, Jahreshöchstlast und Dunkelflaute 206
7.2.5 Stromaußenhandel 212
7.2.6 Strommarkt im EU-Ausland 214
7.3 Energieinfrastrukturen 217
7.3.1 Stromnetze 217
7.3.2 Gasnetze 222
7.3.3 Weitere Infrastrukturen 227
7.4 Gesamtsystem 234
7.4.1 Primärenergieverbrauch 234
7.4.2 Biogene Energieträger 237
7.4.3 Synthetische Energieträger 238
7.5 Systemkosten 246

7.5.1 Gesamtkosten des Energiesystems 246
7.5.2 Kostenverteilung auf die Endenergieverbrauchssektoren 256

8 Ergebnisse: Untersuchungsschwerpunkt „Bottleneck“ und Sensitivitäten 268
8.1 Untersuchungsschwerpunkt: „Bottleneck“ 268
8.1.1 Hintergrund und Annahmen 268
8.1.2 „Bottleneck“ im Überblick 271
8.1.3 Treibhausgasemissionen 273
8.1.4 Endenergieverbrauchssektoren 274
8.1.5 Energiesektor 279
8.1.6 Stromnetze 283
8.1.7 Gesamtsystem 285
8.2 Sensitivität 1: PtX 286
8.2.1 Hintergrund und Annahmen 286
8.2.2 Ergebnisse 288
8.3 Sensitivität 2: Flex 294
8.3.1 Hintergrund und Annahmen 294
8.3.2 Ergebnisse Gesamtenergiesystem 295
8.3.3 Ergebnisse Stromnetze 298
8.4 Sensitivität 3: OH-LKW 304
8.4.1 Hintergrund und Annahmen 304
8.4.2 Ergebnisse Gesamtenergiesystem 307
8.4.3 Ergebnisse Stromnetze 312

9 Exkurse 314
9.1 Gebäudesektor 314
9.1.1 Nichtwohngebäude 314
9.1.2 Trade-Off zwischen Baukosten und steigender Nachfrage 320
9.1.3 Effekte der Urbanisierung und Regionalität 323
9.1.4 Hybridsysteme 326
9.1.5 Wärmenetze und saisonale Wärmespeicher 327
9.1.6 Digitalisierung im Gebäudesektor 330
9.1.7 Gebäude als Energieerzeuger 336
9.1.8 Bedarfsdeckung während einer kalten Dunkelflaute 338
9.2 CCS als Treibhausgasminderungsoption 341
9.2.1 Technologie und Prozessschritte 341
9.2.2 Gesellschaftliche Wahrnehmung und Akzeptanz 344
9.2.3 Kosten für CCS und Auswirkungen auf die Effizienz des Primärprozesses 345
9.2.4 Rechtliche Rahmenbedingungen 346

Literaturverzeichnis 348

Abkürzungsverzeichnis 360

Abbildungsverzeichnis 363

Tabellenverzeichnis 368

Infoboxverzeichnis 370

Anhang 1: Datenannahmen Energieumwandlung 371

Anhang 2: Datenannahmen Energieverteilung 396

Anhang 3: Datenannahmen Gebäude 399

Anhang 4: Datenannahmen Industrie 406

Anhang 5: Datenannahmen Verkehr 411

KURZZUSAMMENFASSUNG

Die Kernergebnisse der Szenarienrechnungen des Gutachterberichts lassen sich in den folgenden 19 Kernaussagen zusammenfassen und sind in nachstehender Tabelle 1 adargestellt.

1. **Trotz eines hohen Ambitionsniveaus erreicht das Referenzszenario in 2050 nur etwa 62 % an Treibhausgasminderung und verfehlt die 2050er-Klimaziele um 18 bis 33 Prozentpunkte.**

Das Referenzszenario unterstellt bereits ein höheres Ambitionsniveau, als es die derzeitig implementierten Klimaschutzmaßnahmen bedingen. Zwar gelingt damit in der Referenz eine Minderung der Treibhausgasemissionen um 62 % bis 2050 gegenüber dem Jahr 1990, dennoch wird mit einem Jahresausstoß von 470 Mio. t CO_2ä das 80 %-Ziel um 220 Mio. t CO_2ä (18 Prozentpunkte) und das 95 %-Ziel um 406 Mio. t CO_2ä (33 Prozentpunkte) verfehlt. Nichtsdestotrotz gelingt nahezu eine Halbierung der aktuellen deutschen Treibhausgasmissionen (2017: 905 Mio. t CO_2ä), was einem durchschnittlichen Rückgang der Emissionen um circa 13 Mio. t CO_2ä pro Jahr zwischen 2017 und 2050 entspricht.

Im Vergleich zum Jahr 2015 gelingt im Energiesektor die mit Abstand stärkste Minderung: Bis 2050 werden mehr als 70 % eingespart. Im Verkehrssektor wird mit 40 % bis 2050 deutlich langsamer gemindert. Der Gebäudesektor verringert seine Emissionen etwas stärker, erreicht mit 51 % bis 2050 aber deutlich geringere Werte als der Energiesektor. Die geringsten Minderungen gelingen im Industriesektor (inklusive der Prozessemissionen) mit 15 % bis 2050.

Die Ergebnisse zeigen deutlich: Ohne substanzielle, zusätzliche Maßnahmen für den Klimaschutz wird Deutschland seine nationalen Klimaziele verfehlen.

2. **Die Klimaziele können sowohl mit einer weitgehenden Elektrifizierung als auch mit einem breiten Mix an Energieträgern in den Nachfragesektoren erreicht werden.**

Um das 80 %-Klimaziel zu erreichen müssen die Treibhausgasemissionen fortan um etwa 19 Mio. t CO_2ä pro Jahr sinken. Um das 95 %-Klimaziel zu erreichen müssen die Emissionen ab sofort sogar um etwa 24 Mio. t CO_2ä pro Jahr sinken, was etwa das Dreifache des Schnitts der letzten 10 Jahre ist.

Dieser ambitionierte Minderungspfad kann sowohl mit einer Elektrifizierungs-Strategie als auch mit einer Technologiemix-Strategie erreicht werden. Im Elektrifizierungsszenario liegt der Minderungsdruck dabei verstärkt auf den Endenergieverbrauchssektoren Gebäude, Industrie und Verkehr. In einem Technologiemixszenario muss der Energiesektor größere Minderungsbeiträge liefern. Zum Erreichen des 95 %-Ziels sind umfassende Anstrengungen in allen Sektoren notwendig. Zusätzlich sind für das 95 %-Ziel in der Industrie bedeutsame Innovationen und der Einsatz von CCS notwendig.

3. Für eine Treibhausgasreduktion um 80 % bis 2050 müssen einzelne Sektoren vollständig klimaneutral werden.

Für das 80 %-Ziel dürfen in 2050 entweder der Gebäude- und Verkehrssektor (EL80) oder der Energiesektor (TM80) kaum noch Emissionen verursachen. In EL80 gelingt im Gebäudesektor eine Minderung der Treibhausgase von 98 % gegenüber 1990, während es in TM80 nur 76 % sind. Auch der Verkehrssektor erreicht in EL80 mit 88 % Minderung eine fast vollständige Klimaneutralität. In TM80 gelingt hingegen nur eine Reduktion um 76 %, da es hier noch einen höheren Anteil konventioneller Motoren gibt. Der Industriesektor mindert in beiden Szenarien vergleichsweise wenig, da die verbleibenden Emissionen hier schwerer vermeidbar sind.

In den Sektoren Gebäude, Industrie und Verkehr verbleibt in 2050 in EL80 der jährliche Treibhausgasausstoß bei 123 Mio. t CO_2ä; in TM80 sind es 195 Mio. t CO_2ä. Durch die höheren Emissionen in den Endenergieverbrauchssektoren muss in TM80 der Energiesektor nahezu klimaneutral werden. Gegenüber 2015 mindert er 99 % seiner Emissionen. In Szenario EL80 besteht aufgrund der zunehmenden Elektrifizierung eine deutlich höhere Stromnachfrage, sodass die Treibhausgasreduktion des Energiesektors mit 79 % bis 2050 gegenüber 2015 geringer ausfällt.

4. Bei einer 95 %-Treibhausgasminderung bis 2050 dürfen der Gebäude-, Verkehrs- und Energiesektor keine Emissionen mehr verursachen. Im Industriesektor sind große Technologiesprünge und der Einsatz von CCS erforderlich.

In EL95 und TM95 werden die Sektoren Energie, Gebäude und Verkehr vollständig klimaneutral, das heißt sie verursachen 2050 keine Treibhausgasmissionen mehr. Nach Abzug der Emissionen in Land- und Abfallwirtschaft verbleiben 2050 nur noch 27 Mio. t CO_2ä, die der Industriesektor ausstößt.

Um 2050 den zusätzlichen Minderungsschritt von 80 % auf 95 % zu erreichen, sind in EL95 die größten Anstrengungen im Energiesektor notwendig (zusätzliche Minderung um 76 Mio. t CO_2ä). Auch die Industrie muss ihre Emissionen gegenüber dem 80 %-Ziel deutlich stärker reduzieren (71 Mio. t), was bedeutsame Innovationen sowie den Einsatz von CCS erfordern. Gebäude- und Verkehrssektor mindern bereits für das 80 %-Ziel ihre Emissionen weitgehend durch eine umfassende Elektrifizierung und leisten für das 95 %-Ziel eine zusätzliche Minderung von lediglich 25 Mio. t CO_2ä.

In TM95 verteilt sich die zusätzliche Last anders: hier wird der größte Beitrag von 80 % auf 95 % durch eine zusätzliche Minderung von 99 Mio. t CO_2ä im Industriesektor sowie das vollständige Verdrängen fossiler Brennstoffe im Gebäude- und Verkehrssektor geleistet (zusätzliche Minderung um 69 Mio. t CO_2ä). Dieses wird durch den Einsatz großer Mengen an synthetischen Brennstoffen erreicht. Der Energiesektor mindert für das Erreichen des 95 %-Ziels in TM95 nur noch 4 Mio. t CO_2ä zusätzlich, da er bereits für das 80 %-Ziel nahezu klimaneutral ist.

5. **Um die 80 %-Klimaziele zu erreichen, ergeben sich bis 2050 gegenüber dem Referenzszenario je nach Szenario 1,18 bis 1,77 Billionen EUR an Mehrkosten. Für die 95%-Ziele sind es 1,68 bis 2,22 Billionen EUR. In den Technologiemixszenarien werden die Klimaziele zu den geringsten Mehrkosten erreicht.**

Im Klimazielszenario EL80 entstehen bis 2050 kumulierte, nicht diskontierte Mehrkosten gegenüber dem nicht zielerreichenden Referenzszenario von 1,77 Billionen EUR. Das Szenario TM80 ist mit Mehrkosten von 1,18 Billionen EUR etwa 597 Mrd. EUR günstiger als EL80.

Die Szenarien EL95 und TM95 liegen bei 2,22 Billionen EUR respektive 1,68 Billionen EUR Mehrkosten gegenüber der Referenzentwicklung. Damit kann auch das 95 %-Klimaziel mit einer Technologiemix-Strategie günstiger als mit einer Elektrifizierungs-Strategie erreicht werden.

6. **Bei einer Elektrifizierungs-Strategie werden elektrische Wärmepumpen die dominante Heiztechnologie im Gebäudesektor. Zudem steigen die Gebäudesanierungsraten deutlich an. Eine Technologiemix-Strategie ist gekennzeichnet von einem vielfältigen Bild an Technologien und Energieträgern bei steigender Gebäude- und Anlageneffizienz.**

In den Elektrifizierungsszenarien verringert der Gebäudesektor seinen Endenergieverbrauch gegenüber 2015 bis 2050 um 62 % (EL80) bzw. 64 % (EL95). Insbesondere bei Gas und Öl sinken die Endenergiebedarfe, so dass in 2050 nur noch kleinere Restmengen an Gas und Öl genutzt werden.[1] Dagegen steigt die Stromnachfrage bis 2050 um 34 % oder 72 TWh (EL80) respektive 31 % oder 67 TWh (EL95) an. Die Entwicklung ist geprägt durch deutlich steigende Sanierungsraten von je nach Gebäudetyp und Szenario 1,6 % bis 2,8 % und damit deutlich geringere Wärmebedarfe. Die gezeigten Rückgänge des Endenergieverbrauchs ergeben sich zudem durch die großflächige Nutzung von elektrischen Wärmepumpen: In 2050 werden 16 Millionen Wohngebäude (EL80) bzw. 17 Millionen (EL95) durch elektrische Wärmepumpen beheizt, was einem Anteil von 77 % bzw. 80 % an allen Wohngebäuden entspricht.

Die Technologiemixszenarien sind hingegen von einer stärkeren Vielfalt an Technologien und Energieträgern sowie einem weniger starken Rückgang des Endenergieverbrauchs gekennzeichnet. Im Szenario TM80 sinkt der Endenergieverbrauch des Gebäudesektors gegenüber 2015 bis 2050 um 47 %. Insbesondere die Verbräuche an Gas und Öl sind rückläufig und erreichen in 2050 nur noch 45 % bzw. 24 % ihrer 2015er-Ausgangsniveaus. Ursächlich für den Rückgang ist einerseits ein Anstieg der Sanierungsrate auf 1,4 %, andererseits die beschleunigte Umrüstung auf energieeffizientere Technologien wie zum Beispiel moderne Gas- und Ölheizungen oder Wärmepumpen. Ein Blick auf die Beheizungsstruktur bei Wohngebäuden in 2050 verdeutlicht diese Entwicklung: Gas- und Ölheizungen bleiben im größten Teil der Wohngebäude (49 % oder 10,3 Millionen) das primäre Heizsystem. Die Zahl der elektrischen Wärmepumpen in Wohngebäuden steigt auf 6,5 Millionen, so dass sie dann 31 % aller Wohngebäude beheizen. Der wesentliche Unterschied zwischen dem TM80 und TM95 ist eine noch etwas stärkere Nutzung von

[1] Hinweis: Die Endenergienachfragen der Sektoren Gebäude, Industrie und Verkehr nach Gas, Mineralölprodukten und Wasserstoff können durch den Energiesektor sowohl konventionell, als auch klimaneutral durch biogene und synthetische Energieträger gedeckt werden.

Strom zur Wärmegewinnung, wodurch die Zahl der Wohngebäude mit Wärmepumpe mit 7,4 Millionen in 2050 noch einmal um knapp 1 Million über dem TM80-Szenario liegt.

7. **Auf einem Elektrifizierungspfad deckt Strom auch in der Industrie einen Großteil des Energiebedarfs. Bei einer Technologiemix-Strategie hingegen gewinnen Gas und Wasserstoff an Bedeutung.**

In der industriellen Produktion werden in den Elektrifizierungsszenarien alle Potenziale zur Umstellung der Anlagen und Verfahren auf Strom genutzt. Dadurch steigt der Strombedarf von 2015 bis 2050 um 86 % oder 246 TWh (EL80) bzw. 88 % oder 253 TWh (EL95). Strom deckt jeweils etwa zwei Drittel des gesamten Endenergiebedarfs der Industrie (aktuell: 35 %). Andere konventionelle Energieträger, allen voran Kohle und Öl (Rückgang um zusammen 67 % in EL80 bzw. 91 % in EL95 bis 2050), verlieren an Bedeutung. Wasserstoff und Solarthermie ergänzen den Energiemix der Industrie, spielen jedoch eine untergeordnete Rolle.

In den Technologiemixszenarien wird weniger auf Elektrifizierung als auf den Einsatz innovativer Verfahren und Energieträger gesetzt. Der Strombedarf geht durch die höhere Energieeffizienz um 13 % oder 38 TWh (TM80) beziehungsweise 16 % oder 46 TWh (TM95) zurück. Der Energiemix verändert sich weniger stark als in den Elektrifizierungsszenarien, allerdings sinkt auch hier der Verbrauch von Kohle und Öl auf ein Minimum, um zusammen 61 % (TM80) bzw. 87 % (TM95) bis 2050. Um diesen Rückgang auszugleichen, steigt die Gasnachfrage um etwa ein Viertel im Vergleich zu 2015 auf 255 TWh (TM80) bzw. 254 TWh (TM95). Der Einsatz von Wasserstoff steigt in TM95 auf bis zu 64 TWh an.

8. **In den Elektrifizierungsszenarien werden Batterie- und Wasserstoffantriebe zu den dominierenden Technologien im Straßenverkehr. In den Technologiemixszenarien werden außerdem zunehmend Gasantriebe eingesetzt.**

Der Verkehrssektor steht sowohl in den Elektrifizierungs- als auch in den Technologiemixszenarien vor einem starken Wandel.

In den Elektrifizierungsszenarien ist die Transformation des Straßenverkehrs durch eine starke Marktdurchdringung batterie- und wasserstoffbetriebener Fahrzeuge gekennzeichnet. Bis 2050 werden in den Szenarien EL80/95 etwa 30 Millionen BEV-PKW auf den Straßen sein und damit einen PKW-Marktanteil von 71 % erreichen. H_2-FCV-PKW werden einen Marktanteil von knapp 16 % erzielen. Im Markt verbleibende Benziner und Diesel-PKW werden vollständig als Plugin-Hybride verwendet. Im Straßengüterverkehr werden Wasserstoff und Strom die wichtigsten Energieträger und verdrängen die heute vorherrschenden Diesel-Antriebe. Die Marktentwicklung im Schienen-, Binnenschiff- und Flugverkehr ist ebenfalls durch eine zunehmende Nutzung von Wasserstoffantrieben gekennzeichnet. Die Stromnachfrage des Verkehrssektors steigt dadurch in EL80/95 bis 2050 auf 110 TWh an (gegenüber 11 TWh in 2015). Die Wasserstoffnachfrage wächst am stärksten auf 120 TWh in EL80/95 in 2050 (gegenüber 0 TWh in 2015). Die Nachfrage nach Benzin und Diesel liegt dagegen mit nur noch 23 TWh in 2050 bei etwa 4 % des Bedarfes aus 2015. Insgesamt sinkt der Endenergiebedarf des Verkehrssektors aufgrund der Verwendung innovativer

Antriebe und der Effizienzsteigerung konventioneller Antriebstechnologien bis 2050 um 52 % gegenüber 2015 und beträgt 401 TWh.

In den Technologiemixszenarien spielen batterie- und wasserstoffbetriebene Antriebe zukünftig ebenfalls eine große Rolle. Insbesondere im PKW-Markt werden aber zudem Gasantriebe verwendet um den zukünftigen Mobilitätsbedarf zu decken. Der PKW-Markt wird in 2050 unter BEV-PKW (12,1 Millionen), H_2-FCV-PKW (12,1 Millionen), Methan-PKW (10,4 Millionen), davon 8,4 Mio. Plugin-Hybride) und Benzin-PKW (7,9 Millionen Plugin Hybride) aufgeteilt. Diesel-PKW gehen vollständig aus dem Markt. Im Straßengüterverkehr werden Wasserstoff und Methan (LNG, CNG und deren klimaneutrale Alternativen) die wichtigsten Energieträger und verdrängen den heute dominierenden Diesel. Auch im Schienen-, Binnenschiff- und Flugverkehr werden zunehmend Gas-, Wasserstoff- und Batterieantriebe eingesetzt. Konventionelle Antriebe bleiben jedoch weiter im Einsatz. Entsprechend steigt der Gasbedarf des Verkehrssektors in den Szenarien TM80/95 bis 2050 am stärksten und beträgt 93 TWh (gegenüber 4 TWh in 2015). Strom (86 TWh) und Wasserstoff (92 TWh) werden in 2050 in ähnlichem Umfang verbraucht. Die Nachfrage nach Benzin und Diesel beträgt in 2050 für die Szenarien TM80/95 noch 40 TWh.

9. **Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wird sich je nach Szenario mit 740 bis 879 TWh bis 2050 mehr als vervierfachen. Sie erreichen einen Anteil an der gesamten Stromerzeugung von bis zu 91 %. Rund 60 % davon erzeugen Windenergieanlagen an Land.**

In den Klimazielszenarien EL80 und EL95 wächst die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zwischen 2015 und 2050 um den Faktor 4,1 bis 4,7 auf 851 TWh bzw. 879 TWh. In den Zielszenarien TM80 und TM95 steigt die Stromerzeugung aus Erneuerbaren bis 2050 auf 740 TWh bzw. 769 TWh. Dies sind etwa 110 TWh weniger als in den Elektrifizierungsszenarien.

Der Anstieg der erneuerbaren Stromerzeugung führt zu einem entsprechend stetig steigenden Anteil der Erneuerbaren an der der Nettostromerzeugung. Der Anteil des aus erneuerbaren (Primär-) Energien erzeugten Stroms an der Stromerzeugung steigt bis 2050 auf mindestens 76 % (EL80) und bis zu 91 % (TM80 und TM95).

Den größten Teil der Erzeugung aus Erneuerbaren trägt in allen Szenarien die Windenergie an Land mit 493 TWh (EL80/95) bzw. 471 TWh (TM80/95), was rund 60 % der gesamten erneuerbaren Stromerzeugung entspricht. Die zweite und dritte Säule der erneuerbaren Stromproduktion bilden Photovoltaik und die Windenergie auf See. Auch die Wasserkraft sowie die Biomasse- und Biogasverstromung leisten Beiträge zur Erzeugung, sind aber beschränkt durch Ausbaupotenziale, die bereits heute weitgehend ausgeschöpft sind.

10. Gaskraftwerke werden in allen Klimazielszenarien zur dominierenden konventionellen Stromerzeugungstechnologie und zunehmend mit synthetischem Gas und Biomethan befeuert. Die Kohleverstromung geht bis 2050 aus dem Markt.

Die Stromerzeugung aus konventionellen Kraftwerken unterliegt in allen Klimazielszenarien einem drastischen Wandel. Die Braun- und Steinkohleverstromung halbiert sich bis 2030 und trägt in 2050 keine relevanten Mengen mehr zur Stromerzeugung bei. Diese Entwicklung ist die Folge der nationalen Klimaziele von 55 % THG-Minderung bis 2030 und 80 % bzw. 95 % bis 2050.

Gleichzeitig verschiebt sich die Stromerzeugung von Kohle- zu Gaskraftwerken. Während die Gasverstromung in TM80 bis 2050 auf etwa 69 TWh (+15 % gegenüber 2015) ansteigt, nimmt sie in EL80 bis 2050 auf rund 250 TWh (+317 % gegenüber 2015) zu. Dieser Unterschied ist auf die weitaus höhere Stromnachfrage in EL80 aber auch auf Rückwirkungen im europäischen Strommarkt zurückzuführen, wobei diese Differenz zwischen TM95 und EL95 aufgrund stärkerer Effizienzfortschritte im Verbrauch geringer ausfällt. In allen Klimazielszenarien werden Gaskraftwerke damit zur dominierenden konventionellen Erzeugungstechnologie.

In den Gaskraftwerken wird allerdings in 2050 nicht nur Erdgas verfeuert, sondern auch klimaneutrale Gase, wie synthetisches Methan oder Biomethan. In TM80, EL95 und TM95 kommen in 2050 sogar ausschließlich klimaneutrale Gase zum Einsatz.

11. Der Bedarf an gesicherter elektrischer Leistung verdoppelt sich bis 2050 auf 160 GW in den Elektrifizierungsszenarien, während er in den Technologiemixszenarien nur leicht zunimmt. Gasbefeuerte Erzeugungsanlagen sichern den Großteil des elektrischen Leistungsbedarfs und werden zunehmend mit klimaneutralen Gasen befeuert.

In den Elektrifizierungsszenarien wächst der Bedarf an gesicherter elektrischer Leistung bis 2050 um 90 % gegenüber 2015 auf 160 GW. Diese Entwicklung ist auf die weitgehende Elektrifizierung der Sektoren Gebäude und Verkehr zurückzuführen. Deutlich weniger stark steigt die elektrische Spitzenlast mit etwa +20 % gegenüber 2015 bis 2050 in den Technologiemixszenarien, die einen geringeren Elektrifizierungsgrad aufweisen. Hier decken die gut speicherbaren Energieträger Gas und Öl in zunehmend klimaneutraler Form mögliche Nachfragespitzen nach Energie, die sich besonders an kalten Tagen, zum Beispiel für die Beheizung von Gebäuden ergeben.

Der steigende elektrische Leistungsbedarf wird in allen Szenarien größtenteils durch gasbefeuerte Erzeugungsanlagen gedeckt. Darunter befinden sich sowohl große, zentrale als auch kleinere, dezentrale Anlagen, was zu einem Rückgang der Auslastung von gasbetriebenen Großkraftwerken insbesondere in Szenarien mit hohem Leistungsbedarf führt. Diese Anlagen werden zunehmend mit klimaneutralen Gasen befeuert. Darüber hinaus tragen auch steigende Batteriespeicherkapazitäten zur Lastdeckung und Maßnahmen der Laststeuerung zur Lastabdeckung bei.

12. Um die nationalen Klimaziele zu erreichen, importiert Deutschland insbesondere in 2030 und 2040 große Strommengen aus dem EU-Ausland.

Der Ausstieg aus der Kernenergie, der durch die Treibhausgasminderungsziele getriebene Rückgang bei der Kohleverstromung und die gleichzeitig steigende Stromnachfrage führen in allen Zielszenarien dazu, dass an Stelle der heutigen Stromexportüberschüsse in 2030 und 2040 deutliche Importüberschüsse zu erwarten sind. Diese liegen je nach Szenario zwischen 92 TWh (TM80, 2030) und 155 TWh (EL95, 2040) und sind in den Szenarien TM80/95 geringer als in EL80/95. Mit Ausnahme von Szenario EL95 sinken die Importüberschüsse in den Klimazielszenarien trotz weiter steigender Nachfrage bis 2050 wieder. In 2050 ist Deutschland in den Technologiemixszenarien wieder Nettoexporteur, bleibt in den Elektrifizierungsszenarien aber Nettoimporteur.

Die deutschen Stromimporte aus dem EU-Ausland haben in den Klimazielszenarien allerdings eine zunehmend geringere Treibhausgasintensität. Dies ist auf die Treibhausgasminderungsziele im EU-Emissionshandelssystem zurückzuführen, die die Emissionen des Stromsektors im EU-Ausland bis 2050 auf bis zu 61 Mio. t CO_2ä sinken lassen. Der Treibhausgasemissionsfaktor des Strommixes im EU-Ausland geht in Folge dieser Minderungsziele in allen Klimazielszenarien auf weniger als 45 g/kWh zurück.

13. Der deutsche Primärenergieverbrauch sinkt in den Klimazielszenarien bis 2050 auf rund 2000 TWh. Erneuerbare und Erdgas (80%-Szenarien) bzw. importierte synthetische Energieträger (95%-Szenarien) bilden die neuen Säulen des deutschen Energiemixes. Bei einem 95 %-Klimaziel kommen fossile Energieträger nur noch in der stofflichen Nutzung zum Einsatz.

Der deutsche Primärenergieverbrauch sinkt in den Klimazielszenarien bis 2050 gegenüber 2015 um 44 bis 50 % auf rund 2000 TWh. Bei einem 80 %-Klimaziel decken in 2050 heimische Erneuerbare 55 % (EL80) und 48 % (TM80) des verbleibenden Primärenergieverbrauchs. In beiden Szenarien wird rund ein Viertel durch Erdgas gedeckt, wobei etwa 6 % (EL80) bzw. 20 % (TM80) davon nicht-energetischer Verbrauch sind. Importe klimaneutraler, synthetischer Energieträger (PtX) spielen aufgrund des weniger elektrifizierten Endenergieverbrauchs mit einem Anteil von 7 % eine größere Rolle in TM80 als in EL80 mit lediglich 2 %. Der Anteil an fossilem Mineralöl (je 11 %) und Kohle (je 3%) ist in beiden Pfaden stark rückläufig gegenüber heute, wobei Öl jeweils rund zur Hälfte energetisch und stofflich genutzt wird.

Bei einem 95 %-Klimaziel decken in 2050 heimische Erneuerbare in EL95 61 % und in TM95 51 % des Primärenergieverbrauchs. In TM95 wird der verbleibende Rest nahezu vollständig mit dem Import Treibhausgas-neutraler PtX-Energieträger gedeckt. Diesen kommt in EL95 mit einem Anteil von 21 % in 2050 eine weitaus geringere Bedeutung zu, da der Endenergieverbrauch weit stärker elektrifiziert ist. Dafür spielen Stromimporte in EL95 mit einem Anteil von 7 % eine größere Rolle. Lediglich die jeweils verbleibenden rund 10 % des Primärenergieverbrauchs werden noch durch die fossilen Energieträger Erdgas und Öl gedeckt. Allerdings werden diese ausschließlich für die stoffliche Nutzung in der Industrie (überwiegend chemische Industrie) verwendet.

14. Synthetische Energieträger (PtX) leisten einen wesentlichen Beitrag zur Erreichung der Klimaziele. Die 95 %-Ziele sind ohne PtX nicht zu erreichen. Ein Großteil des PtX wird aus dem Ausland importiert.

Ab 2030 werden zur Erreichung der Klimaziele in zunehmendem Maße klimaneutrale, synthetische Energieträger (PtX) eingesetzt. Bereits in den Jahren 2030 und 2040 zeigt sich ein PtX-Bedarf von rund 47 TWh in 2030 bzw. je nach Szenario 117 bis 145 TWh in 2040. Dieser ergibt sich überwiegend aus den Annahmen, dass erstens in Industrie und Verkehr zunehmend Wasserstoff zum Einsatz kommt, dieser aber, zweitens, nur elektrolysebasierter, also CO_2-neutraler Wasserstoff sein darf. Entsprechend handelt es sich bei dem Bedarf vor allem um Elektrolyse-Wasserstoff, der größtenteils in Deutschland hergestellt wird.

In 2050 beträgt der PtX-Bedarf 155 TWh in EL80 und 294 TWh in TM80. Beim 95 %-Klimaziel ist der Bedarf in 2050 mit 533 TWh in EL95 und 908 TWh in TM95 jeweils mehr als dreimal so hoch wie bei den 80 %-Szenarien. Das 95 %-Klimaziel ist somit in beiden Szenarien, Technologiemix und Elektrifizierung, nur mit dem Einsatz synthetischer Energieträger in großem Maßstab zu erreichen.

Der PtX-Bedarf in 2050 ist in EL80 größtenteils Wasserstoff (151 TWh), in TM80 etwa hälftig Wasserstoff (147 TWh) und Methan (146 TWh). Der PtX-Bedarf wird in EL95 größtenteils durch Methan gedeckt. Aber auch Elektrolyse-Wasserstoff (169 TWh) und synthetische Kraftstoffe (43 TWh) werden in signifikanten Mengen eingesetzt. In TM95 entfällt der größte Anteil ebenfalls auf synthetisch hergestelltes Methan (630 TWh), gefolgt von Wasserstoff in ähnlichem Umfang (169 TWh) und synthetischen Kraftstoffen (108 TWh).

In den 80 %-Klimazielszenarien wird der Elektrolyse-Wasserstoff größtenteils in Deutschland produziert, das synthetische Methan aber überwiegend aus dem EU-Ausland importiert. In den 95 %-Szenarien wird in 2050 der Großteil der PtX-Mengen aus dem EU- und nicht-EU-Ausland importiert: Im Szenario EL95 zu 74 %, wobei Importe aus dem nicht-EU-Ausland und aus dem EU-Ausland etwa die gleiche Größenordnung haben; in TM95 wird mit 60 % aus der nicht-EU und 22 % aus der EU ein noch größerer Anteil von insgesamt 82 % importiert. Aufgrund der weniger günstigen Bedingungen für erneuerbare Stromerzeugung werden nur 26 % (EL95) bzw. 18 % (TM95) der Gesamtmenge in Deutschland produziert, im Wesentlichen Wasserstoff.

15. Im Verteilnetz sind zur Erreichung der Klimaziele bis 2050 Investitionen in Höhe von rund 150 Milliarden EUR in den Technologiemixszenarien und rund 252 Milliarden EUR in den Elektrifizierungsszenarien zu tätigen. Im Übertragungsnetz liegt der Investitionsbedarf bis 2050 je nach Klimaziel bei 79 bis 91 Milliarden EUR in den Szenarien TM80/95 und 96 bis 107 Milliarden EUR in EL80/95.

Während im Referenzszenario mit etwa 48 Milliarden EUR der niedrigste Investitionsbedarf im Verteilnetz erwartet wird, liegt dieser in den Klimazielszenarien deutlich höher. Der höchste Investitionsbedarf wird mit rund 252 Milliarden EUR in den beiden Elektrifizierungsszenarien erwartet. Für die Technologiemixszenarien liegt der erwartete Bedarf bei rund 142 Milliarden EUR (TM80) bzw. 154 Milliarden EUR (TM95).

Im Übertragungsnetz wird ein im Vergleich zum Verteilnetz insgesamt geringerer Investitionsbedarf erwartet. Je nach Klimaziel liegt dieser in den Technologiemixszenarien bei circa 79 Milliarden EUR (TM80) bzw. 91 Milliarden EUR (TM95) und in den Elektrifizierungsszenarien bei rund 96 Milliarden EUR (EL80) bzw. 107 Milliarden EUR (EL95), gegenüber etwa 70 Milliarden EUR in der Referenz. Insbesondere die erforderlichen Investitionen im Onshore-Bereich haben in allen Szenarien eine ähnliche Größenordnung in Höhe von ca. 53 bis 58 Milliarden EUR, wovon ein Großteil auf die bereits im NEP 2030 und 2035 berücksichtigten Maßnahmen von etwa 50 Milliarden EUR entfallen (davon 2/3 HGÜ-Maßnahmen und 1/3 Freileitungstechnik).

16. Die Gasinfrastruktur spielt auch zukünftig eine zentrale Rolle im Energiesystem und wird zunehmend zur Bereitstellung synthetischen Gases und Biomethans sowie Wasserstoffes genutzt.

Ein signifikanter Rückgang der infrastrukturgebundenen Nachfrage nach Gas aus Gebäuden, Industrie, Verkehr und Energieumwandlung ist lediglich in den Elektrifizierungsszenarien zu beobachten: Während die Nachfrage in EL80 und EL95 bis 2050 auf 299 bzw. 501 TWh sinkt, bleibt sie in TM80 und TM95 gegenüber heute ungefähr konstant bei 740 bzw. 840 TWh. Die bestehende Gasinfrastruktur (Fernleitungsnetze, Verteilnetze und Speicher) kann den sich verändernden Gasbedarf auch zukünftig decken, selbst wenn mit steigenden Gastransitmengen in Drittländer zu rechnen ist. Allerdings ist für den zuverlässigen Betrieb neuer Gaskraftwerke die Standortfrage zunehmend relevant, da sie sowohl in der Nähe von Gas- als auch Stromtransportnetzen liegen müssen.

Die hohe Spitzenlast in den Elektrifizierungsszenarien führt dazu, dass trotz des sinkenden Gasbedarfs Teile der Gasinfrastruktur auch zukünftig eine zentrale Bedeutung für das Energiesystem haben werden. Auf der Fernleitungsebene reduziert sich nicht die Leistung, sondern lediglich die Auslastung des Netzes. Je nachdem, ob die gesicherte elektrische Erzeugungsleistung aus zentralen Gaskraftwerken oder dezentralen Anlagen bereitgestellt wird, ergibt sich unter Umständen auch ein entsprechend hoher Bedarf bei den Gasverteilnetzen. Auch Gasspeicher leisten einen wichtigen Beitrag zur Bereitstellung von zeitlicher Flexibilität von Gasnachfrage und –angebot.

Während die Gasnetzinfrastruktur heute vor allem zur Durchleitung von Erdgas genutzt wird, werden mit schärferen Klimazielen zunehmend synthetische Gase und Biomethan eingespeist. Darüber hinaus nimmt die Bedeutung an beigemischtem Elektrolyse-Wasserstoff zu.

17. Erfolgen wichtige Veränderungen im Energiesystem wegen gesellschaftlicher Akzeptanzprobleme nicht schnell genug, kann das 80 %-Klimaziel nur durch einen frühzeitigen Einsatz synthetischer Energieträger erreicht werden.

Eine verlangsamte Transformation der Endenergieverbrauchssektoren in Folge gesellschaftlicher Akzeptanzprobleme führt zu einem geringeren Einsatz von Energieeffizienzmaßnahmen sowie zu einem längeren Verbleib von konventionellen Verbrauchstechnologien im Markt. Dadurch müssen große Mengen an Endenergie in Form klimaneutraler, synthetischer Energieträger bereitgestellt werden. Zudem muss die Energiewirtschaft diese Entwicklung durch eine noch raschere CO_2-Minderung kompensieren.

Führen gesellschaftliche Widerstände gegen den Ausbau von Windenergieanlagen an Land darüber hinaus dazu, dass dieser maximal auf 134 statt 179 GW begrenzt ist, kann das 80 %-Ziel nur erreicht werden, wenn andere Technologien und Energieträger diesen Trend kompensieren. Hierzu ist ein frühzeitiger Einsatz synthetischer Energieträger sowie einer höhere Stromerzeugung aus Photovoltaik, Windenergie auf See und (synthetischem) Gas erforderlich. Bis 2040 werden dafür beispielsweise bereits 267 TWh an PtX benötigt. Bis 2050 steigt der Bedarf auf 493 TWh an und liegt damit um etwa 200 TWh höher als im Szenario TM80.

18. Werden PtX-Importe aus dem nicht-EU-Ausland teurer als in den Zielszenarien erwartet, führt dies zur Verlagerung der Produktion in das EU-Ausland und zu Mehrkosten von 195 bis 461 Milliarden EUR.

Die Sensitivitätsrechnungen, in denen angenommen wird, dass die Importe synthetischer Energieträger aus dem nicht-EU-Ausland sowie die Herstellung in der EU und in Deutschland insgesamt teurer sind als in den 95 %-Basisszenarien, zeigen Folgendes: Erstens verlagert sich die PtX-Erzeugung vom nicht-EU-Ausland in das EU-Ausland. Zweitens entstehen dadurch zusätzliche Kosten. In diesem Fall wird nahezu der gesamte Bedarf an synthetischen Energieträgern in Europa hergestellt. Es zeigt sich, dass große Mengen synthetischer Energieträger auch durch das europäische Stromsystem unter Einhaltung der im EU-Emissionshandelssystem gesetzten Treibhausgasminderungsziele bereitgestellt werden können.

Die teurere PtX-Herstellung und gleichermaßen auch die teureren PtX-Importe verursachen Mehrkosten von 195 Milliarden EUR im EL95-Szenario und 461 Milliarden EUR im TM95-Szenario. Aufgrund des geringeren Einsatzes von PtX in EL95 fallen die Mehrkosten gegenüber TM95 also deutlich niedriger aus. Dennoch bleibt das TM95-Szenario auch bei den höheren Preisen für PtX-Importe günstiger als das EL95-Szenario.

19. Ein Einsatz von Oberleitungs-LKW führt zu einer Verdrängung von H_2-LKW im Elektrifizierungsszenario und LNG-LKW im Technologiemixszenario. Der Strombedarf des Verkehrssektors nimmt zu, wohingegen der Endenergiebedarf insgesamt sinkt.

Werden die Szenarien EL95 und TM95 bezüglich eines Einsatzes von Oberleitungs-LKW variiert, bewirkt dies eine Verdrängung anderer Antriebstechnologien im Schwerlastverkehr. Dies verändert zudem den Endenergieverbrauch des Verkehrssektors. In EL95 ersetzen Oberleitungs-LKW vor allem wasserstoffbetriebene LKW, während sie in TM95 überwiegend LNG-LKW ersetzen. Die Oberleitungs-LKW erhöhen den Strombedarf des Verkehrssektors, während der Endenergiebedarf des Verkehrs aufgrund des gesunkenen Bedarfs an Wasserstoff, Methan und Diesel insgesamt abnimmt.

Die Einbindung von Oberleitungs-LKW in EL95 und TM95 führt in beiden Fällen zu geringeren Gesamtkosten gegenüber dem jeweiligen Basisszenario. Den erhöhten Kosten für den Ausbau und Betrieb einer Oberleistungsinfrastruktur sowie für höhere Stromimporte stehen Einsparungen bei Kapitalkosten, FOM-Kosten, PtX-Importkosten und Infrastrukturkosten des Energiesystems, vor allem bei der Wasserstoffinfrastruktur gegenüber. In TM95 sind die Einsparungen etwas größer als in EL95.

TABELLE 1: KERNERGEBNISSE DER SZENARIENRECHNUNGEN

Entwicklungen bis 2050 (Auswahl)	Referenz	80 %-Klimazielszenarien		95 %-Klimazielszenarien	
		Elektrifizierung (EL80)	Technologiemix (TM80)	Elektrifizierung (EL95)	Technologiemix (TM95)
THG-Emissionen	GESAMT				
	470 Mio. t CO_2ä (- 62 % ggü. 1990)	250 Mio. t CO_2ä (-80 % ggü. 1990)	250 Mio. t CO_2ä (-80 % ggü. 1990)	64 Mio. t CO_2ä (-95 % ggü. 1990)	64 Mio. t CO_2ä (-95 % ggü. 1990)
	DURCHSCHNITTLICHE JÄHRLICHE MINDERUNG AB 2015				
	13 Mio. t CO_2ä	19 Mio. t CO_2ä	19 Mio. t CO_2ä	24 Mio. t CO_2ä	24 Mio. t CO_2ä
Mehrkosten ggü. Referenz (kumuliert bis 2050 und undiskontiert)	SUMME				
	---	1,77 Bio. EUR	1,18 Bio. EUR	2,22 Bio. EUR	1,68 Bio. EUR
	STROMIMPORTKOSTEN				
	---	131 Mrd. EUR	104 Mrd. EUR	231 Mrd. EUR	115 Mrd. EUR
	PTX-IMPORTKOSTEN				
	---	56 Mrd. EUR	187 Mrd. EUR	448 Mrd. EUR	813 Mrd. EUR
	PRIMÄRE BRENNSTOFFKOSTEN				
	---	-592 Mrd. EUR	-480 Mrd. EUR	-790 Mrd. EUR	-671 Mrd. EUR
	INFRASTRUKTURKOSTEN				
	---	377 Mrd. EUR	253 Mrd. EUR	391 Mrd. EUR	272 Mrd. EUR
	FOM-KOSTEN				
	---	54 Mrd. EUR	47 Mrd. EUR	68 Mrd. EUR	52 Mrd. EUR
	KAPITALKOSTEN				
	---	1746 Mrd. EUR	1064 Mrd. EUR	1866 Mrd. EUR	1098 Mrd. EUR

Endenergie-verbrauch	Endenergieverbrauch Gebäude in 2050				
	656 TWh (-34 % ggü. 2015)	383 TWh (-62 % ggü. 2015)	532 TWh (-47 % ggü. 2015)	362 TWh (-64 % ggü. 2015)	523 TWh (-48 % ggü. 2015)
	Endenergieverbrauch Industrie in 2050				
	815 TWh (-1 % ggü. 2015)	837 TWh (+2 % ggü. 2015)	741 TWh (-10 % ggü. 2015)	781 TWh (-5 % ggü. 2015)	673 TWh (-18 % ggü. 2015)
	Endenergieverbrauch Verkehr in 2050				
	470 TWh (-62 % ggü. 2015)	331 TWh (-52 % ggü. 2015)	401 TWh (-43 % ggü. 2015)	331 TWh (-52 % ggü. 2015)	401 TWh (-43 % ggü. 2015)
Technologien Endenergie-verbrauch	Durchschnittliche Sanierungsrate Gebäudehülle 2015 bis 2050				
	1 %	1,6-2,8 %	1,4 %	1,6-2,8 %	1,4 %
	Elektrische Wärmepumpen in Wohngebäuden bis 2050 (2015: 0,5 Mio.)				
	3,2 Mio.	16 Mio.	6,5 Mio.	17 Mio.	7,4 Mio.
	Gasheizungen in Wohngebäuden bis 2050 (2015: 10,3 Mio.)				
	12 Mio.	1,6 Mio.	7,1 Mio.	1,2 Mio.	6,4 Mio.
	Ölheizungen in Wohngebäuden bis 2050 (2015: 6,2 Mio.)				
	2,8 Mio.	0,3 Mio.	3,2 Mio.	0,2 Mio.	2,9 Mio.
	Effizienzfortschritt in der Industrie bis 2050 ggü. 2015				
	23 %	26 %	28 %	30 %	33 %
	Anzahl Benzin/Diesel PKW 2050 (2015: 44,3 Mio.)				
	29,1 Mio.	0,2 Mio.	0,0 Mio.	0,2 Mio.	0,0 Mio.
	Anzahl CNG/LNG/H2 PKW (2015: 0,3 Mio.)				
	2,1 Mio.	6,6 Mio.	14,5 Mio.	6,6 Mio.	14,5 Mio.
	Anzahl Elektrische (BEV/PHEV) PKW bis 2050 (2015: 0,1 Mio.)				
	11,3 Mio.	35,7 Mio.	28,1 Mio.	35,7 Mio.	28,1 Mio.
	Anzahl Benzin/Diesel LKW/LNF (2015: 2,7 Mio.)				
	1,6 Mio.	0,1 Mio.	0,1 Mio.	0,1 Mio.	0,1 Mio.
	Anzahl CNG/LNG/H2 LKW/LNF (2015: 0,0 Mio.)				
	0,8 Mio.	1,2 Mio.	1,7 Mio.	1,2 Mio.	1,7 Mio.
	Anzahl Elektrische (BEV/PHEV) LKW/LNF bis 2050 (2015: 0,0 Mio.)				
	0,8 Mio.	2,0 Mio.	1,4 Mio.	2,0 Mio.	1,4 Mio.
Energiesektor	Stromnachfrage in 2050 (2015: 567 TWh)				
	612 TWh (+8 % ggü. 2015)	1150 TWh (+103 % ggü. 2015)	809 TWh (+43 % ggü. 2015)	1156 TWh (+104 % ggü. 2015)	837 TWh (+48 % ggü. 2015)
	EE-Anteil an Nettostromerzeugung (2015: 30%)				
	72 %	76 %	91 %	87 %	91 %
	Importsaldo (2015: -52 TWh)				
	-44 TWh	15 TWh	-22 TWh	136 TWh	-29 TWh
Gesamtsystem	Primärenergieverbrauch in 2050 (2015: 3681 TWh)				
	2484 TWh (-33 % ggü. 2015)	2007 TWh (-46 % ggü. 2015)	2069 TWh (-44 % ggü. 2015)	1861 TWh (-49 % ggü. 2015)	2007 TWh (-46 % ggü. 2015)
	Anteil erneuerbare Energien am Primärenergieverbrauch 2050 (2015: 12%)				
	29 %	55 %	48 %	61 %	51 %
	Importe synthetischer Energieträger (2015: 0 TWh)				
	0 TWh	25 TWh	152 TWh	396 TWh	744 TWh

1 EINLEITUNG

1.1 Zielsetzung als wissenschaftlicher Hauptgutachter

Die Deutsche Energie-Agentur (dena) hat ewi Energy Research & Scenarios (ewi ER&S) als wissenschaftlichen Hauptgutachter der dena-Leitstudie „Integrierte Energiewende“ beauftragt. Das vorliegende wissenschaftliche Gutachten ist das abschließende Ergebnis dieser Tätigkeit. Aufgabe des wissenschaftlichen Hauptgutachters war es, die durch die dena anvisierte Studien-Methodik umzusetzen: d. h. die Energiewende integriert in einem offenen Diskussionsprozess zu untersuchen, in gemeinsamer Arbeit der Experten der Partnerunternehmen, der dena und der Wissenschaft. In diesem Kreis wurden für die Studie Szenarien und realistische Transformationspfade des Energiesystems bis 2050 entwickelt, welche die CO_2-Minderungsziele unter expliziter Berücksichtigung des Bedarfs an Infrastruktur und dem weiteren Kapitalstock, sowie – und hier fließt insb. die Expertise der Praxispartner ein – um Aspekte wie technische Machbarkeit oder Akzeptanz, erreichen.

Das Hauptziel von ewi ER&S bestand darin das gesamte deutsche Energiesystem, d. h. die Sektoren Energiewirtschaft, Gebäude, Industrie und Verkehr zu modellieren und in fünf verschiedenen Szenarien und weiteren Sensitivitätsrechnungen zu untersuchen, u. a. in Hinblick auf Treibhausgasminderung (THG-Minderung), Energiemengen und Kosten.

Dabei hat ewi ER&S bezüglich bestimmter Themen mit wissenschaftlichen Fachgutachtern kooperiert und diese Zusammenarbeit koordiniert. Die Arbeiten der Fachgutachter sind jeweils im Bericht gesondert gekennzeichnet: Die Annahmen und Randbedingungen des Gebäudesektors, die Transformationspfade des Gebäudesektors (Gebäudezustand, Energiemengen, Investitionskosten) sowie zahlreiche Exkurse zum Gebäudesektor wurden durch ITG Dresden[2] und FIW München[3] erarbeitet (Kapitel 4.1, 5.1.2, 5.1.3 und 9.1). Alle Analysen zum Stromnetzausbau bis 2050 wurden durch die ef.Ruhr erarbeitet (Kapitel 3.4, 4.5, 6.1.5, 6.2.5, 6.3.5, 7.3.1, 8.1.6, 8.3.3 und 8.4.3). Prof. Dr. Peter Radgen[4] steuerte seine Expertise zu den Technologieoptionen im Industriesektor bei, insb. zum notwendigen Einsatz innovativer Technologien (Kapitel 5.2.3). Die dena verfasste einen Exkurs zu CCS als Treibhausgasminderungsoption (Kapitel 9.2).

1.2 Aufbau des wissenschaftlichen Gutachtens

Das vorliegende wissenschaftliche Gutachten hat das Ziel, die große Masse der in dieser Studie erarbeiteten Daten, Annahmen und Modellergebnissen aus verschiedenen Perspektiven zu beleuchten. Zum Beispiel werden die Szenarioergebnisse aus verschiedenen Sichten beleuchtet: Erstens, jedes Szenario für sich als Szenariosteckbrief. Zweitens, alle Szenarien im

[2] ITG Institut für Technische Gebäudeausrüstung Dresden Forschung und Anwendung GmbH (www.itg-dresden.de).
[3] Forschungsinstitut für Wärmeschutz e.V. München (www.fiw-muenchen.de).
[4] Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart (www.ier.uni-stuttgart.de).

Querschnittsvergleich bzgl. bestimmter Aspekte (z. B. THG-Minderung). Dies soll dem Leser ermöglichen, im Sinne eines Nachschlagewerks, auch einzelne Teilaspekte der Studie zu verstehen ohne das Gesamtwerk zu lesen.

Nach einer kurzen Einführung in Kapitel 0 erläutert Kapitel 2 qualitativ die dieser Untersuchung zu Grunde liegenden Szenarien. Die verwendete Methodik wird im Detail im dritten Kapitel erläutert, ehe Kapitel 3.6 die wesentlichen szenarienübergreifenden und –spezifischen Daten und Annahmen darstellt. Kapitel 5 diskutiert die Transformationspfade der Verbrauchssektoren Gebäude, Industrie und Verkehr und reflektiert damit die in den modulspezifischen Partnerkreisen erarbeiteten Pfade. Kapitel 6, Kapitel 7 und Kapitel 8 umfassen eine umfangreiche Diskussion der Ergebnisse. Kapitel 6 erläutert jedes Szenario für sich, während Kapitel 7 die Szenarien im Querschnittsvergleich untersucht. Kapitel 8 enthält diverse Sensitivitätsrechnungen, um die Ergebnisse der Hauptszenarien auf ihre Robustheit zu überprüfen. In Kapitel 9 werden weitere Aspekte in unterschiedlich umfangreichen Exkursen vertieft. In einem umfangreichen Anhang werden die verwendeten Datenannahmen dargestellt.

2 SZENARIEN

In dieser Studie werden vier Zielszenarien und ein Referenzszenario untersucht. Die Zielszenarien beschreiben mögliche Pfade für eine Transformation des Energiesystems, mit denen die deutschen THG-Minderungsziele – Reduktion der THG-Emissionen um 80 % oder 95 % bis 2050 im Vergleich zu 1990 – sektorenübergreifend erreicht werden können. Sie basieren auf drei im Grundsatz unterschiedlichen Entwicklungen. Die Elektrifizierungsszenarien unterstellen eine Transformation des Energiesystems mit rascher und weitgehender Elektrifizierung der Endenergieverbrauchssektoren. In den Technologiemixszenarien wird von einer breiten Variation der eingesetzten Technologien und Energieträger in den Endenergieverbrauchssektoren ausgegangen. Die Zielszenarien werden für zwei verschiedene Ambitionsniveaus modelliert: 80 %-Reduktion und 95 %-Reduktion bis 2050 im Vergleich zu 1990. Damit umfassen sie insgesamt die Szenarien „Elektrifizierung 80 (EL80)“ und Technologiemix 80 (TM80)“ mit einer Reduktion der Treibhausgasemissionen um 80 % sowie die Szenarien „Elektrifizierung 95 Innovation (EL95)“ und „Technologiemix 95 Innovation (TM95)“ mit einer ambitionierteren Reduktion von 95 % der Treibhausgase.

Die Zielszenarien werden mit einer Referenzentwicklung verglichen, die einen Transformationspfad für das Energiesystem beschreibt, mit dem die THG-Minderungsziele verfehlt werden. Das Referenzszenario dient als Vergleichsentwicklung und geht im Grundsatz von einer Fortschreibung historischer und aktueller Politik- und Technologieentwicklungen in den Endenergieverbrauchssektoren aus. Das Referenzszenario ist aber als durchaus ambitioniert zu bewerten. Ein beispielhafter Blick auf die angenommene CO_2-Preisentwicklung auf bis zu 60 EUR/t CO_2ä in 2050 im Vergleich zum aktuellen CO_2-Preisniveau (Stand April 2018: ca. 13 EUR/t CO_2ä) verdeutlicht das Ambitionsniveau dieses Szenarios.

Die Szenarien definieren die Grundausrichtung der Transformation des Energiesystems. Auf Basis dieser Grundausrichtung wurden jeweils unterschiedliche Transformationspfade für die Endenergieverbrauchssektoren Gebäude, Industrie und Verkehr definiert. Diese beschreiben eine zur Grundausrichtung der Szenarien konsistente und realistische Entwicklung der Technologien und Endenergienachfragen in den Verbrauchssektoren. Die Entwicklung in den Verbrauchssektoren vollzieht sich innerhalb szenarienübergeordnet definierter gesamtwirtschaftlicher, energiewirtschaftlicher und technologischer Rahmenbedingungen. Die Transformationspfade und die Rahmenbedingungen wurden in engem Austausch mit den Experten der an der dena-Leitstudie beteiligten Partner erarbeitet.

Die Transformationspfade der Endenergieverbrauchssektoren werden mit Hilfe von Modellrechnungen über das integrierte Energiesystem analysiert. Als Ergebnis wird ein Transformationspfad für den Energiesektor identifiziert, der unter den gegebenen Entwicklungen in den Verbrauchssektoren und den weiteren exogenen Rahmenbedingungen das jeweilige THG-Minderungsziel zu minimalen Transformationskosten erreicht.

Die szenarienübergeordneten gesamtwirtschaftlichen, energiewirtschaftlichen und technologischen Rahmenbedingungen werden in Kapitel 3.6 diskutiert. Darüber hinaus sind sie detailliert im Anhang dargestellt. Die Transformationspfade in den Endenergieverbrauchssektoren werden in Kapitel 5 beschrieben. Im Folgenden wird die Grundausrichtung der Szenarien beschrieben. Abbildung 1 zeigt die untersuchten Szenarien.

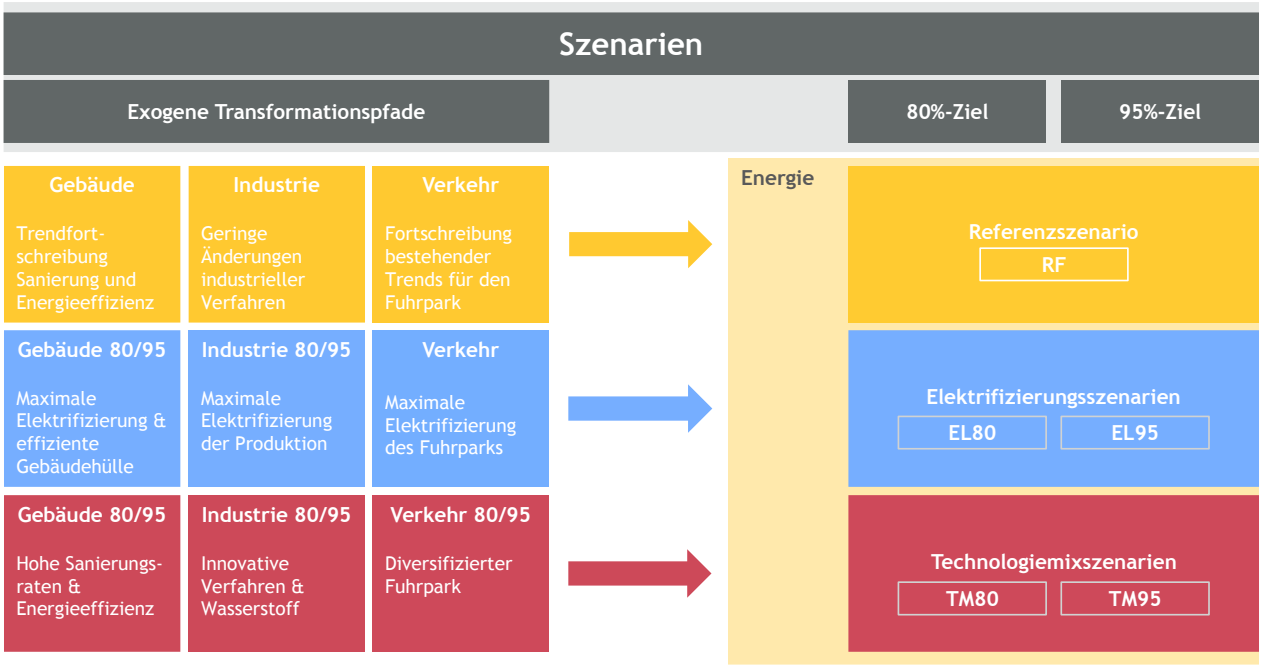


ABBILDUNG 1: SZENARIENÜBERSICHT
Quelle: ewi ER&S

2.1 Referenzszenario (RF)

Das Referenzszenario (RF) geht im Grundsatz von einer progressiven Fortschreibung vergangener und aktueller Politik- und Technologieentwicklungen in den jeweiligen Sektoren aus.

Im Gebäudesektor entwickelt sich die Beheizungsstruktur in Wohngebäuden und Nichtwohngebäuden im Wesentlichen den Trends der letzten Jahre folgend. Effizientere Anlagensysteme erlangen eine größere Bedeutung im Markt, jedoch wird der Austausch alter und ineffizienter Heizungen im Gebäudebestand nicht beschleunigt. Dadurch verbleiben alte und ineffiziente Öl-, Gas- und Stromheizungen noch längere Zeit im Markt. Die Nutzung erneuerbarer Energien im Gebäudebestand steigt geringfügig, Wärmepumpen setzen sich im Wesentlichen im Neubau durch. Die Sanierungsrate und -tiefe verbleibt auf einem niedrigen Niveau.

Im Industriesektor bleibt der Energiebedarf in etwa konstant. Den unterstellten Trend eines Wirtschaftswachstums in den allermeisten Branchen kompensieren angenommene Verbesserungen bei der Energieeffizienz. Der Energieträgermix bleibt ähnlich zum heutigen, wobei Gas leichte Zugewinne auf Kosten von Kohle und Öl erfährt.

Im Verkehrssektor nimmt das Referenzszenario rückgängige Energieverbräuche an. Erstens bewirkt technologischer Fortschritt bei allen Fahrzeugtypen große Effizienzgewinne, ein Trend, der in allen Szenarien angenommen wird. Zweitens unterstellt das Szenario, dass es einen bedeutenden Markthochlauf bei primär elektrisch betriebenen Personenkraftwagen (PKW) gibt. Konventionelle, d. h. mit Benzin oder Diesel betriebene Antriebstechnologien stellen aber auch langfristig noch den überwiegenden Anteil der PKW-Flotte. Auch im Güterverkehr bleiben Diesel-Lastkraftwagen (LKW) die vorherrschende Antriebsart, wobei Erdgas -LKW (sowohl gasförmiges [CNG] als auch flüssiges Erdgas [LNG]) an Bedeutung gewinnen.

Das Szenario hat kein übergeordnetes THG-Minderungsziel. Jedoch wird ein für alle Sektoren einheitlicher CO_2-Preispfad unterstellt, der langfristig dem New Policies Scenario (NPS) des World Energy Outlook 2017 (WEO 2017) der International Energy Agency (IEA)[5] entspricht, kurzfristig aber entsprechend aktueller[6] Future-Notierung langsamer ansteigt. Damit steigt der CO_2-Preis von 8 EUR/t CO_2ä in 2020 bis auf 60 EUR/t CO_2ä in 2050. Diese Preisentwicklung wird auch für die Energiesektoren im restlichen Europa angenommen.

2.2 Elektrifizierungsszenarien (EL80/EL95)

Die Elektrifizierungsszenarien (EL80 und EL95) gehen von einer weitgehenden Elektrifizierung der Endenergieverbrauchssektoren Gebäude, Industrie und Verkehr bis zum Jahr 2050 aus („Most electric world“).

Im Gebäudesektor erfolgt die Elektrifizierung vor allem durch einen zeitnahen und starken Ausbau von Elektrowärmepumpen. Die Energieeffizienz steigt durch eine deutliche Erhöhung der Sanierungsrate und -tiefe des Gebäudebestands.

Im Industriesektor kommen zunehmend Stromanwendungen z. B. zur Herstellung von Prozesswärme zum Einsatz. Strom gewinnt auch in der chemischen Industrie deutlich an Bedeutung – insbesondere für die zunehmend auf Wasserstoffelektrolyse basierende Erzeugung von Ammoniak sowie die Ethylen-Herstellung auf Basis des Methanol-to-Olefin-Verfahrens. Trotz Wirtschaftswachstums sorgen Fortschritte bei der Energieeffizienz für eine etwa gleichbleibende Stromnachfrage, in der der Energieträger Strom relativ an Bedeutung gewinnt.

Im Verkehrssektor erfolgt die Elektrifizierung vor allem in Folge des stark und rasch steigenden Anteils von Elektrofahrzeugen insbesondere beim PKW-Verkehr, aber auch im Straßengüterverkehr. Die Energieeffizienz nimmt durch technologische Fortschritte bei den

[5] IEA (2017).
[6] Die Future-Notierungen der Zertifikatepreise entsprechen dem Stand vom 17.01.2018. Zu jenem Zeitpunkt waren die Zertifkatepreise auf deutlich geringerem Niveau als im April 2018. Der jüngste CO2-Preis-Anstieg konnte in den Annahmen allerdings nicht mehr berücksichtigt werden. Der Effekt auf die Ergebnisse betrifft aber nur das modellierte Jahr 2020 im Referenzszenario, ist also für die zentralen Ergebnisse dieser Studie zu vernachlässigen.

Flotteneffizienzen zu. Bei zurückgehendem Endenergiebedarf steigt die relative Bedeutung des Energieträgers Strom.

Für die Elektrifizierungsszenarien wird ein sektorenübergreifendes THG-Reduktionsziel unterstellt, das über Zwischenziele für 2030 und 2040 auf eine Zielerreichung in 2050 ausgerichtet ist. Der Minderungspfad entspricht den nationalen (aber nicht sektoralen) Klimazielen des Klimaschutzplans (siehe Kapitel 3.1). Es gibt zwei Elektrifizierungsszenarien: EL80 und EL95. Diese unterscheiden sich bezüglich der zu erreichenden THG-Minderungsziele für 2050 von -80 % (EL80) und -95 % (EL95).

2.3 Technologiemixszenarien (TM80/TM95)

Die Technologiemixszenarien (TM80 und TM95) gehen von einer breiten Variation der eingesetzten Technologien und Energieträger in den Endenergieverbrauchssektoren Gebäude, Industrie und Verkehr bis zum Jahr 2050 aus.

Im Gebäudesektor kommt ein Mix an verschiedenen Technologien, darunter Elektrowärmepumpen, Gas- und Ölheizungen, zur Wärmebereitstellung zum Einsatz. Die Energieeffizienz steigt durch den Einsatz modernerer Technologien im Anlagenpark sowie eine moderate Erhöhung der Sanierungsrate und –tiefe des Gebäudebestands.

Im Industriesektor erfolgt die Erzeugung von Prozesswärme und mechanischer Energie mit einem ähnlichen Energieträgermix wie heute, allerdings steigert Gas seinen Anteil, sowohl in der energetischen als auch in der nicht-energetischen Nutzung. Wasserstoff gewinnt an Bedeutung im Endenergiemix. Trotz Wirtschaftswachstums wird durch Fortschritte bei der Energieeffizienz von einem Rückgang der Endenergienachfrage ausgegangen.

Im Verkehrssektor wird ein Mix von Verbrennungsmotor-, Elektro- und Brennstoffzellenfahrzeugen eingesetzt. Elektro- und Brennstoffzellenfahrzeuge dominieren den Mix im PKW-Segment, CNG-/ LNG-/Wasserstoff-Antriebe gewinnen deutlich an Marktanteilen im Straßengüterverkehr. Die Energieeffizienz nimmt durch technologische Fortschritte bei den Flotteneffizienzen zu.

Für die Technologiemixszenarien werden wie in den EL-Szenarien sektorenübergreifende THG-Minderungsziele unterstellt, die über Zwischenziele für 2030 und 2040 auf eine Zielerreichung in 2050 ausgerichtet sind und den nationalen Klimazielen des Klimaschutzplans entsprechen (siehe Kapitel 3.1). Es gibt zwei Technologiemixszenarien: TM80 und TM95. Diese unterscheiden sich im zu erreichenden THG-Minderungsziel für 2050 von -80 % (TM80) und -95 % (TM95).

3 METHODIK

3.1 Treibhausgasemissionen und Klimaziele

3.1.1 Bilanzierung von Treibhausgasemissionen

Das zentrale politische Ziel der Energiewende ist die im Klimaschutzplan (KSP) festgelegte Reduktion der nationalen THG-Emissionen bis zum Jahr 2030 um 55 %, bis zum Jahr 2040 um 70 % und bis zum Jahr 2050 um 80 % bis 95 % gegenüber dem Basisjahr 1990. Zur Bestimmung der Zielerreichung müssen die THG-Emissionen bilanziell erfasst werden sowohl in Hinblick auf die Deutschland zuzurechnenden Emissionen als auch in Hinblick auf die Emissionen nach Sektor. Grundsätzlich bieten sich dazu zwei methodische Ansätze an: das Quellprinzip und das Verursacherprinzip. Beim Quellprinzip werden die Emissionen der nationalen THG-Bilanz zugerechnet, sofern sie innerhalb der nationalen (das heißt territorialen) Grenzen entstanden sind. Die Verursacher der Emissionen spielen dabei keine Rolle. Dies hat zur Folge, dass z. B. Emissionen, die bei der Erzeugung von Importstrom entstehen, in der THG-Bilanz nicht berücksichtigt werden, Emissionen von Exportstrom hingegen schon. Beim Verursacherprinzip werden die Emissionen der nationalen THG-Bilanz zugerechnet, sofern sich der Verursacher innerhalb der nationalen Grenzen befindet. Unerheblich ist, ob die Emissionen auch innerhalb der nationalen Grenzen entstanden sind. Dies verlangt die Erfassung der gesamten Emissionen der vorgelagerten Wertschöpfungskette eines Produktes. Folglich werden bei diesem Bilanzierungsansatz Emissionen von Importstrom in der THG-Bilanz berücksichtigt, Emissionen von Exportstrom allerdings nicht, da sich die Verursacher nicht innerhalb der nationalen Grenzen befinden. Tabelle 2 stellt die Bilanzierung der Emissionen nach beiden Prinzipien im Detail dar.

Bezüglich der Aufteilung der Emissionen auf die Sektoren Energie, Gebäude, Industrie und Verkehr ist der jeweilige Mechanismus von Quell- bzw. Verursacherprinzip ähnlich: Das Quellprinzip bilanziert nach dem Sektor, in welchem die Verbrennung und damit Freisetzung von Treibhausgasen stattgefunden hat. Wird beispielsweise im Gebäudesektor Gas verbrannt, werden die entsprechenden THG-Emissionen dem Gebäudesektor zugerechnet. Kommt eine Elektrowärmepumpe zum Einsatz, werden nach dem Quellprinzip keine Emissionen im Gebäudesektor bilanziert. D.h. die impliziten THG-Emissionen des im Gebäudesektor genutzten Energieträgers Strom werden dem Energiesektor zugerechnet. Nach dem Verursacherprinzip gilt dies nicht: Hier wird der implizite THG-Gehalt des Stroms dem Gebäudesektor zugerechnet. Bilanziell folgt also ein Wälzen der THG-Emissionen vom Energie- zum Gebäudesektor.

TABELLE 2: BILANZIERUNGSSYSTEME DER TREIBHAUSGASEMISSIONEN

Sektor	Quellprinzip	Verursacherprinzip
Energie	Emissionen aus öffentlicher Strom- und Wärmeversorgung, Raffinerien und Erdgasverdichtern.	Emissionen werden auf die Verbrauchssektoren gewälzt.
Gebäude	Emissionen aus Verbrennungsprozessen in Wohn- und Nichtwohngebäuden im Wesentlichen für Raumwärme und Warmwasser. Strom und Fernwärme sind dem Energiesektor zugeordnet.	Emissionen aus Verbrennungsprozessen in Wohn- und Nichtwohngebäuden im Wesentlichen für Raumwärme und Warmwasser sowie aus dem Bezug von Strom und Wärme aus öffentlicher Versorgung.
Industrie	Emissionen aus Verbrennungsprozessen für Prozesswärme in GHD und Industrie sowie nicht-energetische Emissionen aus der Industrie.	Emissionen aus Verbrennungsprozessen für Prozesswärme in GHD und Industrie sowie nicht-energetische Emissionen aus der Industrie und dem Bezug von Strom und Wärme aus öffentlicher Versorgung.
Verkehr[7]	Kraftstoffverbrennung im Straßen- und Schienenverkehr, in der Binnenschifffahrt und im nationalen Luftverkehr.	Kraftstoffverbrennung im Straßen- und Schienenverkehr, in der Binnenschifffahrt und im nationalen Luftverkehr sowie Bezug von Strom aus öffentlicher Versorgung.
Landwirtschaft, Abfallwirtschaft und Übrige	Emissionen aus Tierhaltung, Kraftstoffverbrennung, Abfallwirtschaft und übrigen Prozessen.	Emissionen aus Tierhaltung, Kraftstoffverbrennung, Abfallwirtschaft und übrigen Prozessen sowie Bezug von Strom aus öffentlicher Versorgung.

In der internationalen THG-Berichterstattung ist das Quellprinzip der übliche Bilanzierungsansatz. Nach diesem Prinzip richtet sich auch die Bilanzierung im KSP der Bundesregierung und im EU-Emissionshandelssystem (EU-ETS). Da in dieser Untersuchung das gesamteuropäische Energiesystem entsprechend des aktuellen marktwirtschaftlichen Rahmens sowie die nationalen Klimaziele entsprechend des KSP betrachtet sind, ist das Quellprinzip der sachgerechte Bilanzierungsansatz. Bilanziert werden energiebedingte und prozessbedingte THG-Emissionen (CO_2-Äquivalente) ohne Berücksichtigung von Vorkettenemissionen.[8]

Die Studie weicht in einem Aspekt vom Quellprinzip (wie wir es heute kennen), ab: Da insbesondere die zielerreichenden 95 %-Szenarien auf Importe synthetischer Brennstoffe angewiesen sind, stellt sich künftig die Frage, wie diese zu bilanzieren sind. Nach dem Quellprinzip

[7] Entsprechend des KSP werden die THG-Emissionen des inländischen Energieverbrauchs bilanziert. Für den Verkehr umfasst dies den Energieverbrauch des gesamten inländischen Verkehrsaufkommens inkl. ausländischer Verkehrsteilnehmer. Aufgrund des hohen transnationalen Verkehrsaufkommens ist dies insb. für den (schweren) Straßen(güter)verkehr von Bedeutung. Insofern ist der Energieverbrauch ausländischer Verkehrsteilnehmer für den Straßenverkehr berücksichtigt. Für den Schienen-, Schiff- und Luftverkehr sind hingegen keine auf Deutschland entfallenen Emissionen der internationalen Seeschifffahrt und des internationalen Schienen- und Luftverkehrs berücksichtigt. (BMUB [2016]).

[8] Der in dieser Studie betrachtete CO_2-Bilanzrahmen für Deutschland umfasst keine Bewertung der impliziten CO_2-Gehalte von Importgütern. Importierte Güter könnten unter Verursachung von THG-Emissionen, z. B. basierend auf Kohleverstromung im Ausland hergestellt worden sein, wie etwa Metalle, Batterien oder Photovoltaikmodule. Da der CO_2-Footprint solcher Güter nicht seriös quantifiziert werden kann (erst recht nicht bis ins Jahr 2050) und die gegebene CO_2-Bilanzierung sowie die CO_2-Ziele Deutschlands die impliziten THG-Emissionen von Importgütern nicht betrachten, ist dieses Thema im Weiteren kein Untersuchungsgegenstand dieser Studie.

im engeren Sinne führt das Verfeuern z. B. von importiertem synthetischem Diesel in Deutschland zu THG-Emissionen, welche der deutschen Bilanz zuzurechnen wären. Umgekehrt würden in jenem Land, welches synthetischen Diesel herstellt, negative Emissionen anfallen. Wenn aber synthetischer Diesel zu den THG-Emissionen in Deutschland gezählt würde, würde es für dieses Produkt wohl keine oder nur eine geringe Nachfrage geben. Kaum ein Verbraucher in Deutschland wäre bereit, die deutlich höheren Kosten von synthetischem vs. konventionellem Diesel in Kauf zu nehmen, wenn er kein CO_2 damit einsparen würde (und z. B. dadurch die Kosten einer möglichen CO_2-Steuer vermeiden würde). In anderen Worten hat synthetischer Brennstoff nur einen Mehrwert, wenn damit die CO_2-Bilanz verbessert wird. Daraus folgt, dass mit dem zunehmenden Import von synthetischen Brennstoffen auch deren CO_2-Bilanzierung neu zu definieren ist. Denkbar wäre, dass der Importeur beim Kauf einer Einheit synthetischem Brennstoff ein Zertifikat über dessen Klimaneutralität erhält. Mit diesem Zertifikat würde die deutsche CO_2-Bilanz um eine Einheit reduziert werden und die Bilanz des Herstellerlandes um eine Einheit erhöht werden. Für diese Studie wird angenommen, dass es einen entsprechenden angepassten Bilanzierungsmechanismus gibt. Folglich gehen synthetische Brennstoffe mit einem CO_2-Faktor von Null in die nationale CO_2-Bilanzierung ein.

3.1.2 Klimaziele

Die im KSP definierten THG-Minderungsziele werden in den Szenariorechnungen wie folgt betrachtet. In den Elektrifizierungsszenarien und Technologiemixszenarien wird eine sektorenübergreifende Reduktion der nationalen THG-Emissionen bis zum Jahr 2050 um 80 % (EL80 und TM80) sowie 95 % (EL95 und TM95) ggü. dem Basisjahr 1990 vorausgesetzt. Das THG-Minderungsziel für das Jahr 2050 ist im KSP flankiert von weiteren sektorenübergreifenden Reduktionszielen für die Jahre 2020, 2030 und 2040. Für das Jahr 2030 ist ein Minderungsziel von 55 % ggü. dem Jahr 1990 vorgegeben, für das Jahr 2040 ein Ziel von 70 %. In Anbetracht der unterschiedlichen Zielsetzungen für das Jahr 2050, werden in dieser Untersuchung für das Jahr 2040 allerdings vom KSP abweichende Reduktionsziele angenommen: Für die Szenarien EL80 und TM80 liegt das Reduktionsziel entsprechend KSP bei 70 %, für die Szenarien EL95 und TM95 hingegen bei einem höheren Ziel von 75 %. Aufgrund der beobachtbaren bisherigen Entwicklung wird angenommen, dass das THG-Minderungsziel von 40 % im Jahr 2020 ggü. 1990 nicht erreicht werden wird, sodass dieses in der Modellierung nicht als bindend angenommen ist.

Für die in der Untersuchung nicht modellierten Sektoren Landwirtschaft, Abfallwirtschaft und Übrige wird ein sektorenübergreifendes Minderungsziel von minus 60 % im Jahr 2050 ggü. 2050 in den Szenarien EL80 und TM80 sowie ein Ziel von minus 71 % in 2050 ggü. 1990 in den Szenarien EL95 und TM95 angenommen. Entsprechend der für alle Sektoren definierten nationalen THG-Minderungsziele ergeben sich dadurch überproportionale Minderungsziele für die modellierten Sektoren Gebäude, Industrie, Verkehr und Energie. Die resultierenden THG-Minderungspfade für die einzelnen Sektoren sind in Tabelle 3 dargestellt.

TABELLE 3: TREIBHAUSGASMINDERUNGSZIELE DER ZIELSZENARIEN

Treibhausgasemissionen						
Szenario	Sektor	Einheit	2020	2030	2040	2050
EL80	Gesamtwirtschaft	% ggü. 1990	---	55,0	70,0	80,0
	Landwirtschaft, Abfallwirtschaft und Übrige		---	34,0	47,0	60,0
TM80	Energiewirtschaft, Gebäude, Industrie und Verkehr		---	57,0	72,5	82,2
EL95	Gesamtwirtschaft		---	55,0	75,0	95,0
	Landwirtschaft, Abfallwirtschaft und Übrige		---	34,0	47,0	71,0
TM95	Energiewirtschaft, Gebäude, Industrie und Verkehr		---	57,0	77,5	97,7

Für das Referenzszenario ist kein übergeordnetes THG-Minderungsziel, sondern stattdessen ein für alle Sektoren einheitlicher CO_2-Preispfad vorgeben. Dieser entspricht langfristig der Annahme im NPS des WEO 2017 der IEA[9], steigt kurzfristig aber entsprechend aktueller[10] Future Notierungen langsamer an - von 8 EUR/t CO_2ä im Jahr 2020 bis auf 60 EUR/t CO_2ä im Jahr 2050. Diese Preisentwicklung wird auch für den Stromsektor im übrigen Europa angenommen.

Da das Ziel der Modellierung die Bestimmung einer kostenoptimalen Endenergiebereitstellung über die Sektoren Gebäude, Industrie, Verkehr und Energie hinweg ist, werden sektorenübergreifende und keine sektorspezifischen THG-Minderungsziele vorgegeben. Der KSP sieht dagegen zusätzliche sektorale Ziele für das Jahr 2030 vor. Diese werden aber in dieser Studie nicht als Zielvorgaben angenommen, sondern nur als Vergleichsgröße für die Ergebnisdiskussion betrachtet.

3.2 Entwicklung von Transformationspfaden in den Endenergieverbrauchssektoren

Die Basis der Modellierung des integrierten Energiesystems liegt in der Definition unterschiedlicher, möglichst realistischer Entwicklungen von Technologien, Prozessen und Materialen in den Endenergieverbrauchssektoren Gebäude, Industrie und Verkehr. Diese sogenannten Transformationspfade spannen einen breiten Korridor an denkbaren Entwicklungen auf und orientieren sich in ihrer Ausrichtung an den übergeordneten Szenarien Elektrifizierung, Technologiemix und Referenz. Sie wurden von dena und ewi ER&S in engem Austausch mit den Experten der an der dena-Leitstudie beteiligten Partner entwickelt. Die Entwicklung der Transformationspfade erfolgte explorativ und ohne Berücksichtigung der damit verbundenen Kosten. Folglich haben sie keinen Anspruch auf Kostenoptimalität. Die Transformationspfade wurden für die Modellierung des Energiesystems in jährliche und stündliche Endenergieverbräuche und damit Leistungsbedarfe übersetzt. Diese gehen als exogene Größen in die Modellierung ein.

[9] IEA (2017).
[10] Siehe Fußnote 6.

Eine detaillierte Darstellung der Transformationspfade folgt in Kapitel 5. Zusammenfassend werden für den Gebäudesektor unterschiedliche Entwicklungen zum Anteil und der Anzahl von Anlagentechnik für Ein-, Zwei- und Mehrfamilienhäusern sowie Nicht-Wohngebäuden angenommen. Zudem werden Annahmen über den Grad der Modernisierung der Gebäudehülle und der Anlagentechnik getroffen. So kann z. B. der Bedarf für Raumwärme und Warmwasser abgeleitet werden. Im Industriesektor werden branchen- und z. T. prozessspezifische Annahmen über die Entwicklung von Energieeffizienz, Wirtschaftswachstum und Produktionstechnologien getroffen. Daraus werden Endenergieverbrauch, Prozessemissionen sowie nicht-energetischer Verbrauch bestimmt. Im Verkehrssektor werden Annahmen über die Verkehrsträgerentwicklung, Fahrzeugtechnologien, Antriebseffizienten und Fahrleistungen für die Verkehrsträger Straße, Schiene, Binnenschifffahrt und Luftverkehr getroffen. Hieraus leiten sich ebenso exogene Energiebedarfe des Verkehrssektors ab.

3.3 Modellierung des Energiesektors

Die exogenen Endenergiebedarfe der Verbrauchssektoren Gebäude, Industrie und Verkehr gehen in das Gesamtenergiesystemmodell DIMENSION+ ein. Dieses minimiert sektorenübergreifend die kurz- und langfristigen Bereitstellungskosten aller Energieträger im europäischen Gesamtsystem unter Berücksichtigung der wechselseitigen Interdependenzen und gegebener politischer, regulatorischer und technologischer Rahmenbedingungen. Alle Berechnungen erfolgen auf Basis des von ewi ER&S betriebenen europäischen Strommarktmodells DIMENSION.[11] Darüber hinaus werden die Kosten für den Ausbau und Betrieb von öffentlicher und industrieller Wärmeerzeugung, der Erzeugung synthetischer Brennstoffe (Elektrolyse, Methanisierung und Fischer-Tropsch-Synthese) sowie von Strom-, Gas-, und Wärmenetzen abgebildet. Diese ergeben sich auf Basis der Höhe und Struktur des jeweiligen Angebots sowie der Nachfrage. Die Erzeugung von Strom, Wärme und synthetischen Brennstoffen erfolgt anhand endogener Investitionsentscheidungen unter Berücksichtigung von Rückkopplungseffekten. Das Modell ermöglicht somit eine gekoppelte Untersuchung des Gesamtenergiesystems unter Einbeziehung von Infrastrukturen.

[11] Das europäische Strommarktmodell DIMENSION optimiert Dispatch und Investition im europäischen Kraftwerkspark bis 2050 in hoher räumlicher und zeitlicher Auflösung. Die Stromnachfrageentwicklung der EU-Mitgliedstaaten ohne Deutschland wird exogen angenommen. Mögliche Veränderungen in den Endenergiesektoren, wie in dieser Studie für Deutschland modelliert, werden nicht untersucht. Je nach Szenario könnten sich dadurch für das Ausland andere Stromnachfragen ergeben, z. B. bei einer hohen Durchdringung strombasierter Anwendungen.

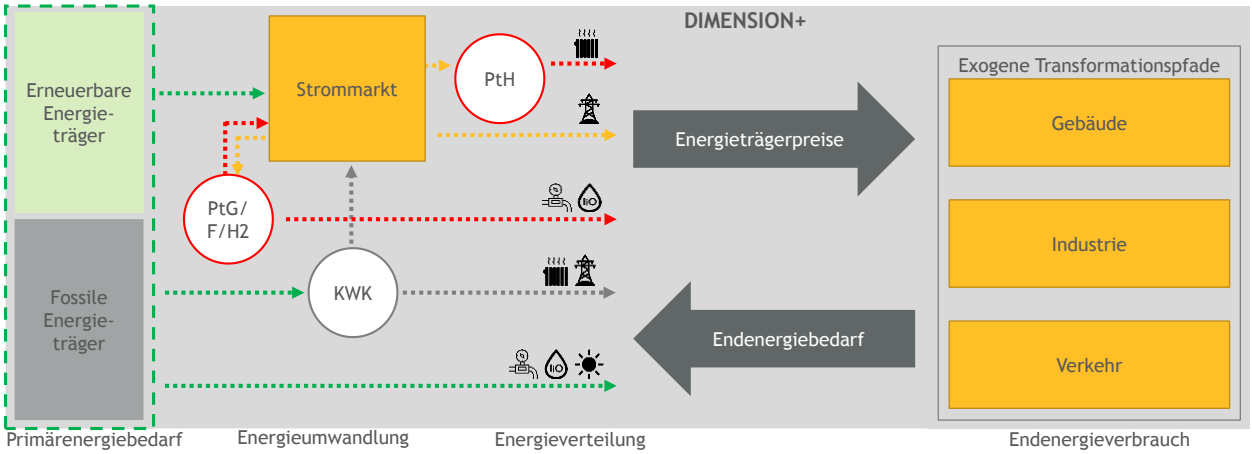


ABBILDUNG 2: SCHEMATISCHE DARSTELLUNG VON DIMENSION+
Quelle: ewi ER&S

Abbildung 2 stellt die Wirkungszusammenhänge des Modells schematisch dar. Anhand der exogen ermittelten Transformationspfade ergeben sich jährliche Endenergiebedarfe sowie Investitionen und Betriebskosten aus den einzelnen Endenergiesektoren. Für jeden Verbrauchssektor wurde ein Bottom-Up-Modul entwickelt, welches die sektorspezifischen Annahmen und Randbedingungen abbildet und in Energiemengen und Kosten übersetzt.[12] Die aus den Bottom-Up-Modulen übermittelten Endenergiebedarfe werden auf Basis historischer Daten in stündliche Standardlastprofile gewandelt, welche sich je nach Anwendung unterscheiden.[13]
Der aggregierte Energiebedarf der einzelnen Endenergieverbrauchssektoren wird im Modell durch die Energiewirtschaft kostenminimal gedeckt. Hierbei werden sowohl die Kosten der modellendogenen Produktion von Strom, Wärme und synthetischen Brennstoffen sowie die Beschaffungskosten für Energieträger (konventionelle, biogene, von außerhalb der EU importierte synthetische Brennstoffe) berücksichtigt. Das Modell optimiert, auch gegeben bestimmter THG-Minderungspfade oder CO_2-Preise, den Primärenergiemix aus den verschiedenen konventionellen und erneuerbaren Energieträgern.

Im Folgenden werden die wesentlichen Aspekte der Modellierung beschrieben. Kapitel 3.3.1 stellt den sektoralen Bilanzrahmen unterschiedlicher Anwendungsbereiche des Endenergieverbrauchs für diese Studie dar. Das Kapitel 3.3 geht auf die Implementierung marktwirtschaftlicher Rahmenbedingungen des Energiemarktes ins Modell ein: Zunächst wird die modellseitige Abbildung des europäischen Strommarktes sowie gesicherter Leistung und Dunkelflaute beschrieben. Es folgt die Darstellung der zentralen Rahmenbedingungen des Modells bzgl. THG-Minderungszielen und erneuerbaren Energien (EE) Potenzialen. Eine technische Beschreibung der Abbildung synthetischer Brennstoffe im Modell sowie der Berücksichtigung von Infrastruktur schließt das Kapitel ab.

[12] Siehe Kapitel 5 und 7.5.
[13] Siehe Infobox 1.

3.3.1 Sektorale Bilanzierung von Endenergieverbräuchen

Für eine Energiebilanz muss eine Zuordnung des Endenergiebedarfs nach Verwendungsbereich je Sektor erfolgen. Die sektorale Gliederung des Endenergieverbrauchs unterteilt die Endenergieverbrauchssektoren Gebäude, Industrie und Verkehr. Durch diese Unterteilung werden den Sektoren Endenergieverbräuche aus unterschiedlichen Anwendungszwecken zugewiesen. Die Sektoren sind hinsichtlich der Anforderungen des entsprechenden Endenergiebedarfs damit klar unterscheidbar.

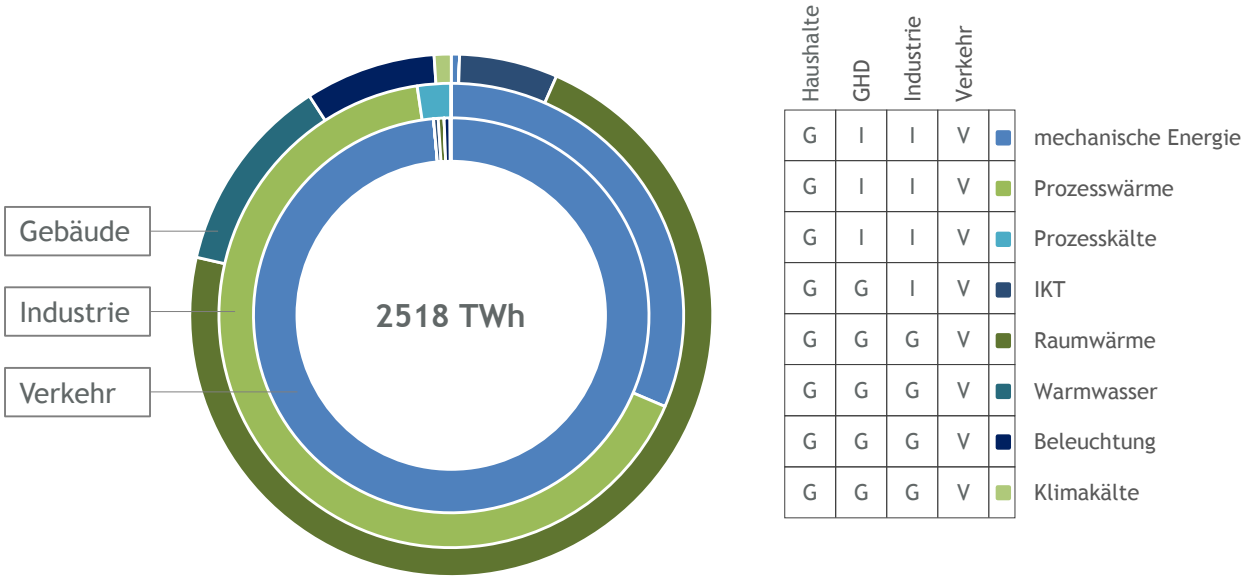


ABBILDUNG 3: BILANZIERUNG DES ENDENERGIEVERBRAUCHS NACH AGEB (LINKS) UND AUFTEILUNG IN DENA-LEITSTUDIE (RECHTS)

Quellen: AGEB (2018); ewi ER&S

Die statistische Datengrundlage, welche den Anwendungsbilanzen der AG Energiebilanzen (AGEB)[14] entnommen ist, unterteilt den gesamten Endenergiebedarf in die Sektoren Haushalte, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD), Industrie und Verkehr. Somit bedarf es einer Zuordnung der Sektoren und Anwendungsbereiche zu der in dieser Studie verwendeten Bilanzierung. Abbildung 3 stellt die Zuordnung des Endenergieverbrauchs je Anwendungsbereich zwischen AGEB Anwendungsbilanzen und dena-Leitstudie für das Jahr 2015 schematisch dar.

Anwendungsbereiche des Endenergieverbrauchs werden entsprechend AGEB generell in Wärmeanwendungen (Raumwärme, Warmwasser, Prozesswärme), Kälteanwendungen (Klimakälte, Prozesskälte), mechanische Energie, Beleuchtung und Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT) unterteilt. Die Bilanzierung der dena-Leitstudie richtet sich für den Sektor Gebäude entsprechend der Vorgaben von dena und Partnern zunächst nach dem Bilanzierungsrahmen der Energieeinsparverordnung (EnEV) für Wohn- und Nichtwohngebäude.[15]

[14] AGEB (2018).

[15] Nach EnEV sind im Sektor der Wohngebäude nur die Energiemengen für Heizung, Warmwasser und Lüftung sowie die entsprechende (elektrische) Hilfsenergie bilanziert. Kühlung wird in Wohngebäuden in der vorliegenden Studie nur entsprechend der heutigen Energiemengen

Nichtwohngebäude beinhalten sowohl GHD- als auch Industriegebäude. Entsprechend der Bilanzierung nach AGEB werden dem Gebäudesektor zusätzlich Endenergiemengen für Haushaltsgeräte sowie IKT-Mengen aus Haushalten und GHD zugerechnet. Der Endenergieverbrauch des Sektors Industrie besteht somit aus Prozesswärme, -kälte und mechanische Energie aus GHD und Industrie sowie IKT aus Industrie. Der Bilanzierungsrahmen des Verkehrssektors entspricht jenem der AGEB Anwendungsbilanzen.

Insgesamt beläuft sich der abgebildete Endenergiebedarf in 2015 auf 2518 TWh[16]. In Gebäuden wird der größte Teil des Endenergieverbrauchs für Raumwärme (72 %) und Warmwasser (12 %) verwendet. Der restliche Anteil besteht in absteigender Reihenfolge aus Beleuchtung, IKT, Klimakälte und mechanischer Energie. In der Industrie werden 66 % des Endenergieverbrauchs für Prozesswärme verwendet, 31 % entsprechen mechanischer Energie sowie 2 % Prozesskälte. Der Verkehrssektor benötigt mit 99 % praktisch seinen gesamten Endenergieverbrauch für die Bereitstellung mechanischer Energie.

Anhand der unterschiedlichen Anwendungsbereiche wurden für die einzelnen Verwendungszwecke in den Sektoren Standardlastprofile entwickelt, welche die jährlichen Endenergiemengen in stündliche Zeitreihen übersetzen. Bei gewissen Anwendungen besteht die Möglichkeit, per Demand Side Management (DSM) Lasten zu verschieben und somit auf Preisfluktuation zu reagieren.

3.3.2 Stromhandel, gesicherte Leistung und Dunkelflaute

Aus den Zeitreihen der Endenergieverbräuche ergeben sich Nachfrageprofile, die vom Energiesektor bereitgestellt werden müssen. Für die Nachfrage nach Strom und Wärme müssen diese Mengen stündlich gedeckt sein.[17]

DIMENSION+ bildet die Strommärkte von 28 europäischen Ländern integriert ab (EU-28 ohne Malta und Zypern, aber inklusive Norwegen und Schweiz). Analog zur Entwicklung des Kraftwerksparks in Deutschland erfolgen Investitionen in Stromerzeugungskapazitäten in anderen europäischen Ländern. Die Entwicklung des Stromaustauschs zwischen Nachbarländern ergibt sich als Marktergebnis. Stromhandel zwischen Ländern wird stündlich abgebildet und findet bei unterschiedlichen Großhandelspreisen statt. Der Austausch ist beschränkt auf exogen bestimmte Interkonnektorenkapazitäten zwischen den entsprechenden Ländern (siehe Kapitel 4.4.2 sowie Tabelle 47 im Datenanhang).

berücksichtigt, da unterstellt wird, dass der sommerliche Wärmeschutz bei Gebäuden entsprechend ausgestaltet wird. Bei Nichtwohngebäuden wird zusätzlich die Energie für Beleuchtung und Klimakälte in die Berechnung einbezogen.

[16] Der Endenergiebedarf für 2015 in AGEB (2018) beläuft sich auf 2472 TWh. Leichte Abweichungen ergeben sich im Wesentlichen durch Temperaturnormierung.

[17] Der Endenergiebedarf nach Gas und Mineralölprodukten muss aufgrund geringerer Kosten zur Speicherung lediglich jährlich gedeckt sein. Es erfolgt nach Durchführung der Modellierung allerdings ein Konsistenzcheck, ob die Leistungsbedarfe für diese Energieträger gedeckt werden können.

Zusätzlich zur stündlichen Nachfrage werden in DIMENSION+ angebots- und nachfrageseitige Bedingungen der Jahreshöchstlast und Dunkelflaute berücksichtigt. Tabelle 4 stellt die Methodik zur Deckung dieser Situationen im Überblick dar, bevor sie folgend im Detail beschrieben wird.

TABELLE 4: METHODIK ZUR DECKUNG VON JAHRESHÖCHSTLAST UND DUNKELFLAUTE IM ÜBERBLICK

Angebotsseite	Gesicherte Leistung zur Deckung der Jahreshöchstlast[18]	Gesicherte Leistung zur Deckung der Nachfrage in Dunkelflaute[19]
Wind Onshore	1 %	3 %
Wind Offshore	5 %	10 %
Photovoltaik	0 %	10 %
Speicher	≤ 100 %	0 %
Laststeuerung	≤ 100 %	0 %
Stromimporte	5 GW	0 GW

Bereitstellung gesicherter Leistung in der Jahreshöchstlast

In DIMENSION+ wird endogen die Jahreshöchstlast ermittelt, welche sich aus der Stromnachfrage einzelner Anwendungen (bspw. elektrische Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge) ergibt. Neben der maximalen Last der Nachfrageprofile ist hierzu die zeitliche Gleichzeitigkeit der Nutzung unterschiedlicher Anwendungen in unterschiedlichen Sektoren maßgeblich. Ebenso gehen DSM-Maßnahmen zur Reduktion der Jahreshöchstlast in die Berechnung mit ein.

Mit zunehmender Elektrifizierung des Energiesystems steigt die Jahreshöchstlast im zeitlichen Verlauf an. Diese muss durch entsprechende gesicherte Leistung des Stromsektors (inkl. Kraft-Wärme-Kopplung [KWK]) gedeckt werden. Technologien, welche für die gesicherte Leistung zur Verfügung stehen, beinhalten sowohl konventionelle Kraftwerke als auch dezentrale Erzeugungseinheiten und (Batterie-)Speicher. Nicht-regelbare Wind Offshore-Anlagen können mit 5 % sowie Wind Onshore-Anlagen mit 1 % der installierten Kapazität zur gesicherten Leistung beitragen, während Photovoltaik keinen Beitrag leistet. Der Beitrag von Stromimporten zur gesicherten Leistung ist auf 5 GW beschränkt.

Bereitstellung gesicherter Erzeugung in der Dunkelflaute

Neben der absoluten Spitzenlast werden zudem nachfrage- und angebotsseitige Anforderungen einer zweiwöchigen Dunkelflaute ermittelt, die durch das Energiesystem gedeckt werden müssen. Zur Abbildung der Dunkelflaute wird unterstellt, dass für 14 Tage eine Situation mit sehr niedriger Wind- und Photovoltaikeinspeisung vorliegt sowie gleichzeitig geringe Außentemperaturen herrschen. Auf Grundlage von historischen Temperaturprofilen wurden zweiwöchige Nachfrageprofile erstellt, die eine hohe Wärmenachfragesituation replizieren. Die Auswertung der Klimadaten für Deutschland für ein mittleres Jahr ergibt eine mittlere Außentemperatur in den kältesten 14 Tagen von ca. minus 3 C. Die Umrechnung auf die maximale Heizlast ergibt, dass

[18] Bezogen auf installierte Leistung oder absolut.
[19] Bezogen auf installierte Leistung oder absolut.

Wärmeanwendungen mit rund 80 % ihrer Leistung durchgängig zur zweiwöchigen Last beitragen. Für elektrische Heizsysteme überträgt sich diese Leistungsnachfrage in den Strommarkt. Die dauerhaft zu deckende Last aus Industrie und Verkehr entspricht in der in dieser Studie modellierten Dunkelflaute lediglich ihrer durchschnittlichen jährlichen Leistung.

Die durchgängig hohe Residuallast der Dunkelflaute muss im Stromsystem angebotsseitig durch entsprechende gesicherte Erzeugung gedeckt werden. Die Anforderungen an die Dunkelflaute unterscheiden sich zu jenen der Jahreshöchstlast insofern, dass sich die Lastperiode über zwei Wochen erstreckt, ggü. einer kurzfristigen Peak-Situation in der Jahreshöchstlast.

Durch Abgleich historischer EE-Erzeugungsprofile wurde der Beitrag von Wind und Photovoltaik zur Lastdeckung in der Dunkelflaute ermittelt. Beide Erzeugungsarten können in der Dunkelflaute nur zu einem sehr geringen Anteil zur gesicherten Erzeugung beitragen. Der Beitrag von Photovoltaik-Anlagen beträgt in einer kalten Dunkelflaute durchschnittlich 3 % ihrer Leistung, Windenergieanlagen (Onshore und Offshore) können mit durchschnittlich 10 % beitragen. Batterien, Wärmespeicher und DSM-Maßnahmen gleichen zwar kurzfristige Lastschwankungen in der Dunkelflaute aus, können in einer solchen Situation jedoch aufgrund von Kapazitätsrestriktionen nicht dazu beitragen, die durchgängige hohe Residuallast dauerhaft zu decken, bzw. zu reduzieren. Aufgrund hoher Spitzenlast im Ausland wird in Abstimmung mit den studienpartnern angenommen, dass Stromimporte keinen nachhaltigen Beitrag zur Deckung der Stromnachfrage in einer zweiwöchigen Dunkelflaute leisten können. Infobox 7 in Kapitel 7.2.4 diskutiert in Zusammenhang mit den getroffenen Annahmen wichtige Faktoren für den Bedarf an gesicherter Leistung.

INFOBOX 1: FLEXIBILITÄT UND SPITZENLAST IN DEN SEKTOREN GEBÄUDE UND VERKEHR

Die Nachfrage unterschiedlicher Stromanwendungen variiert sowohl im stündlichen Tagesprofil als auch im saisonalen Jahresverlauf. Ihr Beitrag zur gesicherten Leistung ermittelt sich aus der Nachfrage der jeweiligen Anwendung zum Zeitpunkt des absoluten Peaks über alle Anwendungen. Hierbei wird die technisch verfügbare Flexibilität der jeweiligen Anwendung berücksichtigt. Es wird in dieser Studie davon ausgegangen, dass Flexibilität in hohem Maße zur Verfügung steht und ökonomisch sinnvoll ist. Somit werden besonders in Zeiten der Spitzenlast, Flexibilitätsmaßnahmen verwendet um Engpasssituationen bei der Erzeugung oder hohe Netzbelastungen zu vermeiden.

Im Bereich der E-Mobilität setzt dies voraus, dass Fahrzeugbesitzerinnen und -besitzer auf intelligente Systeme zurückgreifen, welche die Ladung in einem vorgegebenen Zeitraum zum günstigsten Tarif vornimmt. Zusätzlich wird davon ausgegangen, dass Schnellladeinfrastrukturen in großem Umfang zur Verfügung stehen. Damit ergibt sich ein vergleichsweise glatt angenommenes Lastprofil aus dem Verkehrssektor.

Für elektrische Wärmepumpen wird davon ausgegangen, dass Wärmespeicher (u. a. auch die Gebäudehülle) zu einer Lastverschiebung im Peak beitragen können. All diese Annahmen setzen voraus, dass flexible Stromtarife für Endverbraucher zu Verfügung stehen und Endverbraucher ein ökonomisch effizientes Preissignal erhalten.

Die Lastverschiebung führt dazu, dass die benötigten Backup-Kapazitäten mit zunehmender Elektrifizierung nur moderat wachsen. Ein geringerer Grad an Flexibilität würde die gesicherte Leistung in Elektrifizierungsszenarien stärker ansteigen lassen und somit zu höheren Systemkosten gegenüber Szenarien mit geringerer Elektrifizierung führen.

3.3.3 Modellierung von Klimazielen

Die THG-Minderungsziele sind eine der zentralen Randbedingungen des Modells. In DIMENSION+ gelten die Minderungsziele als jährliche Mengenbeschränkung hinsichtlich der THG-Emissionen des deutschen Gesamtsystems. Die Emissionen ergeben sich aus dem nationalen Verbrauch fossiler Brennstoffe gewichtet mit dem jeweiligen CO_2ä-Gehalt. Die Emissionsbeschränkung gilt kumuliert über alle Sektoren (Gebäude, Industrie, Verkehr, Energie). Dies kann dazu führen, dass Sektoren über- oder unterproportional Emissionen mindern. Im Gesamtsystem müssen die Minderungsziele jedoch erreicht werden. Im Rahmen dieser Studie muss zudem berücksichtigt werden, dass Investitionsentscheidungen in den Endenergieverbrauchssektoren (z. B. Fahrzeuge, Anlagen, Effizienzmaßnahmen) bereits ex-ante in den Transformationspfaden getroffen werden. Die THG-Minderung kann insofern nur in diesem gesetzten Rahmen als kostenoptimal bezeichnet werden.

Die Modellrechnung des deutschen Energiesystems findet immer unter vollständiger Abbildung des europäischen Strommarktes statt. Die korrekte Darstellung europäischer Energiemärkte bedarf der Berücksichtigung des EU-ETS als zentrales klimapolitisches Instrument der EU. Die Emissionen der EU-ETS-Sektoren werden kumuliert über alle Länder jährlich mengenbeschränkt. Die Beschränkung erfolgt anhand des festgelegten Minderungspfades von 2,2 % jährlich ab 2021 mit einem Minderungsziel von 90 % in 2050 ggü. 2005.[20] Die Stromerzeugung des europäischen Auslandes unterliegt modellendogen ebenso einem Klimaschutzregime, wodurch auch hier Investitionen in klimaneutrale Erzeugungstechnologien getätigt werden. Die Modellierung des europäischen Auslandes erfolgt in gleicher zeitlicher Auflösung wie für Deutschland. Unter der Annahme von Interkonnektorenkapazitäten wird dadurch der Stromhandel marktgerecht abgebildet.[21] Für die Industrie wird implizit angenommen, dass im Modell nicht abgebildete EU-ETS-Sektoren (bspw. außerdeutsche Industrie) einen proportionalen THG-Minderungspfad gemäß der Gesamtminderung des EU-ETS beschreiten (-2,2 % jährlich ab 2021, -90 % in 2050 ggü. 2005).

Durch die Bilanzierung von THG-Emissionen nach Quellprinzip können Stromimporte zur Erfüllung nationaler Klimaziele beitragen. Diese Art der Bilanzierung entspricht dem Konzept des KSP ebenso wie dem Aufbau des EU-ETS.[22] Ein steigender Bedarf an Stromimporten aus dem Ausland führt durch die Mengenbeschränkung des EU-ETS jedoch nicht zu zusätzlichen Emissionen im Gesamtsystem. Das rückgängige jährliche Emissionsbudget im EU-ETS führt mit fortschreitendem Betrachtungszeitraum darüber hinaus dazu, dass im europäischen Stromsektor immer mehr THG-Vermeidungsoptionen zum Einsatz kommen. Je mehr sich die CO_2-Intensität der deutschen und der Stromerzeugung des EU-Auslands annähern, umso weniger sind die nationalen Klimaziele dann ein treibender Faktor für Stromimporte. Vielmehr wird Stromhandel ab diesem Zeitpunkt durch die Deckung von Angebot und Nachfrage bei hohem Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien im europäischen Strommarkt getrieben.

[20] EC (2018).
Sofern Anpassungen des EU-ETS im Zuge der neuen EU-ETS Reformen dazu führen, dass nationale Maßnahmen zukünftig durch entsprechende Reduktion der Zertifikateanzahl teilweise oder vollständig berücksichtigt werden, kann die jährliche Reduktion höher ausfallen.
[21] Siehe Kapitel 2.3.2.
[22] Siehe Kapitel 2.3.1.

3.3.4 Abbildung von Potenzial- und Ausbaugrenzen erneuerbarer Energien

Der Ausbau von Wind Onshore, Wind Offshore, Photovoltaik und Biomasse ist in DIMENSION+ durch ein Gesamtpotenzial sowie jährliche Zubaugrenzen limitiert. Die getroffenen Annahmen bzgl. der Höhe dieser Begrenzungen sind in Kapitel 3.1.2dargestellt.

Modellseitig werden 70 typische Wind- und 60 typische Photovoltaik-Regionen für Europa abgebildet. Die Regionen unterscheiden sich in ihrer Standortgüte und damit im Verlauf ihrer stündlichen Wind- und Solarprofile. Eine Photovoltaik-Anlage in Süddeutschland erreicht bspw. eine höhere Erzeugung als eine Anlage in Norddeutschland. Die regionalen Flächenpotenziale übersetzen sich in Verbindung mit regionalen flächenabhängigen Leistungsfaktoren in eine regionale Leistungsobergrenze. Darüber hinaus ist der Technologiezubau in den Regionen durch jährliche Zubaugrenzen beschränkt.

Aufgrund der regionalen Begrenzung von Windenergie und Photovoltaik in der Gesamtleistung sowie im jährlichen Zubau wird nicht immer die kostengünstigste Technologie am vorteilhaftesten Standort zugebaut. Stattdessen werden Investitionen in ein Technologiebündel an EE getätigt. Die Potenzialausschöpfung in einer Region kann u. a. dazu führen, dass mit fortschreitendem Betrachtungszeitraum Investitionspräferenzen zwischen Technologien wechseln. Eine steigende Ausschöpfung der Potenziale kann darüber hinaus zu einem Anstieg der Stromgestehungskosten führen, da zunehmend Regionen mit geringerer Standortgüte bebaut werden, welche höhere Vollkosten pro Einheit Strom haben.

Das Biomasse-Gesamtpotenzial für Deutschland übersetzt sich im Modell in eine Mengenrestriktion der Biomassenutzung (fest, gasförmig und flüssig) über alle Sektoren. Biomasse als THG-Minderungsoption ist im Energiesystem damit ein knappes Gut, welches unter den Sektoren konkurrierend genutzt wird.

3.3.5 Abbildung synthetischer Energieträger

Zur Reduktion der THG-Emissionen können in DIMENSION+ modellendogen konventionelle durch klimaneutrale synthetische Energieträger ersetzt werden. Die getroffenen Annahmen zu Herstellung, Herkunft und Preisen dieser Energieträger sind in Kapitel 4.4.1 dargestellt.

Elektrolyse-basierter Wasserstoff kann vom Modell in der Industrie und im Verkehr sowie eingeschränkt zur Beimischung in das Gasnetz verwendet werden.[23] Synthetische Gase und Flüssigbrennstoffe können zur Deckung der Endenergienachfrage aus Gebäude, Industrie und Verkehr eingesetzt werden. Des Weiteren können synthetische Gase zur Speicherung fluktuierenden EE-Stroms durch Rückverstromung in Gaskraftwerken im Stromsektor genutzt werden. Abbildung 4 stellt die Bereitstellung konventioneller und synthetischer Energieträger schematisch dar.

[23] Siehe Kapitel 2.3.6.

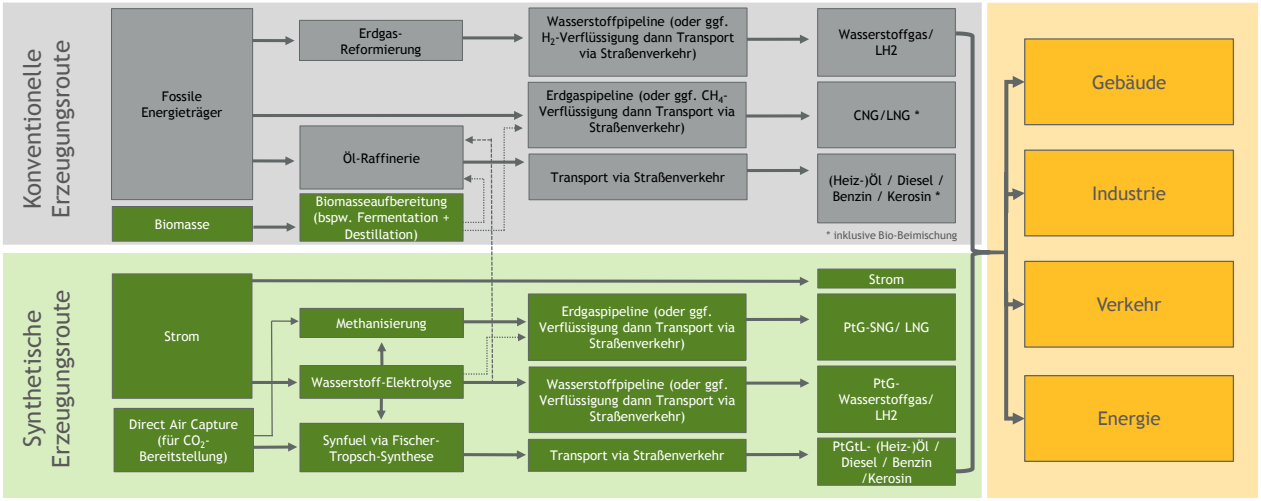


ABBILDUNG 4: SCHEMATISCHE DARSTELLUNG DER BEREITSTELLUNG KONVENTIONELLER UND SYNTHETISCHER ENDENERGIETRÄGER IN DIMENSION+

Quelle: ewi ER&S

Synthetische Energieträger können in Deutschland, dem EU-Ausland und dem nicht-EU-Ausland erzeugt und gehandelt werden.[24] Für den Handel werden Transportkosten nach Energieträgertyp berücksichtigt.

3.3.6 Berücksichtigung von Infrastruktur

3.3.6.1 Strom

Im Gesamtsystemmodell DIMENSION+ wird der innerdeutsche Stromnetzbedarf nicht modellendogen berücksichtigt. Stattdessen findet zur Untersuchung der benötigten Stromnetzinfrastrukturen eine nachgelagerte technische Modellierung von Übertragungs- und Verteilnetz durch die ef.Ruhr statt. Diese beruht auf den Ergebnissen der Energiesystem-Modellierung in DIMENSION+ und wird für alle Szenarien und einzelne Sensitivitäten für das Zieljahr 2050 durchgeführt. Hierfür werden die angebotsseitigen Kapazitäten von erneuerbaren Energien und nachfrageseitige Verteilung von Elektro-Mobilität (E-Mobilität) und elektrischen Wärmepumpen regionalisiert und das stündliche Saldo aus Angebot und Nachfrage je Region ausgewertet. Kapazitäten und Handelssalden werden von der ef.Ruhr zur Berechnung der Netzkapazitäten verwendet. Die Ergebnisse fließen sowohl in die Energiesektor- als auch in die Systemkostenanalyse[25] mit ein. Die Methodik der Netzberechnungen ist in Kapitel 3.4 beschrieben. Ergebnisse befinden sich in Kapitel 7.3.1.

[24] Das „EU-Ausland“ umfasst die EU-Mitgliedstaaten inklusive Norwegen und der Schweiz aber ohne Zypern, Malta und Deutschland. Das „nicht-EU-Ausland“ stellt aggregiert EE-Vorzugsregionen (Photovoltaik und / oder Wind) außerhalb Europas dar.

[25] Siehe für die Methodik der Netzkostenquantifizierung und -verteilung: Kapitel 3.5.

3.3.6.2 Gas und Wasserstoff

Es erfolgt in dieser Studie keine gesonderte Modellierung der Gasinfrastruktur, d.h. Fernleitungsnetze, Verteilnetze oder Gasspeicher. Trotzdem wird an mehreren Stellen der Studie die Gasinfrastruktur bedacht. Erstens werden die Kosten der Gasinfrastruktur basierend auf den Gasverbrauchsentwicklungen je nach Szenario abgeschätzt, wie in Kapitel 7.4.1 ausführlich erläutert wird. Zweitens wird für die sich ergebenden täglichen Energiebedarfe an Methan (anfangs fossiles Erdgas, später zunehmend Biomethan und synthetisches Methan) überprüft, ob die deutsche Gasinfrastruktur in der Lage ist, die entsprechenden Bedarfe auch zukünftig zu decken. Diese Untersuchung basiert auf der umfangreichen Datenbank des ewi ER&S-Gasmarktmodells TIGER, welche detaillierte Informationen zu Pipeline- und Speicherkapazitäten in ganz Europa enthält.

Neben der heute etablierten Nutzung von Gas und Gasinfrastruktur gewinnt in einigen der untersuchten Zukunftsszenarien Wasserstoff zunehmend an Bedeutung und damit Wasserstoffinfrastruktur.

Wasserstoff kann in dieser Analyse auf zwei Arten zur Deckung des Energiebedarfs beitragen: Erstens als Beimischung in die Erdgasinfrastruktur bis zu einer angenommenen Grenze von 10 % (Volumen) der Gasnachfrage. Stand heute können gemäß DVGW[26]-Regelwerk (G 262) 2 % (Volumen), wenn Erdgastankstellen im Netz sind, ansonsten bis zu 9,9 % (Volumen) beigemischt werden beigemischt werden. Eine höhere Wasserstoffbeimischung ist aktuell nicht zulässig, aufgrund von Einschränkungen bei Endgeräten, z.B. beim Gastank in Erdgas-Autos. Es wird damit gerechnet, dass in der Zukunft der zulässige Anteil an Wasserstoff im Gasnetz auch für angeschlossene Erdgastankstellen mit fortschreitender Technik bei Endgeräten erhöht werden kann. Für diese Studie wird ab 2030 eine allgemeine Grenze zur Wasserstoffbeimischung von 10% (Volumen) angenommen. In diesem Zusammenhang sind „Wasserstoffblasen“ zu diskutieren: Da der Wasserstoff punktuell aus den Elektrolyseuren in das Gasnetz eingespeist wird, können in bestimmten Pipelinesegmenten (zeitweise) höhere Wasserstoffkonzentrationen als 10% (Volumen) auftreten und damit die angenommene Grenze überschreiten. Auch wenn die Standortfrage der Elektrolyseure und das Thema „Wasserstoffblasen“ nicht Gegenstand dieser Untersuchung ist, könnte dieser Zusammenhang dazu führen, dass bei ungünstiger Standortwahl der Elektrolyseure die tatsächliche Beimischungsgrenze geringer als 10% (Volumen) ausfallen könnte.

Zweitens kann neben der Beimischung ins Gasnetz reiner Wasserstoff über spezielle Wasserstoff-Infrastrukturen transportiert werden. In den Transformationspfaden der Industrie und des Verkehrs wird ein Wachstumspfad von Endanwendungen modelliert, welche mit reinem Wasserstoff betrieben werden, wie etwa Brennstoffzellenfahrzeuge. Diese Endanwendungen werden über verschiedene Wasserstoff-Infrastrukturen versorgt. Dies können LKW sein, welche z.B. ein Wasserstofftankstellennetz versorgen oder auch umgerüstete Pipelines oder Gasspeicher, welche heute Teil der Erdgasinfrastruktur sind. Umgerüstete Pipelines bieten sich am ehesten für die Versorgung von Industrien an, welche große Mengen von Wasserstoff verbrauchen. Die

[26] Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches.

Umrüstung von ehemaligen Erdgas-Pipelines ist gegenüber einem Neubau von Wasserstoffpipelines mit nur geringen Umrüstkosten verbunden. Auch wenn ein Neubau neuer Wasserstoffpipelines nicht ausgeschlossen ist, wird erwartet, dass im Wesentlichen Umrüstungen von Erdgas- in Wasserstoffpipelines erfolgen. Die Annahmen zur Wasserstoffinfrastruktur werden in Kapitel 4.4.6.1 diskutiert.

3.3.6.3 Mineralöl

Mineralölprodukte werden, abgesehen von den großen Importpipelines oder Industriepipelines, zumeist mit z.B. LKW oder Binnenschiffen transportiert. Dieses komplexe Geflecht an Logistikdienstleistungen ergibt eine Mineralölinfrastruktur, die den Transport von der Raffinerie bis zur Tankstelle oder in den Heizkeller ermöglicht. In dieser Studie liegt der Fokus nicht auf der Abbildung der Mineralöllogistik. Daher wird über vereinfachte Annahmen abgeschätzt, wie sich die Kosten diesbezüglich entwickeln: Wesentlicher Treiber für die Kosten ist der Bedarf an Mineralölprodukten. Dabei wird berücksichtigt, dass die Mineralöllogistik bezüglich ihrer Kostenstruktur vergleichsweise einfach auf Änderungen im Bedarf reagieren kann. Sinkt beispielsweise der Bedarf an Mineralölprodukten, werden weniger LKW zum Transport derselben eingesetzt, so dass auch die Kosten der Mineralöllogistik sinken. Bei netzgebundenen Infrastrukturen wie z.B. der Gasinfrastruktur ist die Kostenstruktur eine andere: Hier können Verbrauchsrückgänge nicht im gleichen Maße mit einem Rückbau der Netze beantwortet werden.

3.3.6.4 Wärme

Die Kosten für Wärmenetze unterscheiden sich je nach Standort zum Teil deutlich. Wesentliche Treiber sind die Anschlussdichte und räumliche Strukturen vor Ort. Daher erfolgt in dieser Studie eine vereinfachte Abschätzung der Kosten für Wärmeinfrastrukturen. Der Gesamtbedarf an Fernwärme wird in 3 Klassen unterteilt, welche unterschiedliche Anschlussdichte repräsentieren: Kleinstadt, Mittelgroßstadt, Großstadt. Entsprechend der angenommenen Anschlussdichte unterscheiden sich die Kosten in Euro/MWh, welche auf Fixkosten- und variablen Kostenbestandteilen basieren. Gemäß der Fernwärmebedarfsstruktur werden diese Kosten jeweils für Gebäude und Industrie aggregiert. Kostenannahmen werden in Kapitel 4.4.6.2 dargestellt.

3.4 Bestimmung der Implikationen für Stromnetze[27]

Die Bewertung von Auswirkungen einer veränderten Erzeugungsstruktur und neuer Stromanwendungen auf das Stromnetz erfolgt sowohl für das deutsche Übertragungs- als auch für die deutschen Verteilnetze. Ziel ist hierbei die Abschätzung des erforderlichen Investitionsbedarfes für das Zieljahr 2050. Die zu untersuchenden Szenarien und der sich hieraus ergebende Kraftwerkseinsatz werden hierbei für die jeweilige Modellierung der Spannungsebene berücksichtigt. Im Folgenden werden die verwendeten Modelle des Übertragungs- und Verteilnetzes beschrieben.

3.4.1 Übertragungsnetzebene

Die Basis für die Berechnung des Investitionsbedarfes in der Übertragungsnetzebene bildet ein Netzmodell, welches mit einer reduzierten Knotenanzahl das deutsche Übertragungsnetz sowie das europäische Ausland abbildet. Das Netzmodell berücksichtigt dabei bereits die Netzausbaumaßnahmen des Netzentwicklungsplans (NEP) für das Szenario NEP B 2030 sowie die im NEP vorgeschlagene Variante I für weitere Netzausbaumaßnahmen in Form von Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) im Szenario NEP B 2035. Unter Verwendung dieses Modells wird im Rahmen einer iterativen Netzausbaurechnung der Netzausbaubedarf in der Übertragungsnetzebene für die einzelnen Szenarien bestimmt. Die hierzu angewandte, aus 4 Schritten bestehende, Berechnungsmethodik ist in Abbildung 5 dargestellt.

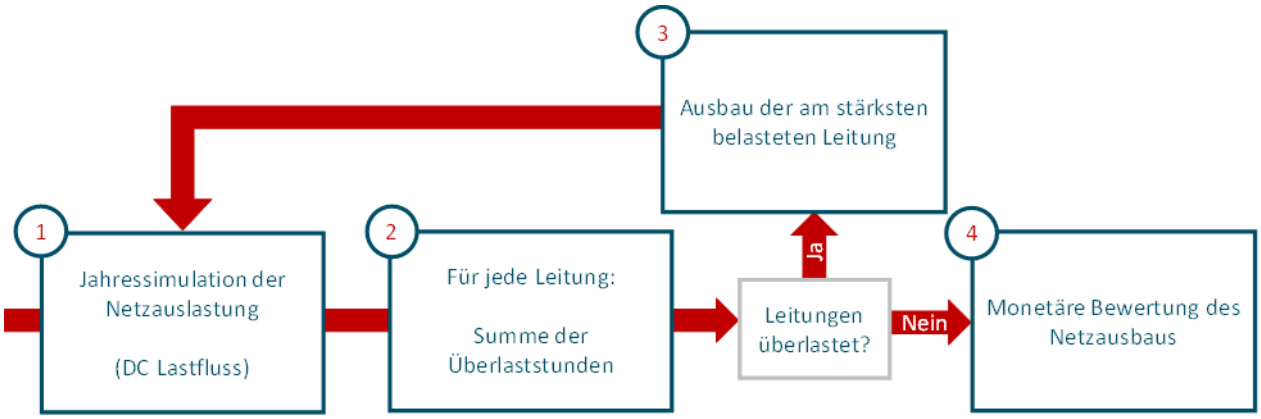


ABBILDUNG 5: BERECHNUNGSMETHODIK FÜR DIE NETZAUSBAURECHNUNG IM ÜBERTRAGUNGSNETZ

In **Schritt 1** der Berechnung werden die in den einzelnen Szenarien zu erwartenden Residuallastverläufe der Bundesländer sowie der europäischen Nachbarländer, für alle 8760 Stunden eines Jahres, auf die entsprechenden Knoten des Netzmodells verteilt.

27 Autor: ef.Ruhr.

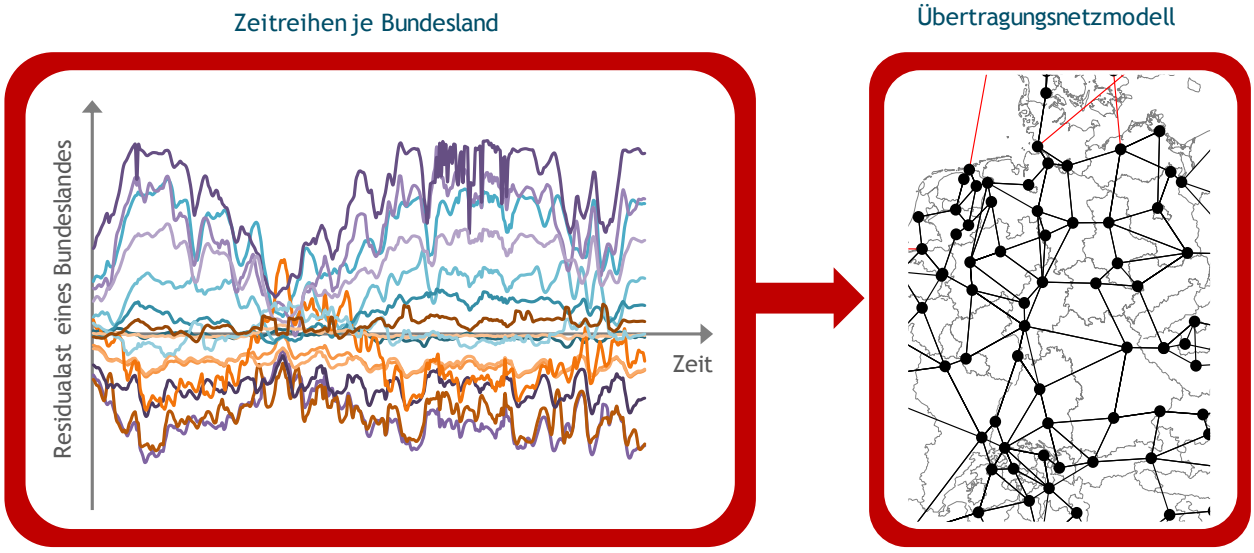


ABBILDUNG 6: SCHEMATISCHE DARSTELLUNG DER BUNDESLANDZEITREIHEN UND DES ÜBERTRAGUNGSNETZMODELLS

Diese Zeitreihen berücksichtigen hierbei bereits den Einsatz der 3 %-Spitzenkappung als Planungskriterium (siehe für weitere Details Unterabschnitt 4.5.1.1). Unter Verwendung der Zeitreihen werden dann anhand eines Netzmodells Gleichstrom (DC)-Lastflussberechnungen durchgeführt. Für vorhandene HGÜ-Trassen werden für jeden Zeitschritt der Analyse drei Betriebspunkte (+100 %, 0 %, -100 %) betrachtet. Durch Vergleich der deutschlandweit auftretenden Netzauslastung wird für jeden Zeitschritt der Betriebspunkt mit der niedrigsten Netzbelastung ausgewählt und in den folgenden Berechnungsschritten verwendet.

Schritt 2 der Berechnung beinhaltet die Bewertung der Netzauslastung über das gesamte simulierte Jahr. Hierbei wird für jede Leitung des Netzmodells in Deutschland das Integral der Überlastungen aller 8760 Stunden des Jahres bestimmt. Anhand der so ermittelten Jahresüberlastungszahlen lässt sich die Kritikalität einer engpassbehafteten Leitung bestimmen, indem sowohl die Häufigkeit als auch die Höhe von auftretenden Überlastungen berücksichtigt werden. Die zur Bestimmung einer Überlastung verwendeten Grenzwerte werden in Unterabschnitt 4.5.1.1 näher beleuchtet.

In **Schritt 3** erfolgt die Ertüchtigung des Netzes, falls in Schritt 2 Überlastungen im Netz festgestellt wurden. Der Netzausbau wird durchgeführt, indem die Trasse mit der höchsten Jahresüberlastungssumme verstärkt wird. Je nach Ausbauzustand des Netzes wird entweder ein Neubau einer 380-kV-Trasse in einer bestehenden 220-kV-Trasse, eine Umbeseilung vorhandener 380-kV-Stromkreise der engpassbehafteten Trasse mit erhöhter Stromtragfähigkeit oder die Ergänzung eines neuen 380-kV-Stromkreises auf der engpassbehafteten Trasse als Neubau durchgeführt.

Eine Betrachtung von Redispatch zum Engpassmanagement im Betrieb wird nicht berücksichtigt. Folglich wird der Investitionsbedarf für ein vollständig engpassfreies Übertragungsnetz gemäß der

üblichen Planungskriterien ermittelt. Im Anschluss an jeden Netzausbauschritt wird das veränderte Netzmodell entsprechend der Iterationsschleife erneut mittels Lastflussrechnungen auf Netzengpässe untersucht.

Die monetäre Bewertung des ermittelten Netzausbaubedarfes erfolgt in **Schritt 4**. Hierzu werden die in Unterabschnitt 4.5.1.2 aufgeführten Kostenpositionen gemäß NEP verwendet. Der gesamte Netzausbaubedarf für das betrachtete Szenario ergibt sich durch Summierung des ermittelten Netzausbaubedarfes mit den bereits im NEP ermittelten Investitionen für den Zeithorizont 2030, sowie der erforderlichen Investitionen für die HGÜ-Maßnahmen gemäß NEP für das Betrachtungsjahr 2035.

3.4.2 Verteilnetzebene

Zur Bestimmung des zu erwartenden Investitionsbedarfes in der Verteilnetzebene gilt es zunächst die zukünftigen regionalen Versorgungsaufgaben in den jeweiligen Netzgebieten zu ermitteln. Darauf aufbauend kann dann die Aufnahmefähigkeit der Netze ermittelt werden. Dies ermöglicht anschließend die Bestimmung des zu erwartenden Netzausbaubedarfes und letztlich dessen monetärer Bewertung.

3.4.2.1 Regionalisierung und Clusterung

Die zukünftigen, regionalen Versorgungsaufgaben werden auf Basis der bundeslandscharfen Leistungsprognosen im Betrachtungsjahr ermittelt. Hierbei werden sowohl der Zubau dezentraler Energieumwandlungsanlagen (DEA) als auch neuer Lasten aus dem Bereich der Sektorenkopplung berücksichtigt. Die prognostizierte Leistung verteilt sich im Einzelnen auf die folgenden Elemente:

- Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen)
- Windenergieumwandlungsanlagen (WEA)
- Biomasseanlagen (BMA)
- Elektrofahrzeuge (EV)
- Wärmepumpen (WP)

Diese wurden als wesentliche Treiber des zu erwartenden Leistungszubaus identifiziert. Die jeweiligen Zubauleistungen werden aus der Differenz zwischen den heute installierten Leistungen der genannten Treiber und den prognostizierten Leistungen je Treiber und Bundesland bestimmt.

Im nächsten Schritt werden dann die ermittelten Zubauprognosen je Bundesland auf einzelne Gemeinden heruntergebrochen. Dieser Detailgrad wird benötigt um die zu erwartenden Versorgungsaufgaben für einzelne Verteilnetze möglichst genau bestimmen zu können. Das Herunterbrechen der Zubauprognosen erfolgt anhand von Regionalisierungsschlüsseln. Diese basieren auf öffentlich zugänglichen Daten. Die verwendeten Regionalisierungsschlüssel sind in Tabelle 5 aufgelistet.

TABELLE 5: VERWENDETE REGIONALISIERUNGSSCHLÜSSEL BASIEREND AUF ÖFFENTLICHEN DATEN

Treiber		Regionalisierungsschlüssel
Einspeiser	PV	Einwohnerzahl
	WEA	Landwirtschaftsflächen
	BMA	Landwirtschaftsflächen
Lasten	EV	Zubau bis zur Grenze von 10 Mio. EV für DE: ▪ Anzahl Ein- und Zweifamilienhäuser Weiterer Zubau: ▪ Anzahl Ein- und Zweifamilienhäuser ▪ Einwohnerzahl
	WP	Einwohnerzahl

Quelle: Destatis (2013).

Auf Grundlage der nun gemeindescharfen Prognosen erfolgt eine Clusterung der Gemeinden in sogenannte Netzgebietsklassen (NGK). Hierdurch wird es möglich, durch die Untersuchung einer Gemeinde, auf das Verhalten einer anderen Gemeinde derselben NGK zu schließen.

Vor Bestimmung der NGK werden zunächst alle deutschen Gemeinden hinsichtlich ihrer Einwohnerdichte (EWD) gruppiert. Hierbei ergeben sich auf Gemeindeebene drei wesentliche Strukturklassen:

- Städtische Gemeinden
- Halbstädtische Gemeinden
- Ländliche Gemeinden

Innerhalb dieser Strukturklassen erfolgt dann die beschriebene Clusterung in NGK. Innerhalb von Gemeinden, die unterschiedlichen Strukturklassen zugeordnet sind, unterscheidet sich die zu erfüllende Versorgungsaufgabe. Aufgrund dessen werden innerhalb der drei Strukturklassen unterschiedliche Merkmale zur Clusterung und damit zur Bildung der NGK verwendet. In Tabelle 6 werden die jeweiligen Merkmale der Clusteranalyse für die einzelnen Strukturklassen aufgeführt. Die aufgelisteten Merkmale sind dabei flächenbezogen. Dies gewährt die Vergleichbarkeit unterschiedlicher Gemeinden.

TABELLE 6: MERKMALE DER CLUSTERANALYSE FÜR DIE STRUKTURKLASSEN

Strukturklasse	Merkmale der Clusteranalyse
städtisch	WP-Dichte EV-Dichte
halbstädtisch	Maximum aus WP-Dichte und EV-Dichte Maximum aus PV-Dichte und WEA-Dichte
ländlich	PV-Dichte und WEA-Dichte

In städtischen Gemeinden erfolgt die Clusterung anhand eines Vergleiches zwischen den installierten Leistungsdichten von WP und EV in der Gemeinde gegenüber den durchschnittlichen Leistungsdichten aller städtischen Gemeinden. In Abbildung 7 wird exemplarisch die Zuordnung der städtischen Gemeinden zu den NGK im Referenzszenario dargestellt. In Abhängigkeit von den Eigenschaften der Gemeinden, hinsichtlich der jeweiligen Clustermerkmale, werden diese entweder dem unterdurchschnittlichen Cluster (S2) (blau) oder dem überdurchschnittlichen (S1) (grau) zugeordnet. Rot gekennzeichnet sind die Schwerpunkte der jeweiligen Cluster.

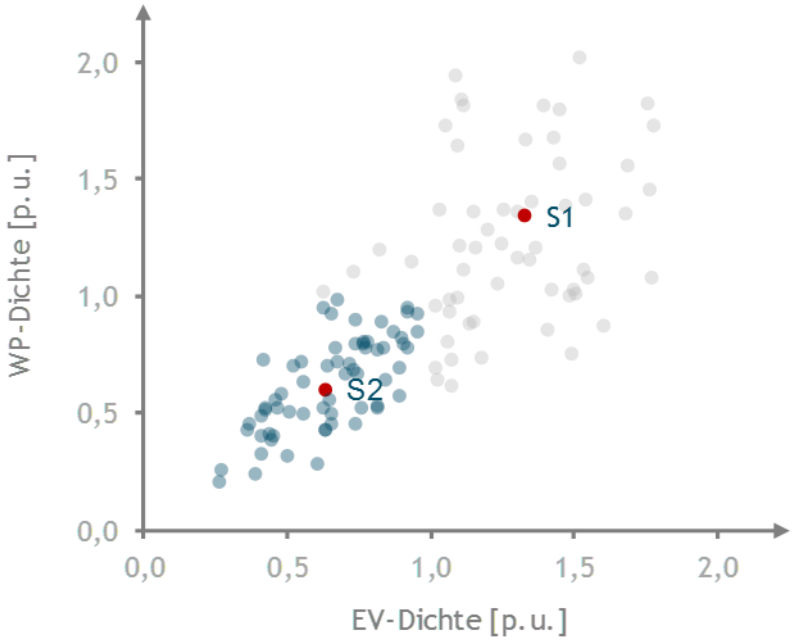


ABBILDUNG 7: NGK IN DER STRUKTURKLASSE DER STÄDTISCHEN GEMEINDEN IM REFERENZSZENARIO

Durch die Analyse repräsentativer Netzstrukturen aus den einzelnen NGK kann der Investitionsbedarf in den einzelnen Szenarien auf die gesamte NGK hochgerechnet werden. Letztlich können über die Zusammensetzung der NGK Aussagen über den Investitionsbedarf in Deutschland getroffen werden.

3.4.2.2 Ermittlung des Netzausbaubedarfes in MS- und NS-Netzen

Basierend auf der Clusteranalyse werden in den gebildeten NGK jeweils repräsentative Netzstrukturen untersucht. Ausgangspunkt dieser Detailanalyse sind in allen Szenarien Modellnetze der Mittelspannung (MS) und Niederspannung (NS), die in ein einheitliches Knoten- und Kanten-Format überführt wurden. Die analysierten Modellnetze umfassen repräsentative Netzdaten, welche unterschiedliche Versorgungsaufgaben abbilden. Die ausgewählten Modellnetze basieren auf typischen Netzstrukturen sowie öffentlich zugänglichen Daten und sind anhand von diversen Netzstudien validiert worden[28,29].

Auf der Grundlage durchgeführter Lastflussberechnungen, in denen die zu erwartenden Versorgungsaufgaben der Netze berücksichtigt werden, können die notwendigen Netzausbaumaßnahmen identifiziert werden. Der Netzausbau erfolgt durch Nutzung des automatisierten Planungs- und Ausbauprozesses ADiXPlan[30] (AutomatedDistribution Network Expansion PlanningTool) unter Verwendung von Standard-Netzausbauvarianten.

Netzausbauvarianten in der MS- und NS-Ebene

Erforderliche Netzausbaumaßnahmen können durch

- Verletzung der Spannungsgrenzwerte
- Eine unzulässig hohe thermische Belastung der Betriebsmittel

verursacht werden. Die hierbei angenommenen Grenzwerte werden in 4.5.2.2 näher beschrieben.

Treten thermische Überlastungen an Leitungen und Transformatoren auf, werden diese Betriebsmittel entweder ersetzt oder durch ein weiteres, identisches Betriebsmittel verstärkt. Vorhandene Betriebsmittel werden maximal durch ein weiteres, gleiches Betriebsmittel erweitert. Reicht die Kapazität dann noch nicht aus, werden sie durch eine beliebige Anzahl von parallelen Standardbetriebsmitteln ersetzt.

Für den Standardnetzausbau im Fall von Spannungsbandverletzungen wird eine Strangauftrennung bei zwei Dritteln der Distanz zwischen der sekundärseitigen Sammelschiene des Transformators und dem am weitesten entfernten kritischen Knoten durchgeführt. Durch diese Strangauftrennung wird der Leistungsfluss über die Längsimpedanz der Leitungen verringert und somit ein kritischer Strang in zwei unkritische Stränge überführt, was in Abbildung 8 schematisch am Beispiel von NS Strahlnetzen und offen betriebenen MS Ringnetzen dargestellt ist. Sollte diese Strangauftrennung nicht ausreichen würde, sofern möglich und sinnvoll, eine weitere Strangauftrennung vorgenommen werden. Anderenfalls wird die in Abbildung 8 blau gezeichnete Leitung durch weitere parallele Standardbetriebsmittel verstärkt. Eine entsprechende Anzahl neu zu errichtender Abgangsfelder wird ebenfalls berücksichtigt. Ein vergleichbares Vorgehen ist bereits

[28] dena (2012).
[29] ef.Ruhr (2017).
[30] Wagner et al. (2017).

in vergangen Studien und Veröffentlichungen durchgeführt worden[31,32,33,34]. Die für den Netzausbau verwendeten Standardbetriebsmittel werden in Tabelle 51 (siehe Anhang 2) aufgeführt.

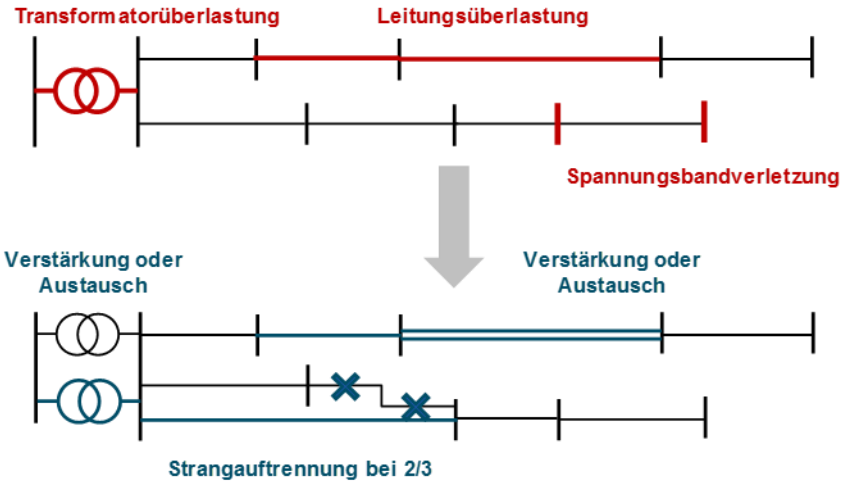


ABBILDUNG 8: STANDARD NETZVERSTÄRKUNGSMAßNAHMEN IN MS- UND NS-NETZEN

Automatisierter Netzausbau

Die Bewertung des Netzausbaubedarfs der MS- und NS- Netze erfolgt anhand des automatisierten Planungs- und Ausbauprozesses ADiXPlan, unter Verwendung der vorgestellten Standard-Netzausbauvarianten. Durch die Nutzung eines automatisierten Prozesses wird die Ermittlung des Netzausbaubedarfs nachvollzieh- und reproduzierbar, da neben definierten objektiven Auslösern des Netzausbaubedarfs und standardisierten Ausbaumaßnahmen auch standardisierte Handlungsschritte sowie festgelegte Handlungsabfolgen angewendet werden. Zusätzlich erfolgt die Analyse jedes Netzes als Detailanalyse, d.h. es werden keine Vereinfachungen oder Reduktionen der Netztopologie vorgenommen. Die Abbildung 9 zeigt das übergeordnete Ablaufdiagramm des in dieser Studie angesetzten, automatisierten Prozesses, dessen wesentliche Prozessschritte nachfolgend erläutert werden. Für eine detaillierte Beschreibung wird auf die entsprechende Literatur verwiesen[35,36].

[31] ef.Ruhr (2017).
[32] dena (2012).
[33] ewi ERS/ef.Ruhr (2018).
[34] Gwisdorf (2015).
[35] Wagner et al. (2017).
[36] ef.Ruhr (2017).

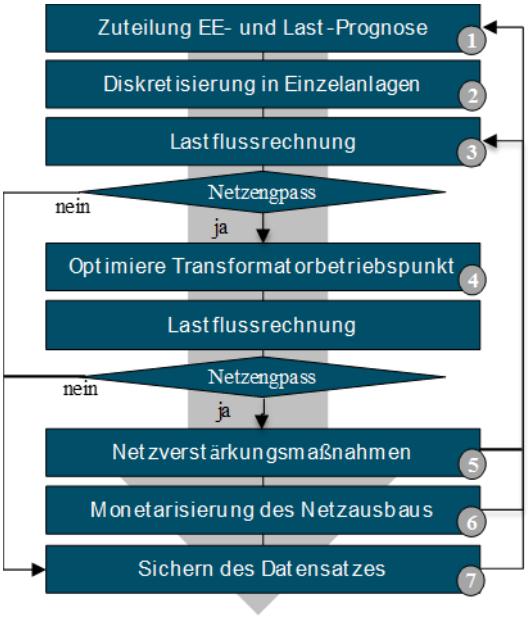


ABBILDUNG 9: GESAMTKONZEPT FÜR DIE ERMITTLUNG DES NETZAUSBAUBEDARFS IN DER MS- UND NS-EBENE

Im ersten Prozessschritt (**1**) wird in dem Netz die Versorgungsaufgabe des unterstellten Szenarios hergestellt. Hierzu wird dem Netz die, aus der Regionalisierung stammende, prognostizierte Zubauleistung von Last- und Erzeugungsanlagen zugewiesen. Da die Zubauleistungen auf der Ebene von politischen Gemeinden regionalisiert werden, deren Grenzen in der Regel nicht deckungsgleich mit dem Versorgungsgebiet des betrachteten Netzes sind, werden für das Netz zunächst die Versorgungsanteile an den jeweiligen Gemeinden ermittelt. Anschließend wird die Prognose dem Netz im Rahmen der Möglichkeiten regional korrekt zugewiesen. Hierbei wird auch die statistische Verteilung der Anlagen unterschiedlicher Energieträger auf die Netzebenen berücksichtigt.

Nachfolgend wird die Prognose in diskrete Anlagen mit standardisierter Leistung überführt und den einzelnen Netzknoten zugewiesen (**2**). Die Nennleistung der Anlagen ist Tabelle 52 (Anhang 2) zu entnehmen. Für jeden Gemeindeanteil wird die Anzahl der Neuanlagen je Energieträger bestimmt und unter Beachtung weiterer Randbedingungen, wie etwa, dass PV-Anlagen nur an solche Knoten angeschlossen werden, an denen auch Haushalte angeschlossen sind, zufällig den entsprechenden Netzknoten zugewiesen. In MS-Netzen werden neben den Anlagen dieser Netzebene auch Ersatzmodelle für die unterlagerten NS-Netze einschließlich der dort angeschlossenen Erzeugungsanlagen berücksichtigt.

Nachdem die Versorgungsaufgabe des Netzes definiert ist wird der Netzzustand mittels Lastflussberechnung für den ersten Netznutzungsfall bestimmt (**3**). Liegen keine Netzengpässe vor, erfolgt die Analyse für den jeweilig anderen Netznutzungsfall. Als auslegungsrelevante Nutzungsfälle werden der Starklast- und der Rückspeisefall betrachtet (4.5.2.1).

Sollten auch hier keine Netzengpässe auftreten, ist das Netz bereits für die zukünftige Versorgungsaufgabe ertüchtigt und das Ergebnis wird gespeichert (**7**).

Ist dies nicht der Fall muss das Netz entsprechend der identifizierten Engpasssituation ertüchtigt werden. Hierzu wird zunächst der optimale Betriebspunkt des Transformators heuristisch bestimmt (**4**). Dies ermöglicht die optimale Ausnutzung der vorhandenen Kapazitäten und somit eine Minimierung des Netzausbaubedarfes.

Sollte diese Maßnahme nicht ausreichend sein, werden weitere Standard-Netzausbauvarianten durchgeführt (**5**) bis alle Netzengpässe in beiden Netznutzungsfällen aufgelöst sind. Dabei wird nach jeder getätigten Netzverstärkungsmaßnahme der Netzzustand der veränderten Topologie bestimmt und der optimale Betriebspunkt des Transformators erneut eingestellt.

Im vorletzten Prozessschritt (**6**) erfolgt die Monetarisierung der getätigten Netzverstärkungsmaßnahmen unter Berücksichtigung der verschiedenen Siedlungskategorien für die effizienteste Netzausbaustrategie. Die hierbei angesetzten Kosten sind in Tabelle 53 zu finden. Der Prozess schließt mit dem Sichern der Ergebnisse (**7**) und startet bedarfsgerecht erneut für die Analyse des nächsten Netzes.

Die verwendeten Modellnetze repräsentieren den Bestand an Netzinfrastruktur zum gegenwärtigen Zeitpunkt. Die untersuchten Szenarien des Jahres 2050 gehen teilweise von einem massiven Zuwachs an DEA und neuen elektrischen Lasten aus, die nach der Zuteilung in einzelne Netze teilweise die gegenwärtig dort verortete Leistung um ein Vielfaches übersteigen. Dies kann zu einer Divergenz des Lastflusses führen, insbesondere aber auch zu Netzausbauvarianten, welche nicht durch Standardnetzausbauvarianten abgedeckt werden können. Dies ist der Fall, wenn nahezu alle Leitungen eines Netzes mit einer Vielzahl paralleler Betriebsmittel verstärkt werden müssten. In diesen Fällen muss eine zusätzliche Netz-Infrastruktur aufgebaut werden um der prognostizierten Versorgungsaufgabe begegnen zu können. In dieser Studie wird dieser Aspekt berücksichtigt, indem in solchen Fällen die Zubauprognose des betroffenen Netzgebietes prozentual reduziert wird. Entsprechend wird für den nicht zugeteilten Anteil der Prognose parallele Netzinfrastruktur, gemäß dem aktuell analysierten Netzgebiet, aufgebaut und ertüchtigt (Netzneubau). Die monetäre Bewertung des Netzneubaus erfolgt analog zur Bewertung der vorab vorgestellten Netzverstärkungsmaßnahmen. Der in der Literatur vorgestellte automatisierte Planungs- und Ausbauprozess wurde zur Berücksichtigung des Netzneubaus in dieser Studie entsprechend angepasst und erweitert.

3.4.2.3 Hochrechnung des Investitionsbedarfs

Im Anschluss an die detaillierten Netzanalysen gilt es im Folgenden den erforderlichen Netzausbaubedarf in den repräsentativen Detailnetzen auf Deutschland hochzurechnen. Hierfür werden in einem ersten Schritt die erforderlichen Investitionen auf die entsprechenden NGK der vom Netz versorgten Gemeinden anteilig verteilt. Anschließend wird der auf Gemeindeebene ermittelte Netzausbaubedarf anhand der Fläche der Gemeinde und der insgesamt vorhandenen

Fläche der Gemeinde innerhalb der NGK hochgerechnet. Bei der Ermittlung des Investitionsbedarfes innerhalb einer NGK erfolgt eine Durchschnittsbetrachtung aller detaillierten Netzberechnungen. Folglich können Aussagen hinsichtlich des Investitionsbedarfes für alle deutschen Gemeinden getroffen werden. Aussagen und Rückschlüsse bezüglich lokaler Versorgungsaufgaben können jedoch durch die Hochrechnung und der erfolgten Mittelwertbildung nicht abgeleitet werden.

3.4.2.4 Ermittlung des Netzausbaubedarfes in HS-Netzen

Basis für die Abschätzung des Netzausbaubedarfes in der Hochspannungs-Ebene (HS) sind die regionalisierten gemeindescharfen Zubauszenarien in Verbindung mit den im Rahmen der dena-Verteilnetzstudie[37] durchgeführten Untersuchungen von realen HS-Netzen in Deutschland. Die Netzbewertung der HS-Netze zeigt, dass erforderliche Netzerweiterungsmaßnahmen insbesondere durch den Zubau von erneuerbaren Energien (EE) hervorgerufen werden und hier zumindest im Durchschnitt ein linearer Zusammenhang unterstellt werden kann. Dieser Zusammenhang wird für die Abschätzung im Rahmen der Studie genutzt. Folglich wird unterstellt, dass erforderliche Netzausbaumaßnahmen durch den netzauslegungsrelevanten Rückspeisefall ausgelöst werden und dies auch auf den Zeithorizont 2050 übertragen werden kann. Dieser Ansatz bildet eine konservative Abschätzung des erforderlichen Netzausbaus ab. Eine ausführliche Diskussion der Randbedingungen für den gewählten Ansatz zur Einordnung des erforderlichen Netzausbaus in der HS-Ebene findet sich in Unterabschnitt 4.5.2.5.

Die Berücksichtigung der Spitzenkappung als anerkannter Planungsgrundsatz und die damit einhergehende Reduktion der erforderlichen Netzausbaumaßnahmen erfolgt ebenfalls auf Basis der dena-Verteilnetzstudie. Hier wurde innerhalb der untersuchten Netzregionen eine Reduktion der erforderlichen Investitionen in der HS-Ebene von 21 % ermittelt.

[37] dena (2012).

3.5 Analyse der Systemkosten

Ein Ziel der dena-Leitstudie ist es, aus heutiger Sicht realistische Transformationspfade zur Erreichung der deutschen Klimaziele zu identifizieren sowie deren volkswirtschaftliche Kosten und die Kostenverteilung auf Endverbraucher zu bestimmen.

3.5.1 Gesamtkosten des Energiesystems

Zur Bestimmung der volkswirtschaftlichen Gesamtkosten des deutschen Energiesystems werden Kapitalkosten, Wartungs- und Betriebskosten, Brennstoffkosten für Primärenergieträger sowie Kosten für Sekundärenergieimporte und Energieinfrastrukturen berücksichtigt. Abbildung 10 illustriert, welche Kosten in welchem Sektor erfasst werden. Die Kosten werden (u. a. in der Ergebnisdiskussion) in folgende Kategorien aufgeteilt:

Kapitalkosten

Der Posten „Kapitalkosten“ umfasst die Investitionskosten für Neuinvestitionen im Energiesystem. Als finanzmathematischer Ansatz der Kostenanalyse dient die Annuitätenmethode. Hierbei wird der Kapitalwert aller anfallenden Investitionen entsprechend festgelegter kalkulatorischer Zinssätze[38] in den Sektoren auf ihre Lebensdauer verteilt. Investitionen, welche zum Ende des Betrachtungszeitraums in 2050 ihre Lebensdauer noch nicht erreicht haben, werden daher in den Kosten anteilig berücksichtigt. Der Anteil entspricht der Dauer seit Investition geteilt durch die Lebensdauer der Anlage. Die Kosten der Investitionen werden in der volkswirtschaftlichen Betrachtung stets netto (ohne MwSt.) berücksichtigt und damit steuerliche Verzerrungen zwischen den Akteuren herausgerechnet. Alle verwendeten Kosten sind inflationsbereinigt.

Für den Gebäudesektor basieren die Kapitalkosten auf den Investitionen in die Gebäudehülle und die Anlagentechnik. Die Kostenannahmen entsprechen jenen aus der dena/geea-Gebäudestudie[39]. Für den Verkehrssektor werden die Investitionen in Straßenfahrzeuge (PKW, LNF[40], LKW) sowie deren naher Infrastruktur (Tankstellen, Ladesäulen) erfasst. Nicht enthalten sind die Investitionen in den Bereichen Schienenverkehr, Schifffahrt und Luftfahrt. Für den Energiesektor werden alle Neuinvestitionen in EE, Kraftwerke und Speicher erfasst. Die Investitionen in Power-to-X (PtX)-Anlagen, d. h. Elektrolyseure, Methanisierungs- oder Fischer-Tropsch-Synthese-Anlagen werden ebenfalls einbezogen.

Nicht in den Kapitalkosten enthalten sind die Kosten für neue Anlagen oder Prozessrouten in der Industrie mangels Verfügbarkeit belastbarer Datenquellen. Ebenfalls nicht enthalten sind die laufenden Kapitalkosten bereits investierter Anlagen. Für diese Altinvestitionen ist eine seriöse Berechnung mangels Informationen über Kapital- und Altersstruktur nicht durchführbar. Kosten

[38] Die angenommenen jährlichen Zinssätze betragen 10,5% für Kraftwerke sowie EE- und PtX-Anlagen und 7,5% für Netzinfrastrukturen. Für Wohngebäude werden jährliche kalkulatorische Zinssätze von 4% angenommen, während sie für Nicht-Wohngebäude bei 8% liegen. Für Investitionen im Industriesektor (Zubau von CCS-Kapazitäten) werden 8% kalkulatorische Zinsen angenommen. Im Verkehrssektor beträgt der Zinssatz 4% für PKW und 8% für andere Fahrzeuge.

[39] dena/geea (2017).

[40] Leichte Nutzfahrzeuge.

für den Rückbau von Anlagen sind ebenfalls nicht enthalten. Die Kosten für Fortschritte in Energieeffizienz, z. B. die Entwicklung verbesserter Motoren im Verkehrssektor, sind ebenfalls nicht erfasst. Einzige Ausnahme bilden die Investitionskosten bei der Gebäudehülle. Die Investitionen in Infrastrukturen und damit deren Kapitalkosten wie etwa Gas- oder Stromnetze sind in einer gesonderten Kategorie (s. u.) erfasst.

Betriebs- und Wartungskosten

Die Kosten für den Betrieb und die Instandhaltung sind erfasst für bestehende Anlagen sowie für Neuinvestitionen aus den Bereichen Gebäude, Verkehr (ohne Schienenverkehr, Schifffahrt, und Luftfahrt), Stromerzeugung (inkl. KWK) sowie PtX-Erzeugung. Betriebs- und Instandhaltungskosten aus der Industrie werden mangels Datenverfügbarkeit nicht erfasst. Die Betriebskosten der Energieinfrastrukturen werden der Kostenposition „Gas- und Strominfrastrukturkosten“ bzw. „Andere Infrastrukturkosten“ zugeordnet.

Primäre Brennstoffkosten

In den Gesamtkosten erfasst und unter Brennstoffkosten aufgeführt sind alle Kosten für Förderung, Herstellung oder Import von Energieträgern, d. h. Gas, Kohle, Öl(-produkte), Uran und Bioenergien. Die Kosten werden auf Basis der getroffenen jährlichen Preisannahmen errechnet, die z. B. für Gas und Öl Großhandelspreise darstellen. Von möglichen unterjährigen Schwankungen wird abstrahiert.

Infrastrukturkosten

Infrastrukturkosten enthalten die Kosten für Strom- und Gasnetze sowie die Kosten für „Andere Infrastrukturen“. Zur Berechnung der Kosten für Strom- und Gasnetze (Übertragungsnetz [ÜN], Fernnetz [FN], Verteilnetz [VN]) reguliert sind, wurden die veröffentlichten Erlösobergrenzen der Bundesnetzagentur (BNetzA) bzw. die Analysen des Monitoringberichts[41] der BNetzA und des Bundeskartellamts (BKartA) als Datengrundlage genutzt. Diese enthalten die Kapitalkosten für Alt- und Neuinvestitionen sowie die Betriebskosten der Netzbetreiber. Weitere Details sind in Infobox 2 detailliert beschrieben.

Unter „Andere Infrastrukturkosten“ sind die Kapital- und Betriebskosten von Wärme- und Wasserstoffinfrastrukturen ebenso zusammengefasst wie die Kosten der Lieferlogistik von Mineralölprodukten. Die Kostenbewertung erfolgt vollkostenbasiert auf Basis von Abschätzungen, wie in Kapitel 3.3.6 beschrieben.

Stromimportkosten

Die Kosten für Importstrom werden stundenscharf und je nach Herkunftsland basierend auf den stündlichen Strompreisen sowie der Bezugsmenge des Herkunftslandes errechnet.

[41] BNetzA/BKartA (2017).

PtX-Importkosten

Die Kosten für den Import synthetischer Brennstoffe aus dem EU-Ausland werden basierend auf den modellendogen ermittelten Marktpreisen ermittelt. Die Importkosten für synthetische Brennstoffe aus dem nicht-EU-Ausland ergeben sich aus den Annahmen zu deren Vollkosten (siehe Kapitel 4.4.1.2).

Kostenart (Technologien)			Gebäude (Heizung, Dämmung)	Industrie (Power-to-Heat)	Verkehr (Fahrzeuge, nahe Infrastruktur)	Stromerzeugung (Kraftwerke (inkl. KWK), EE, Speicher)	PtX-Erzeugung (PtX-Anlagen)	Infrastruktur (Strom- und Gasnetze (F/ÜNB und VNB) und Weitere)
direkte (primäre) Kosten	Kapitalkosten	Altinvestition	x	x*	x	x	-	✓
		Neuinvestition	✓	x*	✓**	✓	✓	✓
		Rückbau	x*	x*	x*	x*	-	■
	Betriebskosten/ Instandhaltung	Altinvestition	✓	✓	✓**	✓	-	✓
		Neuinvestition	✓	✓	✓**	✓	✓	✓
	Brennstoffkosten	Mineralöl, Gas, Kohle, Uran, Bioenergie	✓	✓	✓	✓	-	-
Kostenumverteilung (sekundäre Kosten)	Strombezug	heimisch	✓	✓	✓	-	✓	-
		importiert	✓	✓	✓	-	✓	-
	PtX	heimisch	✓	✓	✓	✓	-	-
		importiert	✓	✓	✓	✓		-
	Infrastruktur	Strom	✓	■	■	-	x	-
		Gas	✓	■	■	✓	x	-
		weitere	✓	■	■	-	x	-
neutrale Kosten	CO_2-Zertifikate bzw. -Steuer		✓	✓	✓	✓	-	-

✓ betrachtet, ■ teilweise betrachtet, x nicht betrachtet, - nicht relevant

*Kosten können aufgrund sehr unsicherer Datengrundlage nicht oder nicht belastbar quantifiziert werden. **Nicht enthalten sind Schienenverkehr, Schifffahrt und Luftfahrt.

ABBILDUNG 10: QUANTIFIZIERUNG DER GESAMTKOSTEN UND UMVERTEILUNG AUF ENDVERBRAUCHSSEKTOREN

Nicht enthalten in den in dieser Studie betrachteten Gesamtkosten sind staatliche Preiskomponenten wie Energiesteuern, Umlagen oder Konzessionsabgaben. Ebenso wenig werden die Vertriebskosten von Energieträgern betrachtet. Bei der Bestimmung der volkswirtschaftlichen Gesamtkosten werden ebenfalls mögliche Kosten für CO_2-Steuern und -Zertifikate nicht berücksichtigt. Diese fallen ggf. direkt in den Endenergieverbrauchssektoren und dem Energiesektor an, jedoch handelt es sich bei diesen Kosten um Transfers innerhalb der Volkswirtschaft (z. B. vom Endkunden zum Staat) und keinen Ressourcenverzehr, weshalb sie volkswirtschaftlich als neutral zu bewerten sind.

Auf Basis der volkswirtschaftlichen Gesamtkosten können die Transformationspfade zur Erreichung der Klimaziele bewertet und verglichen werden. Aussagen zur Kostenoptimalität des Gesamtsystems sind hingegen nicht zulässig, da die Transformationspfade in den Endenergieverbrauchssektoren Gebäude, Industrie und Verkehr nicht Teil der Optimierung sind, sondern exogen in die Modellierung eingehen. Teil der Optimierung sind ausschließlich die kurz- und langfristigen Kosten der Primär- und Sekundärenergiebereitstellung, das heißt die Kapitalkosten und fixen Betriebs- und Wartungskosten der Strom- und PtX-Erzeugung sowie die Brennstoffkosten für heimische Primärenergieträger und Kosten für Primär- und Sekundärenergieimporte.

3.5.2 Kostenverteilung auf die Endenergieverbrauchssektoren

Um eine Aufteilung der Kosten auf die Sektoren Gebäude, Industrie und Verkehr, zu ermitteln müssen neben den direkt den Sektoren zurechenbaren Kosten, zudem die in der Energiewirtschaft entstehenden Kosten (inkl. der Energieinfrastrukturen) auf die Endverbraucher gewälzt werden. Die Kostenverteilung folgt nach dem in Abbildung 11 dargestellten und im Folgenden erläuterten Verfahren:

In einem ersten Schritt werden die Gesamtkosten aus Kapitel 3.5.1, d. h. die Kapitalkosten, fixen Betriebs- und Wartungskosten und Brennstoffkosten für Primärenergieträger direkt den einzelnen Endenergieverbrauchssektoren (Gebäude, Industrie, Verkehr) sowie dem Energiesektor (Stromerzeugung, PtX-Erzeugung, Energieinfrastruktur) zugerechnet. Die Kosten für Sekundärenergieimporte werden vollständig dem Energiesektor zugerechnet.

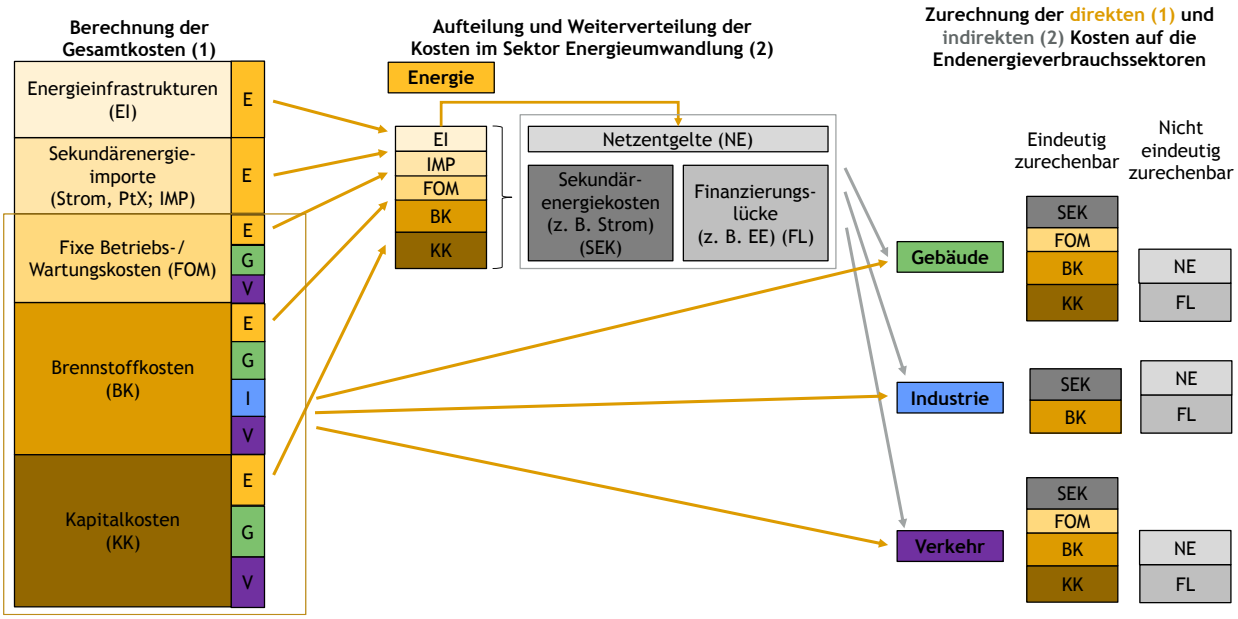


ABBILDUNG 11: KOSTENENTSTEHUNG UND -VERTEILUNG

In einem zweiten Schritt werden die Kosten des Energiesektors – d. h. des Sektors, in dem die Umwandlung von Primärenergie in Sekundärenergien, zum Beispiel in Strom, Fernwärme oder synthetische Brennstoffe und deren Transport erfolgt – aufgeteilt und auf die Endenergieverbrauchssektoren weiterverteilt, d. h. sie werden indirekt durch die Endverbraucher getragen. Dabei gilt die Annahme, dass die Endverbraucher die Kosten des Energiesektors vollständig tragen. Die Kosten für die Sekundärenergieträger an sich, d. h. die Kosten für den heimischen und importierten Strombezug (entsprechend der Großhandelspreise) und PtX-Bezug, sind direkt und eindeutig einem Sektor entsprechend seines Verbrauchs zurechenbar.

Es gibt eine Reihe von Kostenkomponenten, die nicht eindeutig zurechenbar sind. Welcher Sektor in Zukunft welchen Anteil dieser nicht eindeutig zurechenbaren Kosten trägt, ist aus heutiger Perspektive unklar. Für diese Studie gilt: Die nicht eindeutig zurechenbaren Kosten werden über

einen beispielhaften Mechanismus, der sich an der heutigen Situation orientiert, auf die Sektoren verteilt:

- Finanzierungslücken: Bestimmte Investitionsgüter im Energiesektor lassen sich möglicherweise nicht vollständig durch den Marktpreis refinanzieren, wie etwa manche EE-Anlagen oder ggf. Spitzenlastkraftwerke. Die Finanzierungslücke wird durch die Endverbraucher gedeckt, wie es heute z. B. bei der Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG)-Umlage der Fall ist.
- Netzentgelte: Auch die Kosten für Energieinfrastrukturen sind durch die Endverbraucher zu tragen. Im Falle der Strom- und Gasnetze werden diese über Netzentgelte refinanziert (siehe Infobox 2).

Im dritten Schritt werden die eindeutig zurechenbaren Kostenbestandteile (Kapitalkosten, Betriebs- und Wartungskosten, Brennstoffkosten, Sekundärenergieträgerkosten) sowie, nach dem hier gewählten Verteilmechanismus, nicht eindeutig zurechenbare Kostenkomponenten für die drei Endenergieverbrauchssektoren Gebäude, Industrie und Verkehr jeweils aggregiert.

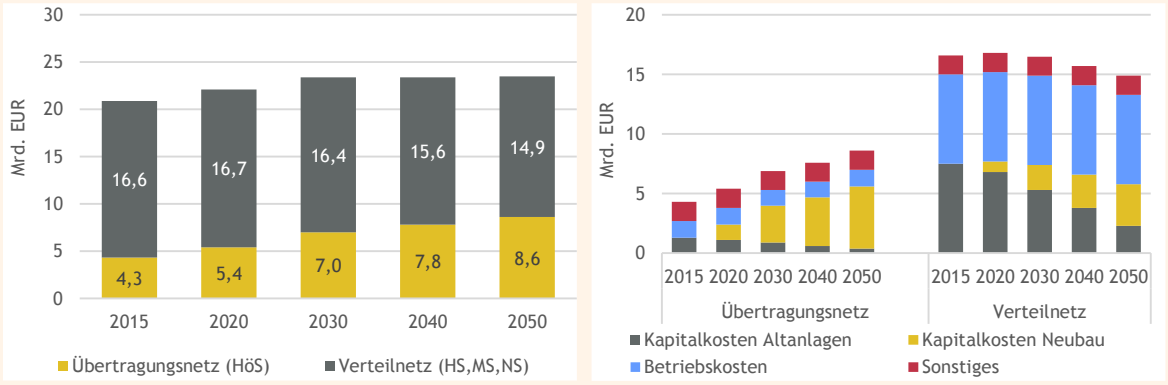
INFOBOX 2: QUANTIFIZIERUNG UND VERTEILUNG DER NETZKOSTEN STROM UND GAS AM BEISPIEL DES REFERENZSZENARIOS

Die Kosten der Netzinfrastrukturen für Strom und Gas werden in einer nachgelagerten Analyse entsprechend der im Energiesystemmodell ermittelten Energie- und Leistungsbedarfe ermittelt. Im Folgenden werden die Quantifizierung der Kosten sowie deren Verteilung auf Endenergieverbrauchssektoren und Kundengruppen beispielhaft für das Referenzszenarios dargestellt.

Die jährlichen Stromnetzkosten setzen sich zusammen aus der Summe der Übertragungs- und Verteilnetzkosten. Diese Kosten ergeben sich aus Kapitalkosten für bereits getätigte und zukünftige Investitionen in Netze und Anlagen, Betriebs- und Wartungskosten sowie sonstigen Kosten. Die zukünftigen Investitionen in Netze und Anlagen basieren auf der im Energiesystemmodell ermittelten Entwicklung der Stromnachfrage und wurden durch die ef.Ruhr berechnet. Die Kostenberechnung basiert unter anderem auf dem Monitoringbericht der BNetzA/BKartA[42], aus Angaben zu Erlösobergrenzen der BNetzA und Annahmen zu Investitionskosten der ef.Ruhr. Die Kapitalkosten wurden unter Annahme einer durchschnittlichen Abschreibungsdauer von 40 Jahren (Orientierung an Stromnetzentgeltverordnung [StromNEV][43]) und einer Verzinsung von 6,91 % (entsprechend des Eigenkapitalzinssatz für Stromnetzbetreiber laut StromNEV) sowie einem Eigenkapitalanteil von 40 % bestimmt. Die Betriebs- und Wartungskosten sowie sonstigen Kosten basieren auf Angaben der BNetzA für das Jahr 2015 und werden für das Übertragungs- und Verteilnetz als konstant angenommen, da eine seriöse Abschätzung über die Zukunft nicht möglich ist. Diese Annahme unterschätzt tendenziell die Kosten der Elektrifizierungsszenarien, da die hohen Investitionskosten vermutlich auch zu steigenden Betriebs- und Wartungskosten sowie sonstige Kosten führen würden.

Die Quantifizierung der Stromnetzkosten ist in nachfolgender Abbildung schematisch dargestellt.

[42] BNetzA/BKartA (2017).
[43] StromNEV (2015).



Quantifizierung der Netzkosten Strom am Beispiel des Referenzszenarios[44] (Rechts und links: Netzkosten Strom in Mrd. Euro)

Die Verteilung der Stromnetzkosten auf Endenergieverbrauchssektoren und Kundengruppen erfolgt – wie oben beschrieben – auf Basis eines beispielhaften Mechanismus, der die heutige Situation in etwa fortschreibt. Dabei ist allerdings zu betonen, dass der Mechanismus nicht darauf geprüft ist, ob er etwa ökonomisch effizient, verursachungsgerecht, sozialverträglich oder politisch durchsetzbar ist. Der Mechanismus könnte durch Anpassungen in der Zukunft ein völlig anderer sein. Der in dieser Studie unterstellte Verteilungsmechanismus hat die folgenden Eigenschaften:

Netzkosten müssen vollständig durch Netzentgelte (hier ausgewiesen in ct/kWh) finanziert werden. Diese Netzentgelte können auf Arbeits- und/oder Leistungspreisen basieren.

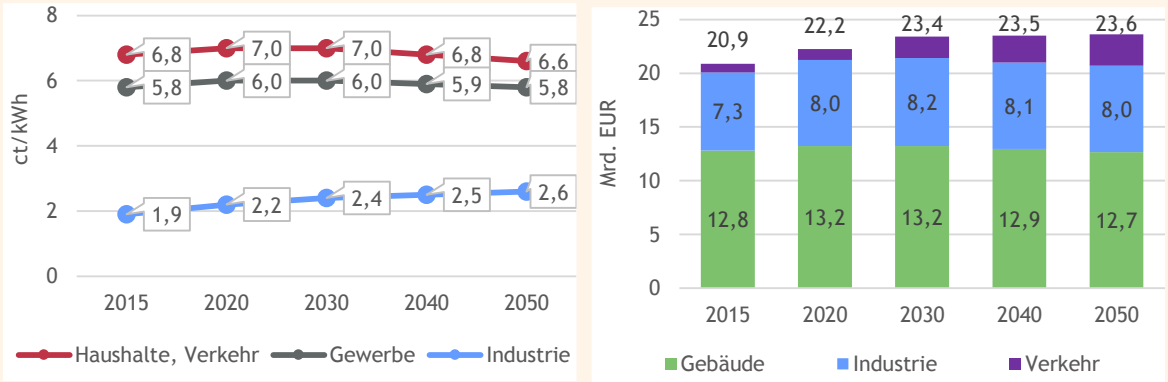
Diese Netzentgelte werden für die gesamte Stromnachfrage mit Ausnahme der Eigenproduktion fällig.

Die Höhe der Netzentgelte für das Übertragungsnetz ist bundesweit identisch.

Die Netzentgelte für das Verteilnetz entsprechen den derzeitigen Verhältnissen der Netzentgelte der unterschiedlichen Kundengruppen (Haushalte, Gewerbe, Industrie und Verkehr) im Verteilnetz. Verteilnetzentgelte unterscheiden sich stark je nach Verteilnetz. Die hier dargestellten Werte entsprechen einem deutschen Durchschnitt.

Die Netzentgelte bspw., die im Gebäudesektor erhoben werden, ergeben sich auf Basis des Stromverbrauchs (ohne Eigenproduktion) von Wohn- und nicht-Wohngebäuden.

Die Verteilung der Stromnetzkosten ist nachfolgender Abbildung schematisch dargestellt.

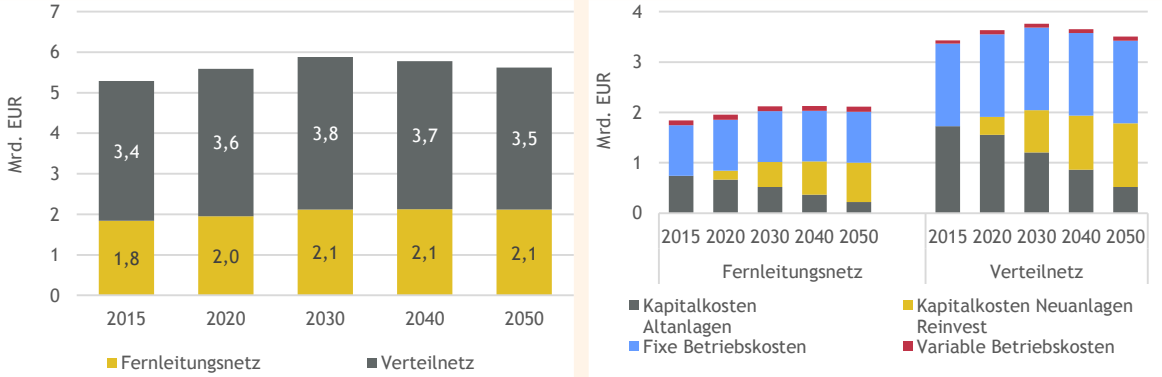


Verteilung der Netzkosten Strom am Beispiel des Referenzszenarios[45] (Rechts: Netzentgelte nach Kundengruppe in ct/kWh; Links: Einnahmen durch Netzentgelte nach Sektor in Mrd. Euro)

[44] Beispielhafte Rechnung für das Referenzszenario, andere Netzkosten in den anderen Szenarien.
[45] Beispielhafte Rechnung für das Referenzszenario, andere Netzkosten in den anderen Szenarien.

Die jährlichen Gasnetzkosten berechnen sich weitgehend analog zu den Stromnetzkosten. Die Investitionen in die Netze basieren auf der im Energiesystemmodell DIMENSION+ ermittelten Entwicklung der Gasnachfrage und wurden vereinfacht abgeschätzt. Die Kostenberechnung basiert auf Daten der BNetzA sowie auf Angaben der Fernleitungsnetzbetreiber. Die Kapitalkosten für Altinvestitionen werden unter Annahme einer Gleichverteilung der Investitionen in der Vergangenheit und einer Abschreibungsdauer von 50 Jahren fortgeschrieben. Kapitalkosten für Neuanlagen und Reinvestitionen werden als annuisierte Investitionskosten mit einer Abschreibungsdauer von ebenfalls 50 Jahren (Orientierung an Gasnetzentgeltverordnung [GasNEV][46]) und einer Verzinsung von 6,91 % (Eigenkapitalzinssatz für Gasnetzbetreiber) sowie einem Eigenkapitalanteil von 40 % abgebildet. Da eine seriöse Abschätzung der fixen Betriebs- und Wartungskosten über die Zukunft nicht möglich ist, werden diese über den gesamten Zeitverlauf als konstant angenommen. Unter die variablen Betriebskosten fallen bspw. Kosten für Treibgas, die von der Gasnachfrage des jeweiligen Jahres abhängen. Rückbaukosten wurden im Rahmen dieser Analyse nicht berücksichtigt, da die Höhe und die Aufteilung der Kosten auf einzelne Jahre kaum verlässlich abschätzbar sind. Außerdem ist unklar, ob diese Kosten anschließend durch verbleibende Gasverbraucher zu decken sind oder wer dafür sonst aufkommt.

Die Quantifizierung der Gasnetzkosten ist in nachfolgender Abbildung schematisch dargestellt.



Quantifizierung der Netzkosten Gas am Beispiel des Referenzszenarios[47]
(Rechts und links: Netzkosten Gas in Mrd. Euro)

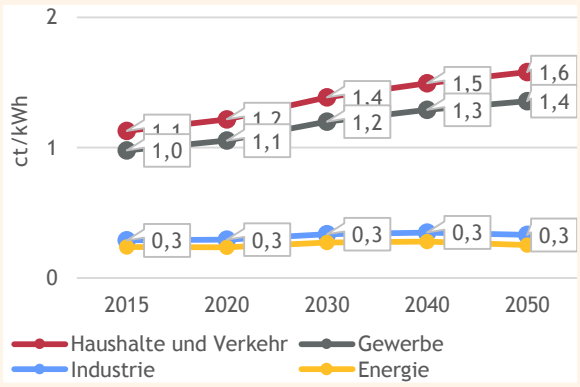
Die Verteilung der Gasnetzkosten auf Endenergieverbrauchssektoren und Kundengruppen erfolgt, analog zur Verteilung der Stromnetzkosten, auf Basis eines beispielhaften Mechanismus, der die heutige Situation in etwa fortschreibt:

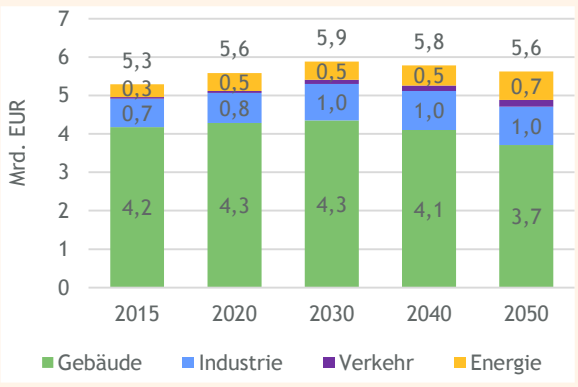
- Netzkosten müssen vollständig durch Netzentgelte finanziert werden.
- Diese Netzentgelte werden für die gesamte Gasnachfrage fällig.
- Die Höhe der Netzentgelte für das Fernleitungsnetz ist bundesweit identisch und fällt auch für Gaskraftwerke an.

Die Netzentgelte für das Verteilnetz bilden einen deutschen Durchschnitt entsprechend der derzeitigen Verhältnisse der Netzentgelte der unterschiedlichen Kundengruppen ab. Für Gaskraftwerke wird davon ausgegangen, dass die Mengen direkt aus dem Fernleitungsnetz bezogen werden, sodass für sie keine Netzentgelte für das Verteilnetz anfallen.

Die Verteilung der Gasnetzkosten ist in nachfolgender Abbildung schematisch dargestellt.

[46] GasNEV (2005).
[47] Beispielhafte Rechnung für das Referenzszenario, andere Netzkosten in den anderen Szenarien.





Verteilung der Netzkosten Gas am Beispiel des Referenzszenarios[48] (Rechts: Netzentgelte nach Kundengruppe in ct/kWh; Links: Einnahmen durch Netzentgelte nach Sektor in Mrd. Euro)

[48] Beispielhafte Rechnung für das Referenzszenario, andere Netzkosten in den anderen Szenarien.

3.6 Methodische Grenzen

Die in dieser Studie verwendete Methodik unterliegt, wie in den obigen Ausführungen an verschiedenen Stellen erwähnt, einigen Einschränkungen, die im Folgenden in einer kurzen Übersicht zusammengefasst werden:

Keine makroökonomische Analyse

Die vorliegende Untersuchung ist eine Partialanalyse des deutschen Energiemarkts unter Berücksichtigung von Wechselwirkungen mit dem EU-Energiemarkt. Eine makroökonomische Analyse findet nicht statt. Daher können keine Aussagen zu den gesamtwirtschaftlichen Effekten (z. B. Wirtschaftswachstum, Arbeitsplätze, Zinsniveau) verschiedener Szenarien getroffen werden. Szenarien mit höheren Kosten und Investitionen könnten einerseits die Wirtschaft stimulieren und zu einem höheren Wirtschaftswachstum beitragen, aber umgekehrt auch das Wirtschaftswachstum bremsen, falls Kapital in nicht effiziente Verwendungsrichtungen gelenkt wird.

Keine Berechnung kostenoptimaler Szenarien

Da die Investitionsentscheidungen für Technologien in den Endenergieverbrauchssektoren Gebäude, Industrie und Verkehr exogen modelliert werden (d. h. aus Sicht der Partner der dena-Leitstudie realistische Pfade darstellen) und nicht Teil der Optimierung sind, können die Szenarien nicht in Hinblick auf eine Kostenoptimalität des Gesamtsystems bewertet werden. Die Energiebereitstellung, u. a. Dispatch und Investition im Stromsystem, ist aber kostenoptimal für jedes Szenario. Auch wenn die Rechnungen nicht vollständig kostenoptimal sind, ist ein Delta-Vergleich der Kosten verschiedener Szenarien methodisch zulässig.

Keine betriebs- bzw. einzelwirtschaftliche Bewertung

Die in dieser Studie gerechneten Szenarien erfolgen aus volkswirtschaftlicher (mikroökonomischer) Perspektive. D. h. im Unterschied zur betriebswirtschaftlichen Perspektive werden keine Steuern, Subventionen, Umlagen und andere staatliche Eingriffe modelliert. Stattdessen erfolgt die Modellierung auf Basis der Minimierung der Kosten des Energiesystems, d. h. Kosten im Sinne von Ressourcenverzehr (z. B. Primärenergie, Anlageninvestitionen und -betrieb, Infrastrukturinvestitionen und –betrieb, etc.).

Keine Analyse der Sozialverträglichkeit

Da die Analysen in dieser Studie nicht aus einzelwirtschaftlicher Perspektive gerechnet werden, können auch keine Aussagen zur Sozialverträglichkeit der unterschiedlichen Szenarien getroffen werden. Da die Transformation des Energiesystems auch bis in private Lebensbereiche (z. B. Wohnen oder Verkehr) reicht, werden sich unterschiedliche Kostenbelastungen und -entlastungen für unterschiedliche Personengruppen ergeben. Im Sinne einer hohen Akzeptanz der Energiewende ist die soziale Frage ein wichtiger Forschungsgegenstand für weiterführende Analysen.

Keine Analyse der Rückwirkungen auf den Industriestandort Deutschland

Auch die Rückwirkungen der unterschiedlichen Szenarien auf die künftige Attraktivität des Industriestandorts Deutschlands in Hinblick auf wirtschaftliche, zuverlässige und nachhaltige Energieversorgung sind nicht Gegenstand dieser Untersuchungen, aber gleichwohl eine wichtige Forschungsfrage in Hinblick auf gesellschaftliche Akzeptanz sowie gesamtwirtschaftliche Auswirkungen der Energiewende.

Keine Analyse der Kosten des Anlagenparks der Industrie

Mangels Verfügbarkeit belastbarer Kostendaten sind in der Analyse der Gesamtkosten die Kapital- und fixen Betriebskosten neuer und bestehender Anlagen oder Prozessrouten im Industriesektor nicht enthalten. Hier entsteht weiterer Forschungsbedarf insbesondere in Hinblick auf die Datenlage zum Industriesektor.

Keine Analyse der aufzuwendenden Mittel zum Erreichen technologischen Fortschritts

Für diese Untersuchung wird für diverse zum Einsatz kommende Technologien ein technologischer Fortschritt bis 2050 angenommen, welcher die Effizienz der Technologien verbessert und deren Investitionskosten senkt. Beispielsweise werden entsprechende Lernkurven für erneuerbare Energien, für Technologien der PtX-Wertschöpfungsketten, für Heizungen oder Fahrzeuge angenommen. Diese Untersuchung trifft allerdings keine Aussage über die Mittel (z. B. Forschungsmittel, Arbeitszeit, etc.), welche für die Entwicklung des technologischen Fortschritts notwendig sind.

4 ANNAHMEN UND RANDBEDINGUNGEN

4.1 Gebäudesektor

Der Gebäudesektor wird durch die Fachgutachter des Forschungsinstituts für Wärmeschutz e.V. (FIW) München und Institut für technische Gebäudeausrüstung Dresden Forschung u. Anwendung GmbH (ITG) mittels eines Bottom-Up-Modells dargestellt. Das Modell wurde für die dena-Leitstudie konzipiert um der Heterogenität des Gebäudesektors gerecht zu werden und Kosten sowie Endenergiebedarfe aus dem Zusammenspiel von Gebäudehülle und Anlagentechnik ganzheitlich ermitteln zu können. Erste Ergebnisse wurden bereits in der geea-Gebäudestudie veröffentlicht.[49]

4.1.1 Gebäudehülle[50]

4.1.1.1 Wohngebäude

Für jedes entsprechende Szenario wird die Sanierungsrate als Vollmodernisierungsäquivalent für die drei Gebäudetypen Einfamilienhäuser (EFH), Mehrfamilienhäuser (MFH) und große Mehrfamilienhäuser (GMFH) individuell angepasst. Dabei wird die Sanierungsrate stufenweise so variiert, dass die gesamten THG-Emissionen das entsprechende Sektorenziel erfüllen und ein ausreichender baulicher Wärmeschutz für Niedrigexergiesysteme (z. B. Wärmepumpen) gegeben ist.[51]

TABELLE 7: SANIERUNGSRATE JE SZENARIO UND WOHNGEBÄUDEKLASSE IN PROZENT

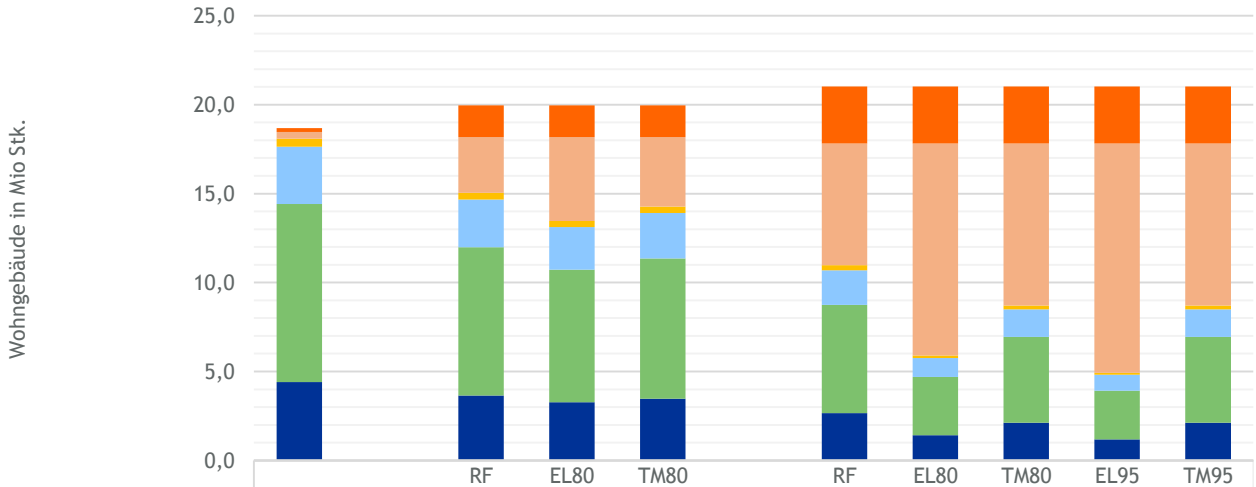
	EL80	TM80	EL95	TM95
EFH	2,0%	1,4%	2,2%	1,4%
MFH	1,6%	1,4%	1,8%	1,4%
GMH	2,8%	1,4%	2,8%	1,4%

Demzufolge muss für den Wohngebäudebereich für eine angestrebte Reduktion der THG-Emissionen um 80 % in Abhängigkeit des Transformationspfades mindestens ein dauerhaftes Vollsanierungsäquivalent von 1,4 % erreicht werden.

Die aktuellen Vollsanierungsäquivalente liegen im Durchschnitt über die vergangenen Jahre regelmäßig im Bereich von 0,8 bis ca. 1,0 %. Trotz zahlreicher Ansätze, diese Sanierungsrate signifikant zu erhöhen, ist bislang aber ein Verharren auf dem aktuellen Niveau zu verzeichnen. Dies verdeutlicht, dass selbst eine Erhöhung auf 1,4 % eine große Herausforderung darstellt, denn

[49] dena/geea (2017).
[50] Autor: FIW.
[51] Die Sanierungsraten entsprechen dena/geea (2017) und werden in jener Studie weiterführend diskutiert.

diese Steigerung bedeutet eine Zunahme der Aktivitäten im Bereich der Gebäudehülle um über 40 %. In den Elektrifizerungsszenarien wird unterstellt, dass maximal 30 Prozent des Gebäudebestands nicht energetisch modernisiert sind. Nur so kann ein effizienter Betrieb elektrischer Wärmepumpen gewährleistet werden.



	2015	2030 RF	2030 EL80	2030 TM80	2050 RF	2050 EL80	2050 TM80	2050 EL95	2050 TM95
Gesamt	18,7	20,0	20,0	20,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0
Neubau	0,2	1,8	1,8	1,8	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2
Saniert	0,4	3,1	4,7	3,9	6,8	11,9	9,1	12,9	9,1
EnEV_2009	0,5	0,4	0,3	0,4	0,3	0,1	0,2	0,1	0,2
Modernisiert	3,2	2,7	2,4	2,5	2,0	1,1	1,6	0,9	1,6
Gering modernisiert	10,0	8,3	7,5	7,9	6,1	3,3	4,8	2,7	4,8
Nicht modernisiert	4,4	3,7	3,3	3,5	2,7	1,4	2,1	1,2	2,1

ABBILDUNG 12: ENTWICKLUNG DES ENERGETISCHEN ZUSTANDS DER GEBÄUDEHÜLLE IN WOHNGEBÄUDEN

Bei den Kostenansätzen für Wohngebäude unterscheiden sich die Herangehensweisen bei Neubau und Sanierung. Bei Neubauten werden die spezifischen Kosten (Wohnflächenbezug) nach Gebäudetyp (EFH, MFH, GMFH) für die Kostengruppen KG300 und KG400 (entsprechend DIN 276) angegeben. Auf Basis statistischer Angaben beträgt der Anteil der KG300 (Baukonstruktion) bzw. der KG400 (versorgungstechnische Anlagen) 45 bzw. 55 % an den Bauwerkskosten. Der Anteil des Wärmeschutzes kann mit etwa 10 % angesetzt werden. Die Kosten (Bruttokosten inklusive Mehrwertsteuer[52]) für die Ausgangsbetrachtung betragen dann für die jeweiligen Gebäudetypen:

- EFH: 2000 € pro m² Wohnfläche
- MFH: 1920 € pro m² Wohnfläche
- GMH: 2230 € pro m² Wohnfläche

Die Sanierungskosten von Wohngebäuden werden bauteilspezifisch betrachtet. Dabei wird zudem nach Sowieso-Kosten – diejenigen Kosten, die bei einer durchzuführenden Sanierung ohnehin

[52] Diese werden zur Vergleichbarkeit an dieser Stelle in brutto ausgewiesen, gehen aber als Nettokosten, d.h. ohne Mehrwertsteuer in die Modellrechnungen ein.

anfallen würden – und energiebedingten Mehrkosten – Kosten die alleine durch zusätzliche Effizienzmaßnahmen anfallen – unterschieden (vgl. Tabelle 8 sowie Tabelle 9).

TABELLE 8: BAUTEILBEZOGENE SOWIESO-KOSTEN (BRUTTO INKL. MWST.) IN ABHÄNGIGKEIT DES AUSGANGSZUSTANDS DES GEBÄUDES

Sowieso-Kosten	Sanierung		
Bauteil	Nicht modernisiert	Gering modernisiert	modernisiert
	[€/m²]	[€/m²]	[€/m²]
Fassade	90	90	90
Fenster	300	300	300
Dach	145	145	145
Keller	30	30	30

TABELLE 9: BAUTEILBEZOGENE, ENERGIEBEDINGTE MEHRKOSTEN (BRUTTO INKL. MWST.) IN ABHÄNGIGKEIT DES AUSGANGSZUSTANDS DES GEBÄUDES

Energiebedingte Mehrkosten	Sanierung		
Bauteil	Nicht modernisiert	Gering modernisiert	modernisiert
	[€/m²]	[€/m²]	[€/m²]
Fassade	35	25	20
Fenster	60	60	60
Dach	20	15	10
Keller	10	9	8

4.1.1.2 Nichtwohngebäude

Für Nichtwohngebäude können aufgrund der unzureichenden und heterogenen Datenbasis zum Zustand der verschiedenen Gebäudetypologien die Sanierungsraten nicht vergleichbar ermittelt bzw. bestimmt werden. Die Veränderungen der energetischen Qualität des Gebäudebestandes werden implizit in den Szenarien zur energetischen Versorgung der Nichtwohngebäude berücksichtigt und basieren auf den Ergebnissen des Wohngebäudebereichs.

Für die Anlagentechnik im Nichtwohngebäude muss ein vereinfachter Kostenansatz gewählt werden. Aus den für den Wohngebäudebereich errechneten Kosten in den jeweiligen Szenarien werden flächenspezifische Kosten abgeleitet und diese unter Berücksichtigung der Kostenrelationen zwischen Wohngebäuden und den untersuchten Nichtwohngebäudetypen korrigiert.[53] Damit erfolgt für die betrachteten Szenarien die Berechnung der absoluten Kosten.
Die Kosten für Nichtwohngebäude basieren auf der Recherche und Aufbereitung von unterschiedlichen Datenquellen und zusätzlichen Annahmen und Berechnungen und dienen als Orientierungswerte.

[53] Basis: BKI (2015).

Berücksichtigt sind die Baukosten für den derzeit geltenden energetischen Gebäudestandard (nach EnEV2009 bzw. EnEV2016) sowie die beiden Förderstandards nach KfW (KfW85 und KfW70), jeweils für den Neubau oder die Sanierung. Die Kosten umfassen die Kostengruppen KG300 und KG400 (Netto ohne MwSt.). Die Bezugsgröße bildet die Nutzfläche (vgl. Tabelle 10).

TABELLE 10: KOSTEN FÜR KG300 UND KG400 (NETTO OHNE MWST.), AUFGETEILT NACH GEBÄUDETYPOLOGIEN, NEUBAU ODER SANIERUNG SOWIE ENERGETISCHEN STANDARDS

Gebäudetypologie	Neubau			Sanierung		
	EnEV2009 [€/m²NF]	KfW85 [€/m²NF]	KfW70 [€/m²NF]	EnEV2009 [€/m²NF]	KfW85 [€/m²NF]	KfW70 [€/m²NF]
Bildung	2.220	2.510	2.860	1.040	1.170	1.340
Büro und Verwaltung	2.150	2.420	2.770	830	940	1.080
Gewerbe und Industrie	890	1.000	1.150	430	490	550
Heilbehandlung	2.810	3.180	3.630	1.340	1.520	1.730
Handel und Dienstleistung	1.670	1.890	2.150	800	910	1.040
Sport	1.680	1.900	2.170	800	910	1.040
Kultur	2.340	2.650	3.020	1.120	1.260	1.440
Beherbergung und Gastronomie	2.060	2.320	2.660	970	1.100	1.260

Quellen: BMVBS (2012), Destatis (2017), FIW (2017).

4.1.2 Anlagentechnik[54]

4.1.2.1 Effizienz und Anlagenaufwandszahlen

Auf Basis der Berechnungsnormen DIN V 4701-10 und DIN V 18599 sowie eigener Berechnungen zum Endenergiebedarf von Gebäuden werden für die Heizungs- und Warmwassersysteme Aufwandszahlen definiert (Zahlenwerte siehe Tabelle 54 im Anhang). Für den zu erwartenden technischen Fortschritt und für die zukünftige Effizienz der einzelnen Anlagensysteme wird unter Berücksichtigung der Entwicklung in den vergangenen Jahren eine lineare Verbesserung der Effizienz bis 2050 differenziert für die einzelnen Anlagensysteme unterstellt.

4.1.2.2 Einsatz von Lüftungsanlagen

Durch den Einbau von mechanischen Lüftungsanlagen mit Wärmerückgewinnung ist eine Verringerung des Endenergiebedarfes und damit der THG-Emissionen verbunden. 2016 erhielten 40 % aller Neubauten eine Zu-/Abluftanlage mit Wärmerückgewinnung. Es wird eine lineare Erhöhung bis 2035 auf 90 % und danach ein konstanter Anteil unterstellt. 15 % der vollsanierten Bestandsgebäude wurden 2016 mit einer Zu-/Abluftanlage mit Wärmerückgewinnung ausgestattet. Der Anteil an Vollsanierungen mit Einbau einer Lüftungsanlage mit WRG erhöht sich

[54] Autor: ITG.

linear bis 2035 auf 50 % und bleibt danach ebenfalls konstant. Die Verbesserung des Effizienzniveaus der Gebäudehülle führt in beiden Betrachtungen (Neubau und Sanierung) zu einem höheren Anteil von Gebäuden mit Lüftungsanlagen.

Die Ermittlung des Endenergiebedarfes beim Einsatz von Lüftungsanlagen mit Wärmerückgewinnung erfolgt nach DIN V 4701-10 durch eine pauschale Verringerung des Nutzenergiebedarfes für Heizung. Zusätzlich erfolgt die Berücksichtigung des Hilfsenergieaufwandes für mechanische Lüftungsanlagen, dabei wird eine Verbesserung der Effizienz der Komponenten im Zeitraum bis 2035 berücksichtigt.

4.1.2.3 Photovoltaik-Anlagen

Die Berechnung des in Photovoltaik (PV)-Anlagen erzeugten Stromes erfolgt auf Basis des derzeitigen Ausbaustands von Dachanlagen im Wohngebäudebestand.[55] Es wird von einer Erhöhung der jährlich installierten PV-Fläche bis zum Jahr 2050 um 50 % unter Berücksichtigung einer jährlichen Rückbaurate ausgegangen. Gleichzeitig wird ein Rückgang der Investitionskosten für Photovoltaik-Anlagen und Stromspeicher berücksichtigt, entsprechend der Annahmen in Tabelle 27 des Datenanhangs.

4.1.2.4 Kosten Anlagentechnik – Wohngebäude

Die im Status quo angesetzten Investitionskosten der einzelnen Anlagenkomponenten sind Ergebnis umfangreicher eigener Recherchen. Sie basieren auf Listenpreisen führender Hersteller (Preisstand 2016) und umfassen neben den Materialkosten auch Lieferung, Montage und Inbetriebnahme sowie typische Rabatte und Preisaufschläge. Kosten für Heizflächen sind dabei berücksichtigt. Zusätzlich werden für die leitungsgebundenen Energieträger Gas und Fernwärme typische Hausanschlusskosten berücksichtigt. Durch Skaleneffekte sind Kostenminderungen bis zum Jahr 2050 für verschiedene Anlagentechniken zu erwarten (Zahlenwerte siehe Tabelle 55 im Anhang).

4.1.2.5 Laufende Kosten

Neben den Investitionskosten werden auch Kostenbestandteile für den Betrieb der Anlage berücksichtigt:

- Wartungskosten
    - pauschaler Ansatz mit Differenzierung nach der Größe der Anlage (EFH/MFH/GMFH) in Anlehnung an BTGA (2015)

[55] BMWI (2015).

- Betriebskosten[56]
    - Schornsteinfegergebühren nach Kehr- und Überprüfungsordnung (KÜO)
    - Versicherungen, z. B. Kosten für die notwendige Versicherung des Lagerrisikos für Heizöl
    - Instandhaltungskosten in Anlehnung an VDI 2067-1 2012

4.1.2.6 Kosten Nichtwohngebäude Anlagentechnik und Gebäudehülle

Für die Anlagentechnik im Nichtwohngebäude muss ein vereinfachter Kostenansatz gewählt werden. Aus den für den Wohngebäudebereich errechneten Kosten in den jeweiligen Szenarien werden flächenspezifische Kosten abgeleitet und diese unter Berücksichtigung der Kostenrelationen zwischen Wohngebäuden und den untersuchten Nichtwohngebäudetypen korrigiert.[57] Damit erfolgt für die betrachteten Szenarien die Berechnung der absoluten Kosten.
Die Kosten für Nichtwohngebäude basieren auf der Recherche und Aufbereitung von unterschiedlichen Datenquellen und zusätzlichen Annahmen und Berechnungen und dienen als Orientierungswerte.

Berücksichtigt sind die Baukosten für den derzeit geltenden energetischen Gebäudestandard (nach EnEV2009 bzw. EnEV2016) sowie die beiden Förderstandards nach KfW (KfW85 und KfW70), jeweils für den Neubau oder die Sanierung. Die Kosten umfassen die Kostengruppen KG300 und KG400 (Netto ohne MwSt.). Die Bezugsgröße bildet die Nutzfläche (Zahlenwerte siehe Tabelle 56 im Datenanhang).

4.2 Industriesektor

Dem Industriesektor wird in dieser Untersuchung der Energieverbrauch für Prozesse in der Industrie und im GHD-Sektor zugeordnet. Die Entwicklung von Raumwärme und Warmwasser für Industriegebäude wird dem Gebäudesektor zugerechnet. Zehn energieintensive Produkte werden auf Verfahrensebene abgebildet: Stahl, Aluminium, Kupfer, Zement, Kalk, Glas, Ammoniak, Chlor, Ethylen und Papier. Damit werden etwa zwei Drittel des Endenergiebedarfs 2015 im Industriesektor mit konkreten Annahmen zur Änderungen der Prozessroute fortgeschrieben, wie in Abbildung 13 dargestellt wird. Die sonstige industrielle Produktion und der GHD-Sektor, welche etwa ein Drittel des Endenergiebedarfs ausmachen, werden aggregiert betrachtet. Bei der Fortschreibung des Energiebedarfs dieser Branchen liegt der Schwerpunkt auf der Veränderung des Energiemix, insbesondere mit Hinblick auf die Rate der Elektrifizierung, aber auch hinsichtlich der Durchdringung mit Solarthermie und Wasserstoff.

[56] Kosten für den Energieverbrauch ergeben sich endogen aus der Modellierung des Gesamtsystems in den jeweiligen Szenarien.
[57] Basis BKI (2015).

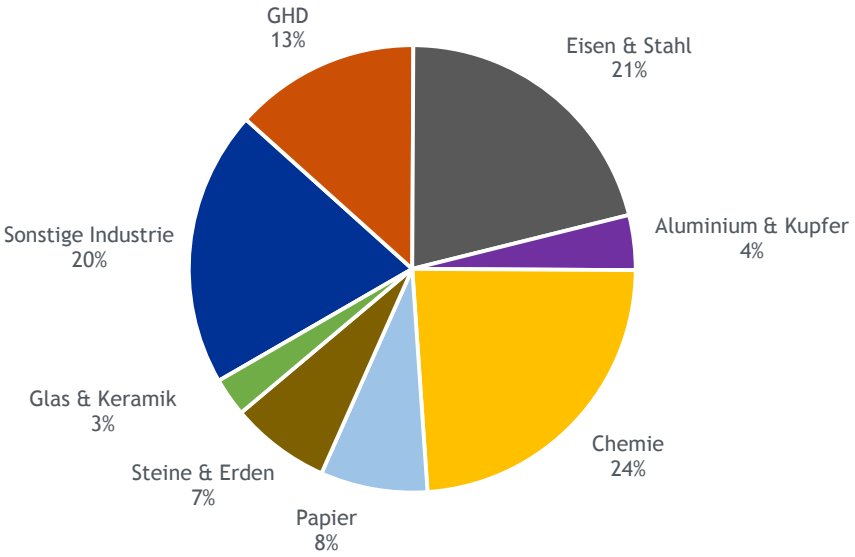


ABBILDUNG 13: ANTEILE DES ENDENERGIEBEDARFS 2015 NACH BRANCHEN

Als Datengrundlage für den Endenergiebedarf der einzelnen Branchen werden die AGEB Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland 2015 sowie die AGEB Anwendungsbilanzen 2015 für Industrie und für GHD verwendet.[58] Die Aufteilung auf einzelne Verfahren basiert hauptsächlich auf der Fraunhofer ISI-Studie „Energieverbrauch und THG-Emissionen industrieller Prozesstechnologien“ (2013) und einem Bericht von Loulou et al. (2005) aus dem NEEDS-Projekt. Für einzelne Branchen oder spezifische Themen wurden zusätzliche Quellen herangezogen, wie zum Beispiel DECHEMA (2017) für die chemische Industrie, Lauterbach et al. (2011) für das Potential von Solarthermie für industrielle Prozesswärme oder Weiss et al. (2007) für die nicht-energetischen Verbräuche der Industrie.

Die vorliegende Studie geht von einem gesamtwirtschaftlichen Wachstum (preisbereinigte Bruttowertschöpfung) von 1 % pro Jahr aus. Für die einzelnen betrachteten Branchen wurden in gemeinsamer Abstimmung mit den Partnerunternehmen der Studie differenzierte Annahmen auf Basis der historischen Entwicklung und dem erwarteten Wachstumspotential getroffen (siehe Tabelle 11). Diese reichen von -0,8% pro Jahr für die Stahlindustrie bis zu 2,0% pro Jahr für Aluminium. Implizit berücksichtigen die negativen Wachstumsraten auch Standortverlagerungen bestimmter Industrien, es wird jedoch kein Carbon Leakage im Sinne unterschiedlicher Wachstumsraten in Abhängigkeit der gesteckten klimapolitischen Ziele in der vorliegenden Studie betrachtet. Im Gegenteil unterliegt die Studie der impliziten Annahme, dass in jedem Szenario entsprechende Schutzmaßnahmen gegen Carbon Leakage getroffen werden, da das Wirtschaftswachstum über alle Szenarien gleichlaufend, also unabhängig je Szenario ist.

[58] AGEB (2017), AGEB (2018), Fraunhofer ISI (2016).

TABELLE 11: WACHSTUMSRATEN NACH BRANCHE UND PRODUKT

Branche/Produkt	Durchschnittliche Wachstumsrate pro Jahr	Branche/Produkt	Durchschnittliche Wachstumsrate pro Jahr
Stahl	-0,8%	Ammoniak	+1,3%
Aluminium	+2,0%	Chlor	+1,5%
Kupfer	+0,5%	Ethylen	+0,2%
Zement	-0,1%	Papier	+0,1%
Kalk	-1,2%	Sonstige Industrie	+1,2%
Glas	+0,3%	GHD	+0,9%

Für jede der abgebildeten Branchen bzw. Produkte werden individuelle Annahmen für die Entwicklung der Energieeffizienz getroffen. Grundsätzlich wird davon ausgegangen, dass große Effizienzpotenziale in den energieintensiven Branchen bereits ausgeschöpft wurden, sodass hier in Zukunft geringere Einsparmöglichkeiten als in der nicht-energieintensiven Industrie und im GHD-Sektor erwartet werden. Branchenspezifische Energieeffizienzannahmen beruhen auf dem Referenzszenario der EU Energy Trends sowie Experteneinschätzungen.[59]

Die Annahmen hinsichtlich der Rückführungsquoten von recyclingfähigen Produkten werden in Tabelle 12 dargestellt. Es wird davon ausgegangen, dass das Recycling von Aluminium, Hohlglas und Papier bereits heute einen großen Anteil des Potenzials erreicht hat. Für Kupfer wird erwartet, dass die Quote szenarienübergreifend noch gehoben werden kann. Für Stahl ist dieses Potential sogar noch höher. Das hängt auch mit dem niedrigen erwarteten Produktionswachstum zusammen: Da die gesamte Stahlproduktion jährlich leicht zurückgeht, steigt bei gleicher Menge an Sekundärstahl die Recyclingquote. Für die zielerreichenden Szenarien wird davon ausgegangen, dass über dies hinaus, die Rückführung von Stahl noch weiter erhöht werden kann, wenn entsprechende Anreize geschaffen werden.

TABELLE 12: RECYCLINGQUOTEN IN DER INDUSTRIE

Sektor	Szenario	2015	2030	2050
Stahl	Referenz	34%	37%	40%
	Zielszenarien	34%	40%	48%
Aluminium	alle	58%	58%	58%
Kupfer	alle	45%	47%	50%
Hohlglas	alle	60%	60%	60%
Papier	alle	84%	84%	84%

[59] EC (2016).

4.3 Verkehrssektor

Der Verkehrssektor umfasst die Verkehrsträger Straße, Schiene, Binnenschifffahrt und Luftverkehr. Hierunter fallen sowohl Personen- als auch Güterverkehr. Für alle Transportmittel und Szenarien wird die inländische (territoriale) Verkehrsleistung abgebildet. Für die Abbildung von Energiebedarf, Treibhausgasemissionen und volkswirtschaftlichen Kosten des Sektors werden techno-ökonomische Eingangsparameter festgelegt. Szenarioübergreifende Parameter beinhalten die Entwicklung der Verkehrsleistung, den Kraftstoffverbrauch, die Jahresfahrleistung sowie Investitions- und fixe Betriebskosten je Transportmittel und Antriebstechnologie. Tabelle 13 stellt eine Übersicht der untersuchten Verkehrsträger, Transportmittel sowie des methodischen Ansatzes dar.

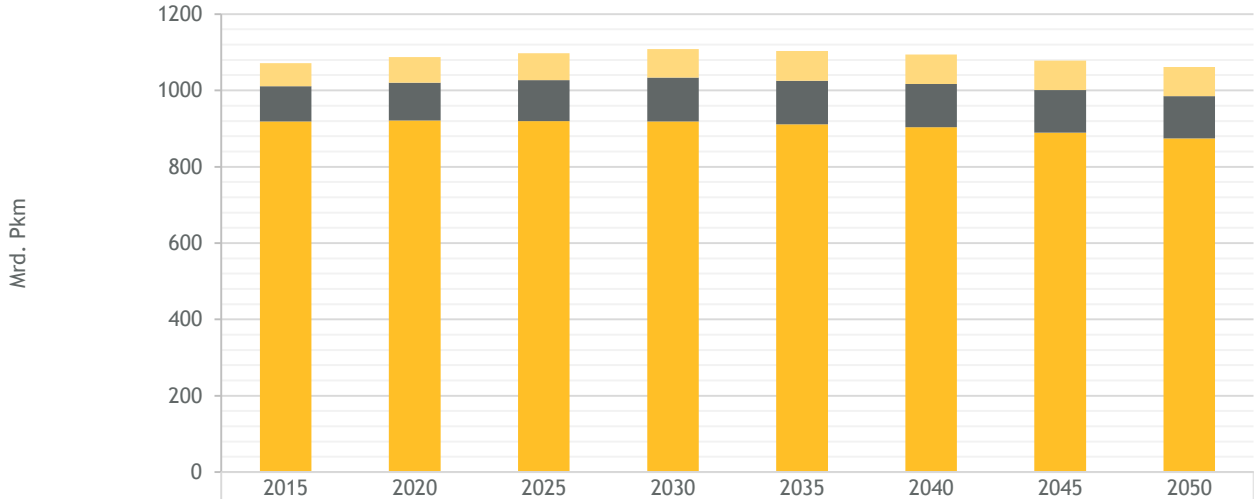
TABELLE 13: METHODISCHE ÜBERSICHT DER ABGEBILDETEN VERKEHRSTRÄGER, TRANSPORTMITTEL UND ANTRIEBSTECHNOLOGIEN

Verkehrsträger	Transportmittel		Antriebstechnologie	Methodik
	Güterverkehr	Personenverkehr		
Straße	LNF (< 3,5 t)	PKW	Benzin: ICT, HEV, PHEV Diesel: ICT, HEV, PHEV Methan: CNG / LNG ICT, HEV, PHEV Wasserstoff: H_2-FCV / LH_2-FCV Elektrisch: BEV	Neuzulassungsraten (Investitionsrechnung
	LKW (3,5 – 12 t)			
	LKW (> 12 t)			
Schiene	Schienengüterverkehr	Schienen-personenverkehr	Elektrisch Diesel Wasserstoff: H_2-FCV / LH_2-FCV	Fuel Split (energetische Betrachtung)
Wasser	Binnenschiffgüterverkehr		Diesel Methan: CNG / LNG Wasserstoff: H_2-FCV / LH_2-FCV	
Luft	Luftgüterverkehr	Luftpersonenverkehr	Kerosin Wasserstoff: LH_2-FC	

Die Verkehrsleistung stellt die Entwicklung der innerdeutschen Mobilitätsnachfrage dar, welche durch die Bereitstellung von Transportmitteln gedeckt werden muss. Das Aufkommen des Personenverkehrs wird in Personenkilometern (Pkm) gemessen, der Güterverkehr in Tonnenkilometern (Tkm).[60] Die Entwicklung der Verkehrsleistung wird für jedes Transportmittel

[60] EU (2013a).

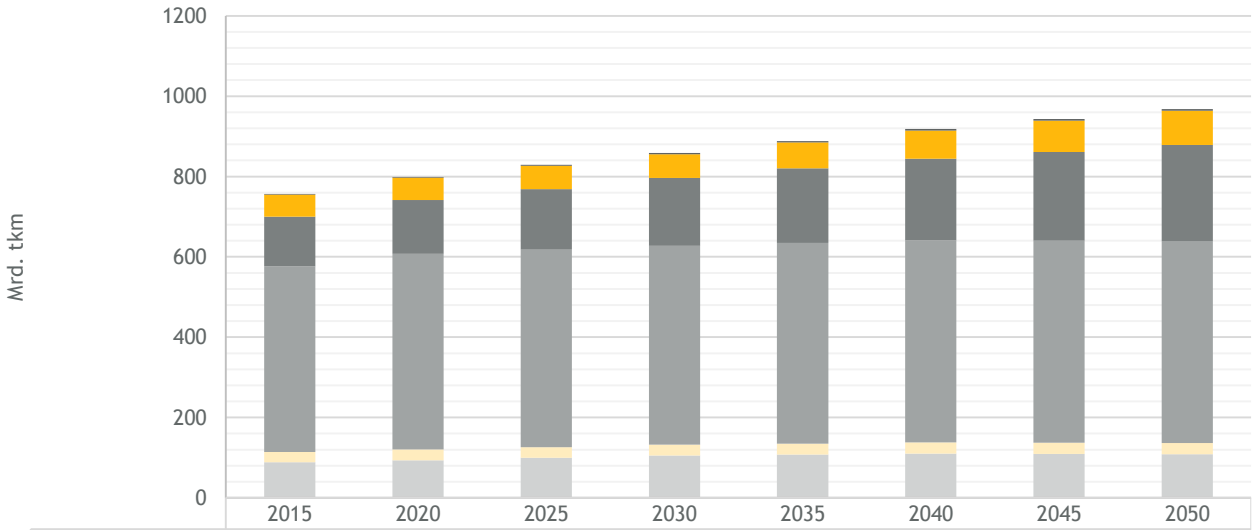
exogen bestimmt. Transportmittel des Personenverkehrs sind PKW, Schienen- und Luftverkehr. Die Transportmittel des Güterverkehrs sind unterteilt in LNF (mit einem Leergewicht unter 3,5 t), LKW mit einem Leergewicht zwischen 3,5 und 12 t, LKW mit einem Leergewicht über 12 t, Schienenverkehr, Wasserverkehr und Flugverkehr. Abbildung 15 und Abbildung 14 stellen die Entwicklung der Verkehrsleistung nach Transportmittel im Personen und Güterverkehr dar. Eine detaillierte Darstellung der Personenverkehrsleistung sowie ein Abgleich zu vergleichbaren Quellen befinden sich in Tabelle 64 in Anhang 5.



	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Luftverkehr	61	67	70	74	78	78	77	76
Schienenverkehr	92	100	107	115	114	113	112	111
PKW	919	921	920	919	912	904	889	874

ABBILDUNG 14: ENTWICKLUNG DER VERKEHRSLEISTUNG IM PERSONENVERKEHR NACH TRANSPORTMITTEL
Quellen: UBA (2016), BMVI (2014), BMWI (2014).

Das angenommene Wirtschaftswachstum Deutschlands schlägt sich zusammen mit steigendem Globalisierungsgrad in der Zunahme der Güterverkehrsleistung nieder (+42 % in 2050 gegenüber 2015). Hierbei wird von einer zunehmenden Verlagerung des Gütertransports von der Straße auf die Schiene ausgegangen.



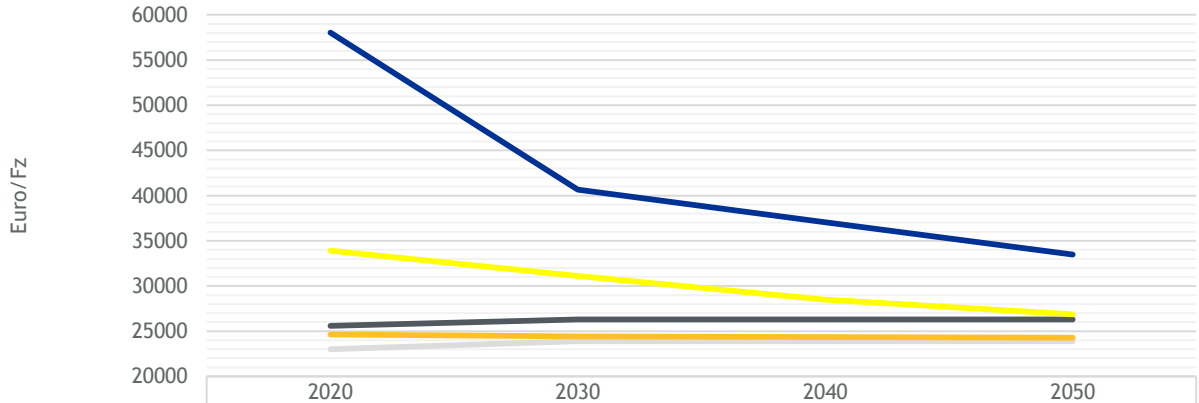
	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Luftverkehr	2	2	3	3	3	4	4	4
Binnenschifffahrt	55	56	57	59	65	71	78	86
Schienenverkehr	124	134	151	169	186	203	221	239
LKW (>12t)	462	487	491	495	499	503	503	503
LKW (3,5-12t)	25	27	27	27	27	28	28	28
LNF (<3,5t)	89	94	100	105	108	110	109	109

ABBILDUNG 15: ENTWICKLUNG DER VERKEHRSLEISTUNG IM GÜTERVERKEHR NACH TRANSPORTMITTEL
Quellen: BMVI (2014), TRACCS (2013).

Im Personenverkehr führt die demografische Entwicklung zusammen mit steigendem Einkommen zu einem geringen Anstieg des Personenverkehrs bis 2030. Mit leicht fortschreitendem Bevölkerungsrückgang nimmt danach auch die Personenverkehrsleistung leicht ab. In 2050 liegt das Aufkommen des Personenverkehrs in etwa auf dem Niveau von 2015. Es findet ebenso eine zunehmende Verlagerung von Straße auf Schienen- und Luftverkehr statt. Eine detaillierte Darstellung der Personenverkehrsleistung sowie ein Abgleich zu vergleichbaren Quellen befinden sich in Tabelle 65 in Anhang 5.

Tabelle 66 bis Tabelle 69 in Anhang 5 stellen die getroffenen Technologieannahmen der Transportmittel und Antriebstechnologien des Straßenverkehrs detailliert dar (Kraftstoffverbrauch, Lebensdauer, jährliche Fahrleistung sowie Investitions- und fixe Betriebs- und Wartungskosten). Die Technologieannahmen stützen sich auf eine breite Literaturrecherche in Abstimmung mit dem Expertenwissen aus dem Kreis der Studienpartner. Für jede Verkehrsklasse (PKW, LNF [<3,5 t], LKW [3,5-12 t] und LKW [>12 t]) wurden Referenzfahrzeuge gebildet, die ein durchschnittliches Transportmittel der jeweiligen Klasse darstellen. Innerhalb der Klasse wird somit eine kostenbasierte Vergleichbarkeit der Antriebstechnologien gewährleistet. Die Betrachtung unterschiedlicher Fahrzeugklassen im Straßengüterverkehr ermöglicht die Darstellung unterschiedlicher technischer und ökonomischer Anforderungen an Verkehrsträger. In den Transformationspfaden gewählte Neuzulassungsraten nach Antriebstechnologie führen zusammen mit den technologischen Parametern zu einer Flottenumwälzung des Straßenverkehrs, wodurch entsprechende Investitionen ausgelöst werden

und daraus Kapital- und Betriebskosten ermittelt werden können. Die gewählte Antriebstechnologie und der entsprechende Kraftstoffverbrauch bestimmen wiederum den Endenergiebedarf des Straßenverkehrs, welcher vom Energiesystem modellseitig kostenminimal hergestellt wird. Abbildung 16 stellt die Investitionskosten ausgewählter PKW-Fahrzeugtechnologien über den Betrachtungszeitraum dar.



	2020	2030	2040	2050
PKW Benzin	23024	23907	23907	23907
PKW Diesel	25592	26289	26289	26289
PKW Erdgas	24631	24436	24363	24289
PKW H2 FCV	58045	40643	37057	33470
PKW BEV	33903	31121	28498	26871

ABBILDUNG 16: INVESTITIONSKOSTENENTWICKLUNG AUSGEWÄHLTER PKW-FAHRZEUGTECHNOLOGIEN
(Quellen: Eigene Annahmen in Anlehnung an Arndt et al. (2016), IWES (2015), Dodds und McDowall (2014).

Die Investitionskosten der Fahrzeugtechnologien im Straßenverkehr stellen die Vollkosten eines Fahrzeuges mit der jeweiligen Antriebstechnologie dar. Gewinnmargen, Rabatte und Mehrwertsteuer finden keine Beachtung in dieser Studie. Im PKW-Bereich werden für Benzinfahrzeuge ein VW Golf 1.4 TSI BMT Comfortline sowie für Dieselfahrzeuge ein VW Golf 1.6 TDI Bluemotion Comfortline als Referenzfahrzeug verwendet. Alle weiteren Antriebe (CNG, H_2 FCV, BEV) bilden massenmarkttaugliche Fahrzeuge ab und orientieren sich an diesen Referenzfahrzeugen.

Für Benzin- und Dieselfahrzeuge wird angenommen, dass die Investitionskosten aufgrund erhöhter Umweltauflagen (bspw. Einhaltung zukünftiger Euro-Abgasnormen) bis 2030 leicht steigen werden. Investitionskosten für Diesel-PKW steigen aufgrund benötigter technologischer Nachrüstungen anteilig mehr als für Benzin-PKW. Nach 2030 verhalten sich die Kosten konstant, da sich geringe Kostendegression in der Herstellung gegenüber erhöhten umwelttechnischen Anforderungen ausgleichen. Für CNG-Fahrzeuge werden Kostensenkungspotenziale angenommen. Aufgrund bereits fortgeschrittener Lernkurven fallen diese mit etwa 0,8 % bis 2030 und 1,4 % bis 2050 gegenüber 2015 jedoch gering aus.

Eine weitaus höhere Kostendegression wird dagegen bei BEV und H_2-FCV angenommen. Der abgebildete BEV-PKW besitzt aktuell eine durchschnittliche[61] Reichweite von 200 km. Es wird jedoch davon ausgegangen, dass zukünftige BEV-PKW mit höherem Batteriespeichervolumen verstärkt im Massenmarkt eingesetzt werden, da Batteriekosten sinken und Mobilitätsgewohnheiten zu großen Teilen aufrechterhalten werden. Entsprechend wird die durchschnittliche Reichweite bis 2030 auf 400 km erhöht.[62] Die Kosten des zusätzlichen Batterievolumens sind in den dargestellten Investitionskosten enthalten. Dennoch sinken die Vollkosten bei zunehmenden Stückzahlen und geringeren Batteriekosten bis 2030 um etwa 8 %, bis 2050 um knapp 21 % gegenüber 2015. Ein BEV-PKW ist in der Herstellung in 2050 damit lediglich etwa 600 EUR teurer als ein Diesel. H_2 FCV-Fahrzeuge (mit Pufferbatterie), welche heute nur als Prototypen existieren, besitzen aufgrund von Lernkurveneffekten den höchsten Rückgang an Investitionskosten. Bereits bis 2030 findet eine Kostendegression von knapp 30 %, bis 2050 von 42 %, gegenüber 2015 statt. Es wird jedoch davon ausgegangen, dass gegenüber dem Benzin-PKW Mehrkosten von 70 % bis 2030, sowie Mehrkosten von 40 % bis 2050, nicht unterschritten werden können.

Des Weiteren wurden Kostenannahmen für LNF basierend auf einer umfangreichen Literaturrecherche ermittelt. Die relative Kostenrelation der verschiedenen Fahrzeugtechnologien verläuft proportional zur Entwicklung der Investitionskosten im PKW-Bereich. Investitionskosten für LKW basieren ebenso auf Literaturrecherchen. Für die Unterscheidung in mittelschwere (3,5 – 12 t) und schwere LKW (> 12 t) sind das Expertenwissen von dena und Studienpartnern eingeflossen.

Für Luftverkehr, Binnenschifffahrt und Binnenschifffahrt findet eine Investitions- und Kapitalkostenbetrachtung aufgrund fehlender repräsentativer Datengüte nicht statt. Stattdessen wird die Entwicklung des Modal Split der jeweiligen Verkehrsmittel exogen bestimmt. Tabelle 70 in Anhang 5 stellt die ermittelten Kraftstoffverbräuche der jeweiligen Antriebstechnologie nach Verkehrsmittel als Ergebnis einer Literaturrecherche dar. Mit einem vorgegebenen Modal Split ergeben sich Endenergiebedarfe, die vom Energiesystem kostenminimal bereitgestellt werden.

[61] Die Reichweite von E-Fahrzeugen ist beispielsweise abhängig von Außentemperatur und Wärmebedarf für die Fahrgastzelle und kann daher stark schwanken zwischen Realbetrieb und Herstellerangaben.

[62] Diese Studie verfolgt damit konservative Annahmen zur Entwicklung der Reichweite von neuzugelassenen BEV-Fahrzeugen im PKW-Bereich. Eine Erhöhung der Reichweite würde, aufgrund von größerer benötigter Batteriekapazität, erhöhte Kosten für BEV-Fahrzeuge mit sich bringen, wodurch wiederum die Kosten für Szenarien mit hohem Anteil an BEV-PKW ggü. solchen mit niedrigem Anteil steigen würden.

4.4 Energiesektor

4.4.1 Energieträgerpreise

4.4.1.1 Konventionelle Energieträger

Unter der Annahme ambitionierter Klimaschutzmaßnahmen auch in der übrigen Welt, wird eine trotz hohen globalen Wachstums stagnierende Weltnachfrage nach konventionellen Energieträgern unterstellt.[63] Zudem wird von einer insgesamt hohen Verfügbarkeit konventioneller Energieressourcen ausgegangen. Damit verbleiben die Preise für Steinkohle, Erdgas und Mineralöl nach dem Rückgang in Folge der globalen Rezession ab 2010 und teilweiser Erholung seit 2015 dauerhaft auf einem niedrigen Niveau Die Preisentwicklung basiert entsprechend dieser Grundannahme auf dem Sustainable Development Scenario (SDS) EU des WEO 2017 der IEA[64]. Bspw. liegt der Ölpreis im Jahr 2050 bei 34 EUR/MWh (55 EUR/Barrel). Die Preispfade sind in Abbildung 17 und in Anhang 1, Tabelle 31 aufgeführt.

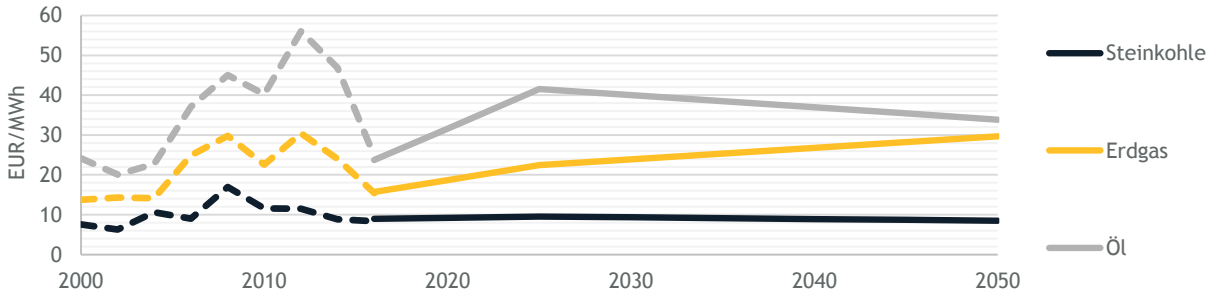


ABBILDUNG 17: PREISE KONVENTIONELLER ENERGIETRÄGER

Anmerkungen: Reale Preise in EUR (Basisjahr 2017); Bis 2016: Historische Preise aus BP (2017), inflations- und wechselkursbereinigt auf Basis von EZB (2018) und Destatis (2018); Ab 2016: Aus IEA (2017) SDS, Wechselkursannahme (konstant, real) 1 EUR = 1,063 USD, Zwischenjahre linear interpoliert, ab 2040 linear fortgeschrieben.

Die Preise für konventionelle Energieträger sind ein zentraler Parameter für die Modellierung des Energiesystems und haben einen wesentlichen Einfluss auf die Ergebnisse. Andere Preispfade würden zu einer Veränderung v. a. in Bezug auf die Kosten des Energiesystems führen, aber hätten u. a. auch Auswirkungen auf den Energieträgermix. So würden bei stärker steigenden Preisen für fossile Energieträger synthetische Substitute früher wettbewerbsfähig. Diese Sensitivität ist zu betonen, da die Prognose der Energiepreisentwicklung naturgemäß mit großen Unsicherheiten verbunden ist, insb. je ferner sie in die Zukunft blickt.

[63] Die Annahme eines ambitionierten Klimaschutzes in der übrigen Welt ist konsistent zur Annahme eines ebenfalls ambitionierten Klimaschutzes in Deutschland in den Zielszenarien. Allerdings ist zu diskutieren, ob die Brennstoffpreisannahmen auch für das Referenzszenario valide sind. Im Referenzszenario wird ein weniger ambitionierter (aber nicht unambitionierter) Klimaschutz in Deutschland angenommen. Trotzdem werden identische Brennstoffpreise wie jene in den Zielszenarien angenommen. Die implizite Annahme ist also, dass die übrige Welt weiterhin ambitionierten Klimaschutz betreibt, so dass die Brennstoffpreise auf niedrigerem Niveau verbleiben. Aus Sicht der globalen Brennstoffmärkte ist die unterstellte Preisentwicklung plausibel, da Deutschland im globalen Öl-, Gas- und Steinkohlemarkt jeweils nur einen vergleichsweise geringen Einfluss hat. Es ist eher fraglich, ob Deutschland weniger ambitionierten Klimaschutz als die übrige Welt betreiben wird. Da die Frage nach dem künftigen Fortschritt beim Klimaschutz in der übrigen Welt in dieser Studie nicht beantwortet werden kann, werden zu Gunsten der Vergleichbarkeit der Szenarienergebnisse untereinander in allen Szenarien dieselben Preise für konventionelle Energieträger angenommen.

[64] IEA (2017).

4.4.1.2 Synthetische Energieträger

Eine weitere Option zur Reduktion der THG-Emissionen ist die Substitution konventioneller durch synthetische Energieträger (sogenanntes PtX). Diese werden aus EE-Strom und bei Weiterverarbeitung zu Gasen oder Kraftstoffen unter Verwendung von CO_2 aus der Luft (mittels Direct Air Capture [DAC]) oder aus CO_2-haltigen Abgasen gewonnen. Dadurch sind sie – wie biogene Energieträger – trotz ihres CO_2-Gehalts bilanziell klimaneutral. Folgende synthetische Energieträger können vom Modell eingesetzt werden:

- PtX-H_2/PtX-LH_2: Mittels Elektrolyse wird Wasserstoff aus Wasser gewonnen. Bei PtX-LH_2 wird der Wasserstoff zusätzlich verflüssigt.
- PtX-Gas/PtX-LNG: Mittels Elektrolyse wird Wasserstoff aus Wasser gewonnen. Unter Verwendung des Wasserstoffs und CO_2 aus der Luft oder Industrieprozessen wird mittels Methanisierung synthetisches Gas (Methan) hergestellt. Bei PtX-LNG wird dieses zusätzlich verflüssigt.
- PtX-Fuels: Mittels Elektrolyse wird Wasserstoff aus Wasser gewonnen. Unter Verwendung des Wasserstoffs und CO_2 aus der Luft oder Industrieprozessen werden mittels der Fischer-Tropsch (FT)-Synthese synthetische Ölderivate (PtX-Diesel, PtX-Benzin, PtX-Kerosin, leichtes synthetisches Heizöl, schweres synthetisches Heizöl) hergestellt.

Das Modell kann in Deutschland und im europäischen Ausland PtX-Anlagen errichten, d. h. Wasserstoffelektrolyseure, DAC-Anlagen, Methanisierungsanlagen und FT-Synthese-Anlagen. Diese werden zur Produktion synthetischer Energieträger eingesetzt. Die Anlagen sind an das Stromnetz angeschlossen und erhöhen die Stromnachfrage. Innerhalb Europas können die Energieträger uneingeschränkt zwischen den Ländern gehandelt werden. Die Preise für die PtX-Energieträger in Deutschland und im EU-Ausland ergeben sich aus den Produktionskosten und den Kosten des Transports vom Produktions- zum Verbrauchsort. Die Produktionskosten wiederum ergeben sich aus den Kosten der EE-Stromerzeugung, Elektrolyse, CO_2-Gewinnung aus der Luft, Methanisierung und FT-Synthese. Die zugrundeliegenden EE- und PtX-Anlagenparameter (Investitions-, Betriebs- und Wartungskosten, Anlagenlebensdauern, Wirkungsgrade, Volllaststunden, Investitionszinssätze) sind in Anhang 1,Tabelle 26 und Tabelle 29 im Detail aufgeführt. Die Annahmen zur Entwicklung der Investitionskosten für die Alkali-Elektrolyse, Methanisierung und Fischer-Tropsch-Synthese ist zudem in Abbildung 18 dargestellt. Bis 2050 sinken die Investitionskosten für alle Technologien um mehr als 60 % ggü. 2020, auf 200 EUR/kW für die Elektrolyse, 300 EUR/kW für die Methanisierung und 195 EUR/kW für die Synthese.

Darüber hinaus kann das Modell die synthetischen Energieträger PtX-LNG, PtX-Diesel, PtX-Benzin und PtX-Kerosin aus dem außereuropäischen Ausland nach Deutschland und Europa importieren – aus Ländern mit günstigeren Bedingungen für EE, wie bspw. Algerien mit einer hohen Sonneneinstrahlung für günstigen Photovoltaikstrom. Die Wertschöpfungsketten und globalen Transportwege werden dabei als ähnlich denen für heutige konventionelle Energieträger angenommen. Für den Bezug synthetischer Energieträger aus dem außereuropäischen Ausland sind exogene Importpreise auf Basis von Herstellungsvollkosten angenommen. Diese wurden auf Basis

der für Deutschland und Europa verwendeten EE- und PtX-Anlagenparameter unter Berücksichtigung höherer EE-Volllaststunden, höherer Investitionsrisiken respektive Investitionszinssätze sowie höherer Transportkosten bestimmt. Die Herstellungsvollkosten und Transportkosten für die Energieträger PtX-LNG, PtX-Diesel, PtX-Benzin und PtX-Kerosin sind in Tabelle 14 und Tabelle 15 sowie zusätzlich im Datenanhang aufgeführt. Da im Nicht-EU-Ausland große Potenziale zur Erzeugung von PtX-Energieträgern angenommen werden, sind die Importmengen nicht begrenzt.

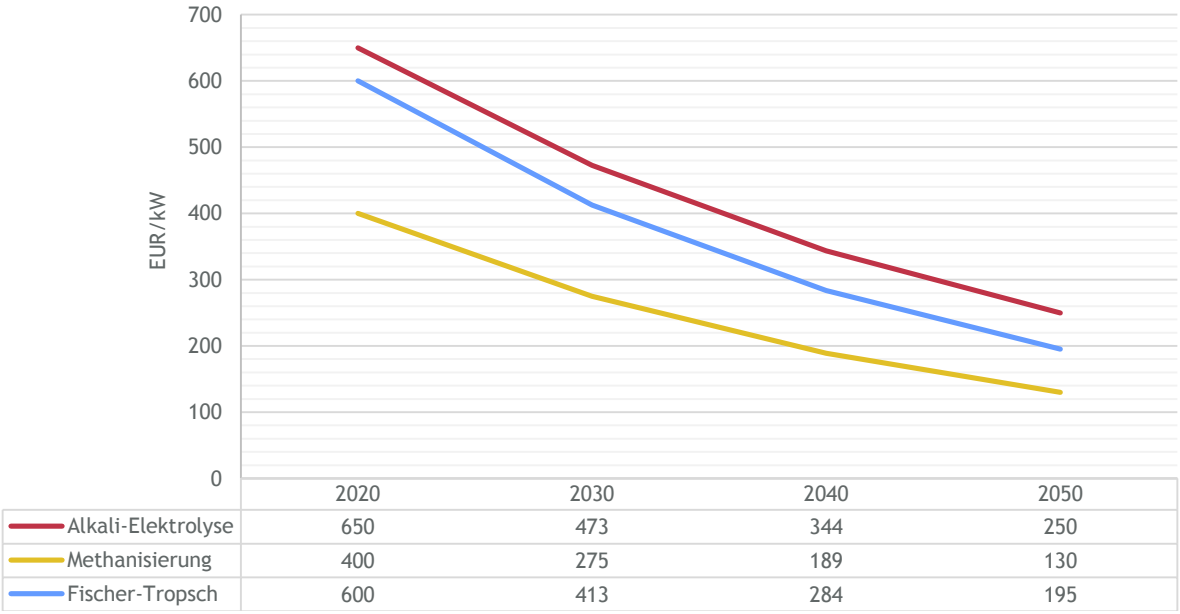


ABBILDUNG 18: ENTWICKLUNG DER INVESTITIONSKOSTEN VON PTX-ANLAGEN (BASISSZENARIEN)
Quellen: siehe Anhang 1, Tabelle 26 und Tabelle 29.

TABELLE 14: PTX HERSTELLUNGSVOLLKOSTEN IM NICHT-EU-AUSLAND (OHNE TRANSPORTKOSTEN) FÜR BASISSZENARIEN

Kraftstoff	Herstellungsart	Einheit	2020	2030	2040	2050	Quellen
PtX-Methan	Elektrolyse + Methanisierung	EUR/MWh$_{th}$	200	151	118	92	Eigene Berechnung auf Basis der DE/EU EE- und PtX-Technologie-parameter
PtX-Diesel	Elektrolyse + FT-Synthese	EUR/MWh$_{th}$	280	207	158	121	
PtX-Benzin	Elektrolyse + FT-Synthese	EUR/MWh$_{th}$	277	205	156	119	
PtX-Kerosin	Elektrolyse + FT-Synthese	EUR/MWht$_{h}$	280	207	158	121	
PtX-Heizöl	Elektrolyse + FT-Synthese	EUR/MWh$_{th}$	280	207	158	121	

TABELLE 15: PTX TRANSPORTKOSTEN AUS DEM NICHT-EU-AUSLAND

Kraftstoff	Einheit	Wert	Quellen
PtX-Methan	EUR/MWh$_{th}$	8,79 (Transport als LNG; Kosten inkl. Verflüssigung und Regasifizierung)	Agora Energiewende (2017)
PtX-Diesel	EUR/MWh$_{th}$	0,22	
PtX-Benzin	EUR/MWh$_{th}$	0,22	
PtX-Kerosin	EUR/MWh$_{th}$	0,22	
PtX-Heizöl	EUR/MWh$_{th}$	0,22	

4.4.2 Stromerzeugung in Deutschland und Europa

Im ewi ER&S-Energiemarktmodell DIMENSION+ sind alle konventionellen und erneuerbaren Kraftwerke sowie Speicher in 28 Ländern (EU-28 + Norwegen + Schweden – Malta – Zypern) abgebildet. Der Kraftwerkspark basiert auf der ewi ER&S Kraftwerksdatenbank[65], die auf kommerziellen und öffentlich zugänglichen Datenbanken sowie auf Erkenntnissen aus Expertenbefragungen basiert. Beschlossene oder geplante Veränderungen des Kraftwerksparks sind nach aktueller politischer und unternehmerischer Entscheidungslage berücksichtigt. Die Technologieannahmen für die konventionellen und erneuerbaren Erzeugungsanlagen sowie Speicher sind ausführlich im Anhang 1, Tabelle 26, Tabelle 27 und Tabelle 28 aufgeführt. Die Investitionskosten der Stromerzeugung werden darüber hinaus in Kapitel 4.4.3 diskutiert.

Die letzten deutschen Kernkraftwerke werden entsprechend des deutschen Kernenergieausstiegs mit dem Ablauf des Jahres 2022 abgeschaltet. In Tschechien und Polen wird entsprechend aktueller nationaler und europäischer Entscheidungslage das Ausscheiden alter Kohlekraftwerke teilweise auch durch den Zubau von Kernkraftwerken nach 2035 kompensiert.[66] Dabei wird auf Basis der Erfahrungen mit aktuellen Kernkraftprojekten im EU-Ausland sowie aufgrund der fraglichen Umsetzung eine Verzögerung ggü. der geplanten Inbetriebnahme um fünf Jahre ausgegangen. In der Schweiz wird der beschlossene weiche Kernenergieausstieg durch das Verbot von Kernkraftwerksneubauten abgebildet.

Ein ordnungsrechtlich verfügter Ausstieg aus der Kohleverstromung in Deutschland wird nicht angenommen. Der Zubau von Kohlekraftwerken im EU-Ausland ist entsprechend der Bekanntmachung von EURELECTRIC[67] lediglich in Polen und Griechenland möglich (ausgenommen sind bereits im Bau oder in Planung befindliche Kraftwerke). Der Einsatz von Carbon Capture and Storage (CCS) ist aufgrund von Bedenken hinsichtlich der Umweltverträglichkeit und

[65] ewi ER&S Kraftwerksdatenbank (2018).
[66] World Nuclear Association (2017).
[67] EURELECTRIC (2017).

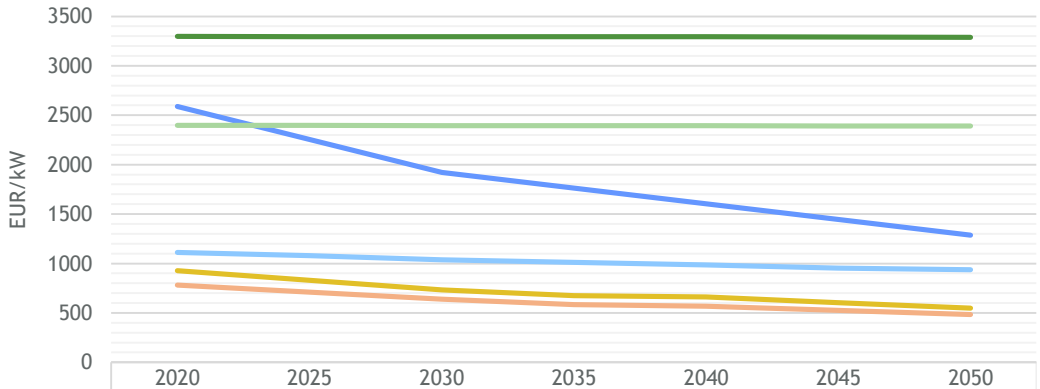
gesellschaftlichen Akzeptanz nur in den 95 %-Szenarien, nur im Industriesektor und erst nach 2040, aber nicht im Stromsektor erlaubt.

Für den Ausbau von Übertragungskapazitäten der grenzüberschreitenden Stromverbindungsleitungen (sogenannte Interkonnektoren) werden bis zum Jahr 2020 die Werte aus dem Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) 2016[68] und bis zum Jahr 2030 die Werte aus dem Netzentwicklungsplan (NEP) 2030[69] zugrunde gelegt. Der weitere Ausbau bis zum Jahr 2050 orientiert sich an Experteneinschätzungen aus dem Kreis der Übertragungsnetzbetreiber sowie an Szenarien der e-Highway 2050[70] Studie. Die Interkonnektoren zwischen Deutschland und seinen europäischen Nachbarländern können mit insgesamt 5 GW zur in Deutschland benötigten gesicherten Leistung beitragen. Die Interkonnektorannahmen sind im Datenanhang, Tabelle 47 und Tabelle 48 aufgeführt.

4.4.3 Investitionskosten von Stromerzeugungstechnologien

Die Investitionskosten für Stromerzeugungstechnologien basieren auf der Kraftwerksdatenbank von ewi ER&S[71], aktuellen Studien[72] sowie Experteneinschätzungen aus dem Partnerkreis der dena-Leitstudie. Die Kostendegression von 2020 bis 2050 liegt für Photovoltaik Freifläche bei 38 %, Photovoltaik Aufdach bei 41 %, Wind Onshore bei 16 % und Wind Offshore bei 50 %. Damit liegt sie für Photovoltaik und Wind Onshore im Vergleich zur Studienliteratur auf einem mittleren Pfad. Für Wind Offshore wird mit Blick auf aktuelle Ausschreibungsergebnisse und zu erwartender Skalierungseffekte von einer im Vergleich zur Literatur stärkeren Kostendegression ausgegangen. Für die Biomasse- und Biogasverstromung wird aufgrund der hohen technischen Reife der Technologien angenommen, dass die Investitionskosten nicht weiter sinken werden. Diese Annahme wird mit der gleichen Begründung für konventionelle Erzeugungstechnologien getroffen. Die Investitionskosten der beschriebenen EE-Stromerzeugungstechnologien sind in Abbildung 19 sowie in Anhang 1, Tabelle 27 aufgeführt. Die Investitionskosten der konventionellen Erzeugungstechnologien finden sich im Datenanhang Energie in Tabelle 26.

[68] ENTSO-E (2016).
[69] ÜNB (2017).
[70] ENTSO-E (2015).
[71] ewi ER&S Kraftwerksdatenbank (2018).
[72] U. a. Agora (2013, 2015, 2017), DIW (2013), Fraunhofer ISE (2015) und IEA (2016).



	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Photovoltaik Freifläche	780	710	640	583	569	525	483
Photovoltaik Aufdach	927	830	733	673	660	603	547
Wind Onshore	1113	1079	1038	1012	987	953	938
Wind Offshore	2590	2255	1920	1761	1603	1444	1285
Biomasseverstromung	3297	3296	3295	3294	3293	3290	3287
Biogasverstromung	2398	2396	2395	2394	2393	2392	2390

ABBILDUNG 19: ENTWICKLUNG DER INVESTITIONSKOSTEN FÜR EE-STROMERZEUGUNGSTECHNOLOGIEN

4.4.4 Potenzial- und Zubaugrenzen erneuerbarer Energien

Die Nutzung von Photovoltaik auf Frei- und Dachflächen, Wind Onshore, Wind Offshore und Bioenergie ist beschränkt durch Potenzialgrenzen. Die Grenzen ergeben sich aus technischen, ökologischen, ökonomischen und akzeptanzbedingten Restriktionen. Bei der Windenergie an Land und der Photovoltaik auf Freiflächen sind dies im Wesentlichen Nutzungskonkurrenzen mit Wohnbebauung, Ackerflächen und Schutzgebieten (z.B. Naturschutz oder Wasserschutz). Bei der Windenergie auf See bestehen Nutzungskonkurrenzen zu Schifffahrt, Fischerei und Naturschutz. Zentrale Größe bei der Photovoltaik auf Dachflächen ist die verfügbare Dachfläche von Wohn- und Nichtwohngebäuden. Bei der Bioenergie liegt im Wesentlichen eine Nutzungskonkurrenz mit Ackerflächen zur Nahrungsmittelerzeugung vor.

Die Annahmen zu den Potenzialgrenzen der verschiedenen erneuerbaren Energien wurden auf Basis einer Vielzahl von Studien, Einschätzungen aus dem Partnerkreis der dena-Leitstudie und weiteren Experteneinschätzungen ausgewählt und erarbeitet.

In dieser Studie wird davon ausgegangen, dass das Flächenpotenzial für Photovoltaik-Freiflächenanlagen in Deutschland auf 3.164 km^2 begrenzt ist.[73] Dies entspricht 0,9 % der Fläche Deutschlands. Das Flächenpotenzial (geeignete, solar nutzbare Dachflächen) für Photovoltaik-Dachanlagen ist auf 1.050 km^2 begrenzt.[74] Unter Annahme eines Flächenbedarfs von 20 m^2/kW für Freiflächen- und 10 m^2/kW für Dachflächenanlagen ergibt sich daraus ein Photovoltaik-Ausbaupotenzial von insgesamt 263 GW.

[73] BMVI (2015).
[74] BMVI (2015).

Für Wind Onshore-Anlagen wird von einer Flächenpotenzialgrenze in Höhe von 10.005 km^2 ausgegangen, oder 2,8 % der Fläche Deutschlands. Dies entspricht grob abgeschätzt der Fläche, die bei einem Wohnflächenabstand von rund 1.400 m[75] maximal für Windenergieanlagen an Land zur Verfügung stände[76]. Bei einem Flächenbedarf von 56 m^2/kW resultiert daraus eine Wind Onshore-Ausbaugrenze von 179 GW. Eine Ausschöpfung dieses Potenzials entspräche bei einer angenommenen Nennleistung von 3 MW je Anlage (entspricht der durchschnittlichen Leistung des Brutto-Zubaus in 2017; heutiger Anlagendurchschnitt im Bestand etwa 1,8 MW) einer Verdopplung der Anzahl der Windräder von heute 28.675 auf rund 60.000. Die realisierbare Obergrenze kann aber insb. bei der Windenergie an Land auch deutlich geringer ausfallen, wie in der Infobox 3 genauer erläutert wird.

Für den Wind Offshore-Ausbau wird zwischen einem technischen und einem realisierbaren Potenzial unterschieden. Das technische Ausbaupotenzial in der Wirtschaftszone Deutschland liegt bei 355 GW.[77] Das auf bereits genehmigten und in der Entwicklung befindlichen Flächen realisierbare Potenzial[78] liegt mit 33,3 GW deutlich darunter. Eine Ausschöpfung des realisierbaren Potenzials entspräche bei einer Nennleistung von 7 MW je Anlage (heute zwischen 4 und 6 MW), einer Verfünffachung der Anzahl von Wind-Offshore-Anlagen von heute etwa 1.000 auf dann rund 4.700. Eine Ausschöpfung des technischen Potenzials unter diesen Annahmen entspräche gar einer Verfünfzigfachung auf 51.000 Anlagen.

Zusätzlich zur Obergrenze für das Gesamtpotenzial ist der Nettoausbau von Photovoltaik und Windenergie durch einen maximalen Zubau pro Jahr beschränkt. Dieser ergibt sich aus ökonomischen Restriktionen wie bspw. begrenzter Kapazitäten von Produktionsanlagen und Arbeitskräften. Diese Zubaugrenzen sind in Anhang 1, Tabelle 44 aufgeführt.

Neben Ausbaupotenzialgrenzen für die Stromerzeugung aus Photovoltaik und Wind werden auch Potenzialgrenzen für die energetische Nutzung von biogenen Energieträgern berücksichtigt. Der Ersatz konventioneller durch biogene Energieträger ist eine weitere Option zur Senkung der THG-Emissionen. Biogene Energieträgersind biologisch-organischen Ursprungs und basieren größtenteils auf nachwachsenden Rohstoffen. Dadurch sind sie trotz ihres CO_2-Gehalts bilanziell klimaneutral. Folgende biogene Energieträger können im Energiesystemmodell eingesetzt werden:

- Feste Bioenergie: Sogenannte feste Biomasse, bestehend u. a. aus festen Stoffe aus der Landwirtschaft, Klärschlamm, Rest-, Wald- und Industriehölzern
- Gasförmige Bioenergie: Biogenes Gas, Biogenes LNG, Klärgas, Biogenes Methan (aufbereitetes Biogas)
- Flüssige Bioenergie: Biogener Diesel, Biogenes Benzin, Biogenes Kerosin, Biogenes Heizöl (leicht und schwer)

[75] Der Mindestabstand von Windenergieanlagen zur Wohnbebauung ist ein Indikator für akzeptanzbedingte Restriktionen. Regelungen des Mindestabstands zur Wohnbebauung sind z. B. 1.500 m im NRW-Koalitionsvertrag und 2.000 m in Bayern (sogenannte 10h-Regel).
[76] Eigene Annahme und Berechnung auf Basis von DEWI (2013).
[77] ewi ER&S Kraftwerksdatenbank (2018), maximales technisches Potenzial.
[78] Entsprechend Offshore-Netzentwicklungsplan 2025 (ÜNB [2015]).

Für Deutschland wird ein heimisches Bioenergiepotenzial zur energetischen Nutzung von 262 TWh/Jahr sowie ein Importpotenzial biogener Energieträger in Höhe von 48 TWh angenommen.[79] Das verfügbare Gesamtpotenzial für Bioenergie in Deutschland beläuft sich damit auf 310 TWh. Dieses kann in allen Sektoren (bspw. Pellet-Heizungen in Gebäuden, biogene Kraftstoffe im Verkehr oder Biomasseverfeuerung zur Stromerzeugung) eingesetzt werden.

Die Annahmen zu den EE-Potenzial- und Ausbaugrenzen sind im Datenanhang in den Tabelle 42 und Tabelle 44 aufgeführt.

INFOBOX 3: AUSBAUPOTENZIALE UND KOSTEN VON WIND ONSHORE

Die angenommenen Potenziale für Wind Onshore ergeben sich also aus einer detaillierten geographischen Analyse der Nutzungsflächen in Deutschland. In Hinblick auf das Jahr 2050 könnte aber das tatsächliche Potenzial geringer sein. Wie aktuelle Diskussion rund um die Windenergie andeuten, könnten etwa lokale Bürgerinitiativen gegen Windenergie, politisch verfügte Abstandsregelungen oder fehlender Netzausbau die künftigen Potenziale von Wind an Land (stark) einschränken. Wie im Untersuchungsschwerpunkt „Bottleneck" deutlich und in Kapitel 8.1 diskutiert wird, führen geringere Potenziale bei Wind Onshore zu geänderten Stromerzeugungs- und Importmengen sowie zu höheren Systemkosten.

Die ökonomischen Potenziale der Technologie könnten ebenfalls stark beeinträchtigt werden. Aufgrund des zur Klimazielerreichung notwendigen starken Ausbaus der Stromerzeugung diverser EE, d. h. Energieformen mit geringer Energiedichte wie Photovoltaik, Windenergie oder Biomasse, ist mit einem steigenden Flächenbedarf zu rechnen. Dieser Flächenbedarf könnte sich in deutlich höheren Grundstücks- oder Pachtpreisen materialisieren und damit zu höheren als in dieser Studie angenommenen Kosten der erneuerbaren Energien führen. Da der Zusammenhang von Flächenbedarf und Flächenkosten nicht seriös quantifiziert werden kann, wird in dieser Studie aber davon abstrahiert. Dies bedeutet, dass die angenommenen Investitionskostendegressionen aufgrund von technischem Fortschritt in dieser Studie nicht nachträglich um mögliche höhere Flächenkosten nach oben korrigiert werden.

4.4.5 Mindestausbau erneuerbare Stromerzeugung

Der EE-Mindestausbau im deutschen Stromsektor orientiert sich am EEG.[80] Der Ausbau der Stromerzeugung aus Photovoltaik und Wind Onshore folgt bis 2025, der aus Wind Offshore bis 2030 und der aus Biomasse bis 2020 den Vorgaben des Gesetzes. Die daraus resultierenden Mindestausbaupfade sind in Abbildung 20 sowie in Anhang 1, Tabelle 43 dargestellt. Vor dem Hintergrund der in dieser Studie angenommen THG-Minderungsziele, stellen diese Größen jedoch keine beschränkenden Annahmen dar. Der Mindestausbau wird in allen Szenarien erreicht, der darüber hinaus gehende Ausbau von EE-Stromerzeugungsanlagen erfolgt modellendogen. Der EE-Mindestausbau in Verbindung mit den EE-Potenzialgrenzen und das daraus resultierende Intervall für den möglichen endogenen EE-Ausbau ist in Abbildung 21 dargestellt.

[79] Eigene Annahmen auf Basis von Expertenbefragungen (u. a. UBA).
[80] EEG (2017).

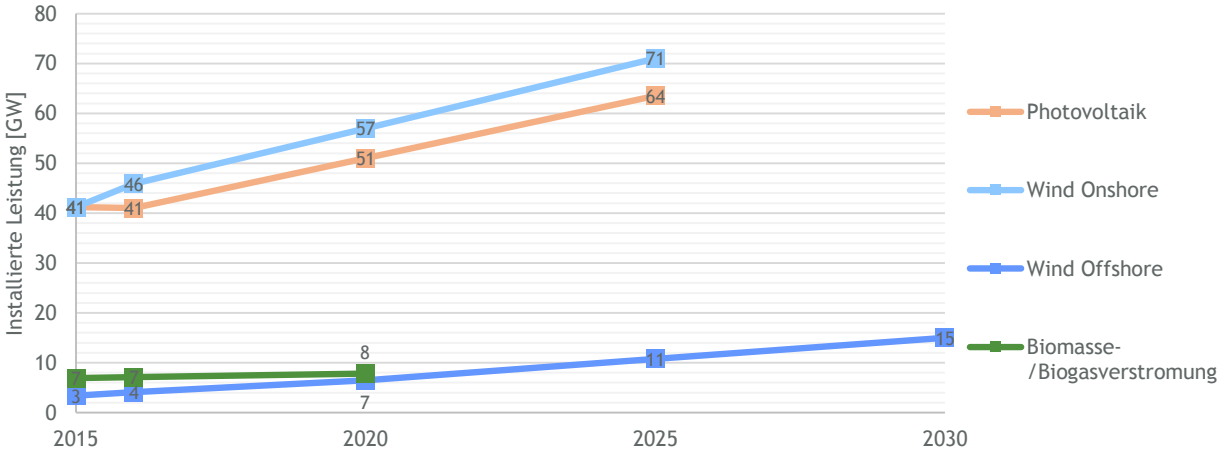


ABBILDUNG 20: EE-MINDESTAUSBAU IM STROMSEKTOR

Quellen: 2015: Historie; 2020-2030: EEG (2017).

ABBILDUNG 21: MINDESTAUSBAU UND POTENZIALGRENZEN DER EE-STROMERZEUGUNG

Der Ausbau erneuerbarer Stromerzeugungsanlagen im EU-Ausland ist entsprechend der aktuellen politischen Rahmenbedingungen angenommen (siehe Anhang 1, Tabelle 45).

Aktuelle Bestrebungen und Pläne wie bspw. das Ziel Anteil von 65 % Erneuerbare Energie am Stromverbrauch bis zum Jahr 2030, den EE-Ausbau zu beschleunigen (wie bspw. das Ziel im Koalitionsvertrag von CDU und SPD formulierte Ziel, den EE-Anteil am Stromverbrauch bis 2030 auf mindestens 65 % zu erhöhen), sind – sofern nicht bereits umgesetzt – nicht als gegeben angenommen.

4.4.6 Infrastrukturkosten

4.4.6.1 Wasserstoff

Die Kosten der Wasserstoffinfrastrukturen werden annahmenbasiert vereinfacht nach folgendem Kalkül abgeschätzt: Der Wasserstoffbedarf im Verkehr wird durch LKW-Transporte bedient. Als Kosten werden vereinfachend 13,2 EUR/MWh angenommen, steigen also proportional mit dem Wasserstoffbedarf im Verkehr. Als Kostensatz für Transport und Tankstelleninfrastruktur wird 28,2 EUR/MWh Wasserstoff in 2050 angenommen.[81] Für die Bedienung des Wasserstoffbedarfs in der Industrie wird angenommen, dass 90% über umgerüstete Pipelines bedient werden und 10% über neugebaute Pipelines. Als Kostensatz für umgerüstete Pipelines wird vereinfachend angenommen, dass der Transport 2,76 EUR/MWh kostet (2050), davon entfallen 2,12 EUR/MWh auf die Umrüstung. Die Kosten von Neubau-Pipelines belaufen sich annahmegemäß auf 8,48 EUR/MWh (2050).[82] Die Kostenabschätzung ist stark annahmegetrieben und somit eher als Größenordnung und weniger als genauer Wert zu interpretieren: Eine detailliertere Herleitung wäre rein spekulativ, da sie mit vielen Unwägbarkeiten verbunden ist und liegt somit nicht im Untersuchungsfokus dieser Studie.

4.4.6.2 Wärme

Die Kosten für Wärmenetze unterscheiden sich je nach Standort zum Teil deutlich. Entsprechend Eikmeier (2015) ergeben sich Spannbreiten von etwa 20 bis 100 EUR/MWh. Für diese Studie wird vereinfachend angenommen, dass die gegenwärtigen Infrastrukturkosten der Fern-/Nahwärmeversorgung 60 Euro/MWh (Kleinstadt), 40 Euro/MWh (Mittelgroßstadt) und 20 Euro/MWh (Großstadt) betragen. Hierin enthalten ist jeweils ein fixer Kostenbestandteil von 60 %, welcher kurzfristig nicht abhängig von der nachgefragten Menge ist. 40 % der Kosten sind dagegen variabel in der Nachfrage. Es wird angenommen, dass 52 % Fern- und Nahwärmenachfrage entfallen auf das Cluster Großstadt entfallen. 29 % entfallen auf Mittelgroßstädte und 19 % auf Kleinstädte.[83]

Es wird vereinfachend angenommen, dass diese Verhältnisse über den gesamten Betrachtungszeitraum gelten. Entsprechend lassen sich die Kosten der Wärmenetze für Deutschland aggregieren. Es muss betont werden, dass dieser Kostenansatz lediglich eine Indikation über Kostenentwicklungen geben kann. Aufgrund der großen Heterogenität des Marktes ist eine detaillierte Abbildung nicht Gegenstand dieser Studie.

[81] Die Kostenparameter beruhen auf eigener Vollkostenberechnung von Infrastruktur- und Bezugskosten im Mobilitätssektor. Hauptquelle ist unter anderen Krewitt und Schmid (2005).
[82] Eigene Berechnung basierend auf Rösler et al. (2011).
[83] Eigene Berechnungen basierend auf Eikmeier (2015).

4.5 Stromnetze[84]

4.5.1 Übertragungsnetz-Ebene

Im Folgenden sollen die wesentlichen Annahmen des in Abschnitt 3.4.1 beschriebenen Übertragungsnetzmodells erörtert werden. Im Rahmen der zu beschreibenden Annahmen gilt es auch auf weiterführende Aspekte einzugehen, welche im Rahmen der Modellierung nicht direkt berücksichtigt werden. Darüber hinaus werden die zugrunde gelegten Investitionen für die berücksichtigten Netzausbaumaßnahmen ausgewiesen.

4.5.1.1 Wesentliche Planungsgrundsätze und Annahmen

Grenzwerte in der Netzplanung

Die im Rahmen der Netzberechnungen ermittelten Leistungsflüsse werden mit den thermischen Grenzströmen der Leitungen abgeglichen. Die Berücksichtigung des n-1-Kriteriums im verwendeten DC-Modell erfolgt über die Festlegung des thermischen Grenzstromes auf 70 % der Übertragungskapazität einer Trasse. Diese Form der Abschätzung von Verletzungen des n-1-Prinzips erfolgte in ähnlicher Form bereits im Gutachten NEMO II.[85] Als Standardbetriebsmittel für den Netzausbau in Freileitungstechnik werden Leiterseile mit einer Stromtragfähigkeit von max. 3,6 kA pro Stromkreis (entspricht ca. 2,4 GW) verwendet. Trassen in Kabeltechnik werden hingegen mit einer Leistung von 2 GW berücksichtigt.

Die Abschätzung des erforderlichen Netzausbaubedarfes bis 2050 erfolgt über ein DC-Lastflussmodell. Hierbei gilt es zu beachten, dass folglich die Bewertung von spannungsbedingten Netzausbaumaßnahmen und die Bereitstellung von Blindleistung nicht berücksichtigt werden. Somit ist die Bewertung von Kompensationsanlagen und der Blindleistungsstellfähigkeit von Umrichtern der HGÜ nicht im Fokus der Betrachtungen.

Spitzenkappung

Im Rahmen der Bewertung von Netzausbaumaßnahmen wird die Spitzenkappung als anerkannter Planungsgrundsatz bereits bei der Modellierung der bundeslandscharfen Zeitreihen berücksichtigt (s. Schritt 1 aus 3.4.1) und ist damit in den Netzberechnungen enthalten. Hierbei gilt es die Spitzenkappung als Planungsinstrument klar von der Abregelung im Betrieb abzugrenzen. Planerisch darf hier eine Reduktion der prognostizierten jährlichen Stromerzeugung um bis zu 3 % angesetzt werden (vgl. §11 Abs. 2 EnWG[86]). Die im Netzbetrieb tatsächlich auftretende Leistungsreduktion der Anlagen berücksichtigt die aktuell im Netz herrschenden Leistungsflüsse,

[84] Autor: ef.Ruhr.
[85] TU Graz (2012).
[86] Bundesanzeiger (2018).

wodurch die tatsächlich abgeregelte Energie, die planerische auch deutlich unter- ggf. aber auch überschreiten kann.

Netzoptimierende Maßnahmen und Eingriffe in den Netzbetrieb

Netzoptimierende Maßnahmen oder auch der marktbezogene Eingriff sind Maßnahmen, welche den erforderlichen Netzausbaubedarf im Übertragungsnetz mindestens verzögern oder sogar vermeiden können.

Vor der Durchführung von Netzausbaumaßnahmen sind gemäß des NOVA-Prinzips (Netzoptimierung vor Netzverstärkung vor Netzausbau) grundsätzlich netzoptimierende Maßnahmen zu berücksichtigen. Hierzu zählen unter anderem auch betriebliche Maßnahmen wie die Veränderung der Netztopologie durch Schaltmaßnahmen. Bei der Lastflusssteuerung werden die Fähigkeiten von Betriebsmitteln wie HGÜ und querregelnden Transformatoren eingesetzt, um den natürlichen Leistungsfluss im Übertragungsnetz gezielt zu beeinflussen. Diese Maßnahmen führen zu einer verbesserten Ausnutzung der vorhandenen Übertragungskapazitäten und können somit erforderliche Netzausbaumaßnahmen verzögern, reduzieren oder vollständig vermeiden.

Aufgrund des Zeithorizonts 2050 und der damit verbunden Unsicherheit bezüglich einer zukünftigen etwaigen Ausgestaltung werden diese Maßnahmen im Rahmen der Modellierung jedoch nicht berücksichtigt, sind aber zu diskutieren.

Redispatch von Kraftwerken sowie das Einspeisemanagement von Anlagen aus EE und Lastabschaltungen sind marktbezogene Eingriffe in den Netzbetrieb, welche eine Möglichkeit zur Reduktion von Investitionen im Bereich der Stromnetze darstellen. Durch gezielte Verlagerung von Einspeisung und Last können hier, ähnlich wie bei netzoptimierenden Maßnahmen, Lastflüsse gesteuert werden. Der aktuelle NEP sieht marktbezogene Eingriffe als kurzfristige Maßnahmen zur Einhaltung der Netzsicherheit nicht vor. Aufgrund dessen werden diese Maßnahmen als nicht beitragend für eine bedarfsgerechte Netzbemessung angesehen und daher nicht bei der Netzausbauplanung berücksichtigt[87]. Für die Senkung des Investitionsbedarfs bei zukünftigen Netzausbaumaßnahmen sollte die Einbeziehung der Marktflexibilität dennoch geprüft werden. Es gilt abzuwägen, inwieweit eine Reduktion der betrieblichen Freiheitsgrade gegenüber potentiellen Einsparungen und eventuell auftretender Akzeptanzprobleme gegenüber weiteren Netzausbaumaßnahmen zu vertreten ist.

[87] 50 Hertz/Amprion/TenneT/TransetzBW (2017).

4.5.1.2 Monetäre Bewertung von Netzausbaumaßnahmen

Im Rahmen der monetären Bewertung werden die in Tabelle 16 dargestellten spezifischen Kostenannahmen gemäß NEP verwendet. Bei den aufgeführten Positionen handelt es sich um Maßnahmen in Freileitungstechnik.

TABELLE 16: KOSTENANNAHMEN FÜR NETZAUSBAUMAßNAHMEN IM ÜBERTRAGUNGSNETZ (ONSHORE)

Maßnahme	Investitionen	Einheit	Bemerkung
Neubau 380-kV-Trasse in bestehender 220-kV-Trasse, Doppelleitung	1,6	Mio. € / km	Inkl. Rückbau der bestehenden Trasse
Umbeseilung vorhandener 380 kV	0,2	Mio. € / km	Auf Bestandsleitung pro Stromkreis
380-kV-Neubau in Doppelleitung	1,5	Mio. € / km	Neubautrasse

Sind Netzausbaumaßnahmen in Kabeltechnik erforderlich, ist die Wahl zwischen dem Einsatz von Drehstrom (AC)- oder DC-Technologie im Wesentlichen von der Länge der Trasse abhängig. Heutige in Deutschland geplante HGÜ-Trassen besitzen eine durchschnittliche Leitungslänge von über 500 km. Hierfür werden gemäß NEP Investitionen von 4,0 Mio. €/km für eine Übertragungskapazität von 2 GW angesetzt. Hinzu kommen die erforderlichen Investitionen für die DC-Konverterstationen, welche pro Station mit 0,2 Mio. €/MW bepreist werden.

Die Anbindung von Offshore-Windparks erfolgt i.d.R. in Kabeltechnik. Im Rahmen dieser Studie wird davon ausgegangen, dass die Anbindung mit Investitionen in einer Höhe von 2 Mio. €/km für eine Übertragungskapazität von 900 MW verbunden ist[88].

4.5.2 Verteilnetz-Ebene

Im Folgenden werden ausgewählte zentrale Annahmen zur Berechnung des Netzausbau- und Investitionsbedarfes in den Verteilnetzen dargestellt. Im Fokus dieser Darstellung stehen insbesondere die MS- und NS- Ebenen. Da die Bestimmung des Netzausbaubedarfes in der HS-Ebene aus den regionalisierten EE-Zubauleistungen extrapoliert wurde, folgen diesbezüglich insbesondere wesentliche Einschränkungen hinsichtlich der Interpretation der Ergebnisse.

4.5.2.1 Planungsrelevante Netznutzungsfälle

Die Planung elektrischer Versorgungsnetze muss für eine Vielzahl an Einspeise- und Lastszenarien, eine hohe Versorgungszuverlässigkeit und Versorgungsqualität gewährleisten. Aus diesem Grund werden die Netze für extreme Belastungssituationen dimensioniert. Zur Dimensionierung von NS-

[88] 50 Hertz/Amprion/TenneT/TransetzBW (2017)

und MS-Netzen werden daher der Starklast- und der Rückspeisefall als planungsrelevante Netznutzungsfälle angesehen.

Im Starklastfall wird eine ausschließlich lastgeprägte Versorgungssituation im Netz untersucht. Die Lasten werden in diesem Nutzungsfall mit 100 % ihrer Nennleistung angenommen. Die Versorgung der Lasten erfolgt alleinig aus der übergeordneten Spannungsebene. Im Rückspeisefall wird eine reduzierte Leistungsaufnahme der Lasten unterstellt. Vorhandene DEA speisen dagegen mit Nennleistung in das Netz ein. Im Extremfall übersteigt so die eingespeiste Leistung die angenommene Last. Überschüssige Leistung wird dann in die übergeordnete Spannungsebene gespeist. Die in den betrachteten Netznutzungsfällen angesetzten Skalierungsfaktoren werden in Tabelle 50 (Anhang 2) aufgeführt.

4.5.2.2 Grenzwerte für die Netzplanung

Für die Identifikation von Netzengpässen werden, die im Folgenden aufgeführten Grenzwerte bezüglich der Belastung von Betriebsmitteln sowie der Spannungsqualität angesetzt.

In der MS-Ebene ist die n-1-sichere Versorgung der Verbraucher ein angewandter Planungsgrundsatz. Im ungestörten Starklastfall muss daher eine ausreichende Reserve vorgehalten werden. Bei den HS/MS-Transformatoren sowie bei den MS-Leitungen wird eine Belastbarkeit von 100 % der Bemessungsscheinleistung im n-1-Fall zugelassen, weshalb sich für den Normalbetrieb eine maximale Belastung von 50 % ergibt. Der n-1-sichere Netzanschluss von DEA ist derzeit kein Planungsgrundsatz, weshalb im ungestörten *Rückspeisefall* eine Belastung von 100 % zulässig ist.

In der NS Ebene ist der n-1-sichere Anschluss sowohl von Verbrauchern, als auch von DEA kein angewandter Planungsgrundsatz. Deshalb können alle Betriebsmittel in der NS Ebene mit bis zu 100 % ihrer Bemessungsscheinleistung belastet werden. Zusammenfassend sind in Abbildung 22 die zulässigen Betriebsmittelbelastungen an einem Beispielnetz illustriert.

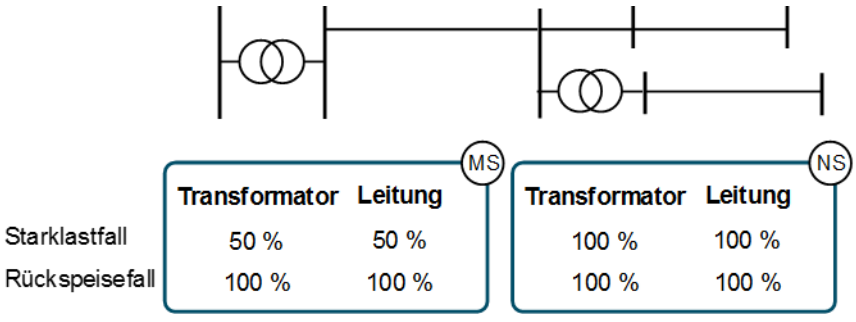


ABBILDUNG 22: ZULÄSSIGE BETRIEBSMITTELBELASTUNGEN IM UNGESTÖRTEN BETRIEB

Die Mindestanforderungen an die Spannungsqualität werden von der EN 50160 beschrieben. Demnach beträgt die zulässige Spannungsänderung beim NS-Endkunden ± 10 % der Nennspannung.

Das Spannungsband von U_N ± 10 % wird vom Verteilnetzbetreiber (VNB) auf die NS- und die MS-Ebene aufgeteilt[89]. Die Betrachtung der Umspannebene erfolgt in dieser Studie integriert zur Unterspannungsseite der Umspannebene (bspw. NS-Netz zusammen mit MS/NS-Umspannebene), wodurch ein effizienterer Netzausbau erzielt wird[90]. Die resultierende Aufteilung des Spannungsbandes ist in Abbildung 23 dargestellt.

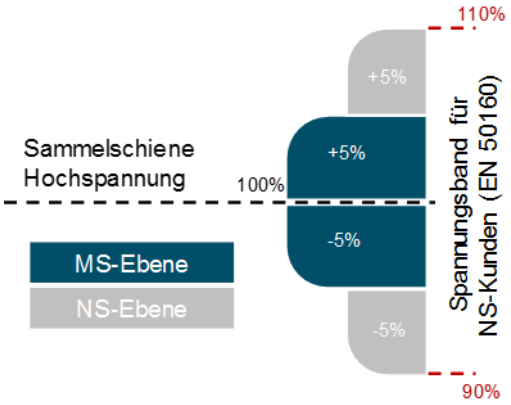


ABBILDUNG 23: SPANNUNGSBANDAUFTEILUNG FÜR DIE INTEGRIERTE BETRACHTUNG IM UNGESTÖRTEN BETRIEB

4.5.2.3 Berücksichtigung der Spitzenkappung

Im Rahmen der Analyse wird ein flächendeckender Einsatz der Spitzenkappung (vgl. §11 Abs. 2 EnWG[91]) angenommen. Auf Grund der hohen Unsicherheit des zukünftig verwendeten Ansatzes zur Umsetzung der Spitzenkappung sowie der zu erwartenden Diversität der Umsetzungsvarianten unterschiedlicher Netzbetreiber wird der konservative Ansatz der pauschalen Spitzenkappung verwendet. Es werden die nachstehenden, im Zuge des *FNN-Hinweises: Spitzenkappung – ein neuer planerischer Freiheitsgrad*[92] ermittelten, pauschalen Kappungsfaktoren zugrunde gelegt. Die Einspeiseleistung wird im auslegungsrelevanten Rückspeisefall entsprechend wie folgt beschränkt:

- PV-Anlagen: Spitzenkappung auf 70 % der installierten Leistung
- WEA: Spitzenkappung auf 84 % der installierten Leistung

Die Ermittlung der Reduktionsfaktoren erfolgte dabei durch die Analyse von Jahreslastgängen. Es wurden Jahreslastgänge von flächendeckend über Deutschland verteilten WEA und PV-Anlagen unterschiedlicher Anschluss-Spannungsebenen (HS bis NS) sowie aus mehreren Jahren untersucht.

[89] DKE (2018).
[90] ef.Ruhr (2017).
[91] Bundesanzeiger (2018).
[92] VDE (2017a).

4.5.2.4 Berücksichtigung der Sektorenkopplung

Die konkrete Berücksichtigung von EV und WP in der Netzplanung ist von der Anzahl der im Netz installierten Einheiten abhängig. So muss in NS-Netzen beispielsweise bei einer geringen Anzahl von EV von simultanen Ladevorgängen aller Einheiten bzw. einer hohen Gleichzeitigkeit der Ladevorgänge ausgegangen werden. Bei einer höheren Anzahl von Fahrzeugen, beispielsweise in Mittelspannungsnetzen, können hingegen große Durchmischungseffekte beobachtet werden und eine geringere Gleichzeitigkeit in der Netzplanung angesetzt werden. Dieser Effekt wird in der Netzplanung üblicherweise in Form einer sog. Gleichzeitigkeitsfunktion berücksichtigt. In der vorliegenden Analyse werden die in Abbildung 24 dargestellten Gleichzeitigkeitsfaktoren für die Netzplanung in Abhängigkeit der Anlagenzahl verwendet. Hierbei wird ein rein stochastisches Ladeverhalten der Elektromobilität unterstellt.

Neben der Bewertung der Gleichzeitigkeit gilt es zudem die anzusetzende Leistung zu definieren, da das Zusammenspiel von Gleichzeitigkeit und Leistung für die Auslegung der Netze entscheidend ist. Hinsichtlich der zu berücksichtigenden Leistung sind insbesondere bei der Elektromobilität die geltenden TAB für das private Laden zu beachten. Lasten ab einer Nennleistung von 12 kW sind hier anmeldepflichtig[93]. Bei einer entsprechenden Sicherung ergibt sich für ein Elektrofahrzeug eine dreiphasige Ladeleistung von 11 kW, welche folglich derzeit nicht angemeldet werden müsste. Daher wird im Rahmen dieser Studie eine Ladeleistung von 11 kW bei stochastischem Ladeverhalten unterstellt. Die aktuell in der letzten Phase des Entwurfs befindliche VDE-AR-N4100 sieht künftig eine geltende Anmeldepflicht für Ladeeinrichtungen ab einer Bemessungsleistung von 4,6 kVA[94] vor. Somit besteht für die Verteilnetzbetreiber zumindest die Möglichkeit das Vorhandensein von EV innerhalb des Netzgebietes nachzuhalten und dann entsprechend in der Netzplanung auch berücksichtigen zu können.

[93] BDEW (2011).
[94] VDE (2017b).

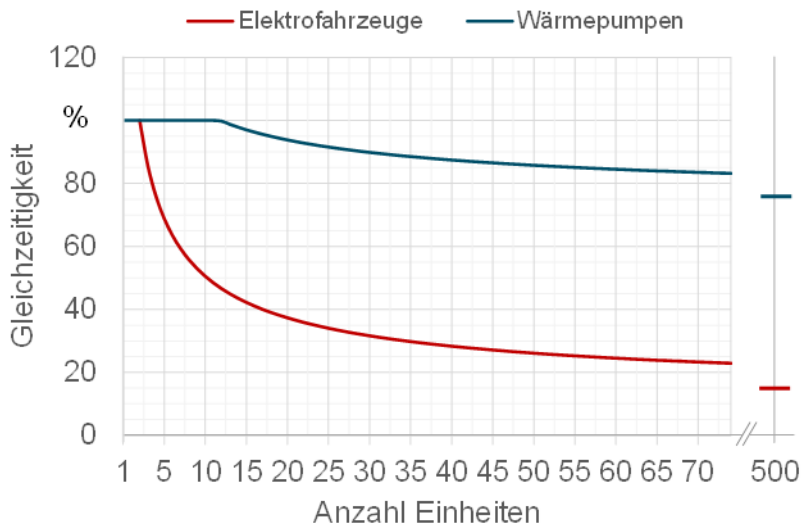


ABBILDUNG 24: BERÜCKSICHTIGTE GLEICHZEITIGKEIT VON EV UND WP IN DER NETZPLANUNG

Die Gleichzeitigkeitsfaktoren werden mittels einer Monte-Carlo-Analyse aus simulierten Lastgängen von EV und WP (allgemein: Flexibilitätsoptionen) ermittelt. Dazu werden zunächst *n* zufällige Jahreslastgänge simulierter Flexibilitätsoptionen ausgewählt und deren gemeinsame Gleichzeitigkeit ermittelt. Durch häufiges Wiederholen dieses Vorgangs ergibt sich die Wahrscheinlichkeitsverteilung der Gleichzeitigkeit von *n* Flexibilitätsoptionen eines bestimmten Typs. Anschließend wird das 95 %-Quantil dieser Verteilung bestimmt und als in der Netzplanung zu berücksichtigende Gleichzeitigkeit genutzt. Durch Variation der Anzahl *n* kann anschließend die Gleichzeitigkeitsfunktion bestimmt werden[95].

Weitere diskutierte Ladeleistungen liegen bei 3,7 kW und 22 kW. Bei Annahme einer dieser Ladeleistungen ist jedoch eine Anpassung der Gleichzeitigkeitskurven an das veränderte Ladeverhalten erforderlich.

Es wird die Annahme getroffen, dass die zusätzliche Last im auslegungsrelevanten *Starklastfall* durch EV und WP zeitgleich zur bisherigen Spitzenlast auftritt. Die in der Analyse angenommene Spitzenlast je Netz ergibt sich daher aus der Summe der bisherigen Spitzenlast des Netzes und der, unter Berücksichtigung der geltenden Gleichzeitigkeitsfaktoren anliegenden, zusätzlichen Last von EV, WP und Schnellladesäulen. Im auslegungsrelevanten Rückspeisefall wird sowohl für EV als auch für WP ein Gleichzeitigkeitsfaktor von Null und damit keine zusätzliche Last zugrunde gelegt. Diese Form der Netzplanung geht jedoch davon aus, dass die einzelnen Lastspitzen aller Verbrauchertypen (z. B. Haushaltskunden, EV und WP) zeitlich aufeinandertreffen. Für Flexibilitätsoptionen, die mit hoher Sicherheit einem bestimmten Verbrauchsmuster folgen kann dies zur Überdimensionierung des jeweiligen Verteilnetzes führen. Es wurde beispielsweise basierend auf simulierten Jahreslastgängen festgestellt, dass die Lastspitze des aggregierten

[95] Kippelt et al. (2017).

Ladeverhaltens von EV zeitlich ca. eine bis zwei Stunden hinter der Spitzenlast des Standardlastprofils für Haushaltskunden liegt. Auch können innovative Regelungskonzepte oder Ladestrategien die Gleichzeitigkeit zukünftiger Stromanwendungen beeinflussen. Auf Grund des naturgemäßen mangels an ausreichend belastbaren Erfahrungswerten zum gegenwärtigen Zeitpunkt wird im Sinne einer sicheren Netzplanung der oben beschriebene (konservative) Planungsansatz gemäß dem aktuellen Stand der Praxis[96] in der nachfolgenden Analyse verfolgt.

4.5.2.5 Ermittlung des Netzausbaubedarfes in der HS-Ebene

Die Ermittlung des Netzausbaubedarfes in der HS-Ebene basiert auf einer Extrapolation bereits durchgeführter Netzberechnungen in der HS-Ebene (vgl. Unterabschnitt 3.4.2.1). Im Folgenden sollen die auf diese Weise erzielten Ergebnisse (vgl. Kapitel 6, 7 und 8) qualitativ hinsichtlich weiterer Einflussfaktoren eingeordnet werden.

Grundsätzlich kann auch zukünftig davon ausgegangen werden, dass der Netzausbau in der HS-Ebene vorwiegend durch die zusätzliche installierte Leistung in der HS-Ebene selbst und den unterlagerten Netzebenen hervorgerufen wird. Dies ist vor allem dann der Fall, wenn eine zunehmende Sektorenkopplung durch in Deutschland erzeugte Leistung aus EE gedeckt werden soll.

Insbesondere in städtischen Ballungsräumen sollten die Treiber eines Netzausbaus in der HS-Ebene jedoch differenzierter betrachtet werden. Aufgrund der hier vorherrschenden hohen Bevölkerungsdichte gewinnt der Zubau neuer Lasten im Rahmen der kumulierten Versorgungsaufgabe an Einfluss. Neben der im Rahmen der Ermittlung des Netzausbaubedarfes in dieser Studie (NS- und MS-Ebene) betrachteten Installation von WP und der Elektrifizierung privater Fahrzeuge, gilt es weitere Faktoren zu berücksichtigen, welche im Rahmen dieser Studie nicht betrachtet werden. Hierzu zählen vor allem die Schnellladung, die Elektrifizierung des gewerblichen Verkehrs sowie das Laden größerer Flotten (ÖPNV, kommunale Dienstleistungen). Insbesondere das Laden größerer Flotten sowie größere Schnellladestationen könnte aufgrund der hierfür notwendigen Leistung entweder direkt auf der HS-Ebene stattfinden oder die HS-Ebene indirekt durch die unterlagerten Netzebenen betreffen. Diese Einflüsse gilt es in zukünftigen Studien genauer zu betrachten.

[96] Cigré (2014).

5 TRANSFORMATIONSPFADE ENDENERGIEVERBRAUCHSSEKTOREN

5.1 Gebäudesektor

5.1.1 Allgemeine Entwicklungen[97]

Den Ausgangspunkt der Untersuchungen zur Entwicklung des Gebäudebereichs stellt der verfügbare statistische Datenbestand zu Wohn- und Nichtwohngebäuden dar. Für Wohngebäude liegen dazu aus unterschiedlichen Quellen umfangreiche und belastbare Datengrundlagen vor. In den Berechnungen wurde dabei von einer Anzahl von 18,5 Mio. Wohngebäuden mit 39,2 Mio. Wohneinheiten und einer Gesamtwohnfläche von insgesamt etwa 3,6 Mrd. m² ausgegangen (Bezugsjahr 2013), die nach Gebäudetypen (Einfamilienhäuser und Doppel-/Reihenhäuser, Mehrfamilienhäuser, große Mehrfamilienhäuser) und Baualtersklassen unterteilt sind (siehe Tabelle 9).

TABELLE 17: DATENGRUNDLAGEN ZUM WOHNGEBÄUDEBESTAND IN DEUTSCHLAND (2013)

Gebäudetyp	Anzahl (Mio.)	Wohneinheiten (Mio.)	Wohnfläche (Mrd. m²)	Neubauten	Abrissquote
EFH/ ZFH	15,38	18,5	3,6	100.000/a	0,1 %/a
MFH	2,95	16,1		20.000/a	0,2 %/a
GMFH	0,17	4,6		1000/a	0,2 %/a

Quellen: ARGE (2016), Destatis (2015), FIW (2017).

Im Bezugsjahr beträgt dabei der nicht witterungsbereinigte Endenergieverbrauch des Wohngebäudebereichs 710 TWh, was einem Anteil von knapp 28 % am Gesamtend-energieverbrauch entspricht.

Die Anzahl der Nichtwohngebäude wird auf Basis verschiedener, sehr heterogener Datenquellen für die Untersuchung mit ca. 3 Mio. Gebäuden angesetzt. Die zusammengefasste Nutzfläche aller Nichtwohngebäude ergibt damit etwa 1,9 Mrd. m². Zu den Gebäuden des Nichtwohnbereichs zählen neben Büro und Verwaltung auch Gebäude kultureller Einrichtungen, Schulen, Gewerbe, Handel und Dienstleistung, Industrie und weitere sonstige Gebäude. Die eindeutige Zuordnung von Energieverbrauch und Emissionen ist daher für den Nichtwohngebäudebereich schwieriger zu vollziehen als für Wohngebäude.

Der Endenergieverbrauch für gebäudebezogene Anwendungen (Heizung, Klima, Warmwasser, Lüftung, Beleuchtung) wird für das Bezugsjahr für Industriegebäude mit 72,8 TWh und für die Gebäude des Sektors GHD mit 274,9 TWh angegeben.

[97] Autoren: FIW und ITG.

5.1.2 Anlagentechnik[98]

Wohngebäude

Die Betrachtungen basieren auf der aktuellen Beheizungsstruktur in Neubau und Bestand von Wohngebäuden und den beiden Szenarien 80 bzw. 95 % Treibhausgasminderung im Jahr 2050. Es werden mögliche Entwicklungen der Anlagentechnik als Transformationspfade der betrachteten Transformationspfade (Referenz, Elektrifizierung, Technologiemix) abgeschätzt.

In der Untersuchung werden 19 Anlagenkonzepte untersucht. Hierbei werden die gängigen Technologien berücksichtigt und auch innovative Anlagen wie Gas-Wärmepumpen, KWK (Brennstoffzelle) oder Hybridlösungen betrachtet. Die betrachteten Anlagenkonzepte sind:

- Gas-Niedertemperaturheizungen, Gas-Brennwertgeräte, Gas-Brennwertgeräte mit solarer Trinkwassererwärmung (TWE), Gas-Brennwertgeräte mit solarer TWE und Heizungsunterstützung,
- Gas-Wärmepumpe
- KWK auf Gas-Basis
- Öl-Niedertemperaturkessel, Öl-Brennwertgeräte, Öl-Brennwertgeräte mit solarer TWE, Öl-Brennwertgeräte mit solarer TWE und Heizungsunterstützung
- Luft-Wasser-Elektrowärmepumpe, Sole-Wasser- und Wasser-Wasser-Elektrowärmepumpe
- Pelletkessel, Pelletkessel mit solarer TWE
- Nah-/Fernwärme
- Gas-Hybridgeräte, Öl-Hybridgeräte
- Gas-Niedertemperaturgeräte (Bestand), Öl-Niedertemperaturgeräte (Bestand)

Für jede Gebäudeklasse (untergliedert nach Gebäudegröße und Baualter) wird eine entsprechende Anlagenverteilung inklusive deren Entwicklung für jedes der Szenarien ermittelt.

In Tabelle 57 bis Tabelle 59 im Datenanhang wird die Entwicklung der Beheizungsstruktur zur 80-%-Zielerreichung an drei Beispielen exemplarisch dargestellt. Für jede Anlagenvariante werden die jährlichen relativen Marktanteile am Gesamtbestand ermittelt, welche in den Tabellen auszugsweise in 5-Jahres-Schritten bis 2050 ausgewiesen sind.

Zu beachten ist, dass die 95 %-Zielerreichung fast ausschließlich durch die zunehmende Dekarbonisierung der Energieträger erfolgt. Die Zusammensetzung des Anlagenparks ist gegenüber dem 80 %-Ziel daher praktisch unverändert (vgl. Kapitel 4.1).

Entwickelt sich der Anlagenpark im Neubau analog zu den letzten Jahren (Transformationspfad „Referenz“) erhöht sich der Anteil an Wärmepumpen weiter, die Anteile an Gas-

[98] Autor: ITG.

Brennwertsystemen mit Solarthermie sind dagegen rückläufig. Anlagen mit Öl als Energieträger spielen heute und auch zukünftig unabhängig vom betrachteten Transformationspfad im Neubau keine Rolle.

Im Transformationspfad „Elektrifizierung“ wird von einem forcierten Ausbau von Elektro-Wärmepumpen ausgegangen. Brennwertsysteme mit Solarthermie sind dabei stark rückläufig und verschwinden bis zum Jahr 2050.

Auch im Transformationspfad „Technologiemix“ stellen Wärmepumpensysteme im Neubau bis 2050 die vorherrschende Technologie dar. Jedoch sind auch effiziente Anlagensysteme mit Erdgas, Pellets oder Nah-bzw. Fernwärme als Energieträger vorzufinden.

Im Transformationspfad „Referenz“ von Bestandsgebäuden im Bereich der Ein- und Zweifamilienhäuser spielen Wärmepumpensysteme nur eine sehr untergeordnete Rolle. Gas-Brennwertsysteme mit und ohne Solarthermie sind in diesem Segment auch bis 2050 vorherrschend. Dagegen sind Ölanlagen rückläufig, ein gewisser Anteil an Öl-Brennwertsystemen ergibt sich durch den Ersatz von Altanlagen. Der forcierte Ausbau von Elektro-Wärmepumpen im Transformationspfad „Elektrifizierung“ erfolgt gegenüber dem Neubau mit einer zeitlichen Verzögerung. Der Anteil an Brennwertsystemen mit Solarthermie nimmt in den nächsten Jahren zu, durch den Ausbau der Elektro-Wärmepumpen ab 2030 jedoch wieder stark ab. Im Transformationspfad „Technologiemix“ sind Gas-Brennwertsysteme mit Solarthermie und Elektro-Wärmepumpen im Jahr 2050 gleichermaßen vertreten. Zudem sind Öl-Brennwertsysteme mit Solarthermie sowie mit geringeren Anteilen auch Pellet und Nah-/Fernwärmesysteme vorzufinden.

In Abhängigkeit von der Größe der Wohngebäude (EFH/ZFH, kleines MFH, großes MFH) unterscheiden sich die Anteile an aktuell vorhandenen Anlagensystemen und ebenso die weitere Entwicklung in den einzelnen Transformationspfaden.

Im betrachteten GMFH spielt Nah-/Fernwärme in allen Transformationspfaden eine wesentlichere Rolle als beim EFH bzw. kleinen MFH. Im Transformationspfad „Elektrifizierung“ sind Wärmepumpensysteme vorherrschend, aber weniger vertreten als beim EFH/ZFH.

Im Transformationspfad „Technologiemix“ des Gebäudebestands von GMFH ist der Anteil an Brennwertsystemen mit Solarthermie und Nah-/Fernwärme bis zum Jahr 2050 deutlich höher als der Anteil an Wärmepumpensystemen.

Die folgende Abbildung 25 zeigt die Entwicklung der Anlagenzahlen der elektrischen Wärmepumpen in den unterschiedlichen Szenarien.

Im EL80-Szenario wächst die Anzahl der in den Wohngebäuden verbauten elektrischen Wärmepumpen von etwa 0,5 Mio. in 2015 sehr stark auf 7,1 Mio. in 2030 und 16,1 Mio. in 2050. Auch in den Technologiemix-Szenarien gewinnen Wärmepumpen an Marktanteilen, ihr Zuwachs ist aber geringer und erreicht im Szenario TM80 3,4 Mio. in 2030 und 6,5 Mio. in 2050. Zusammen

mit den Nichtwohngebäuden steigt damit die Stromnachfrage im EL80-Szenario um 72,3 TWh bis 2050 an, während sie nur um 20,6 TWh im TM80-Szenario wächst.

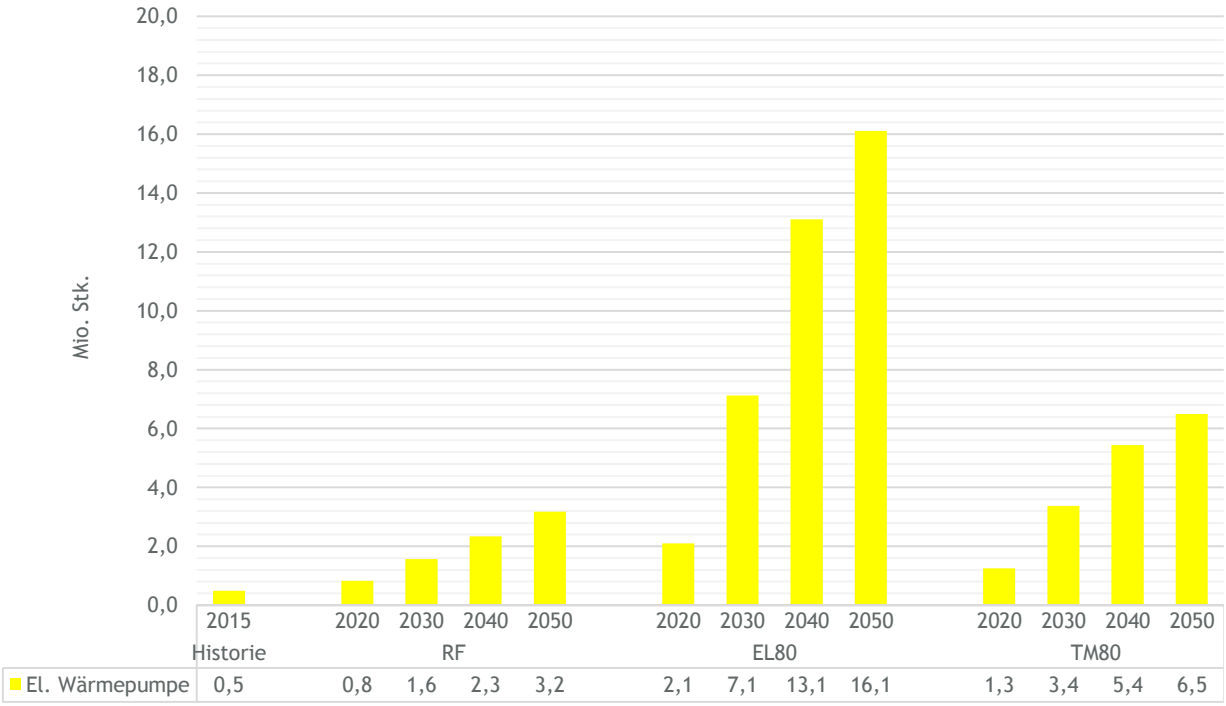


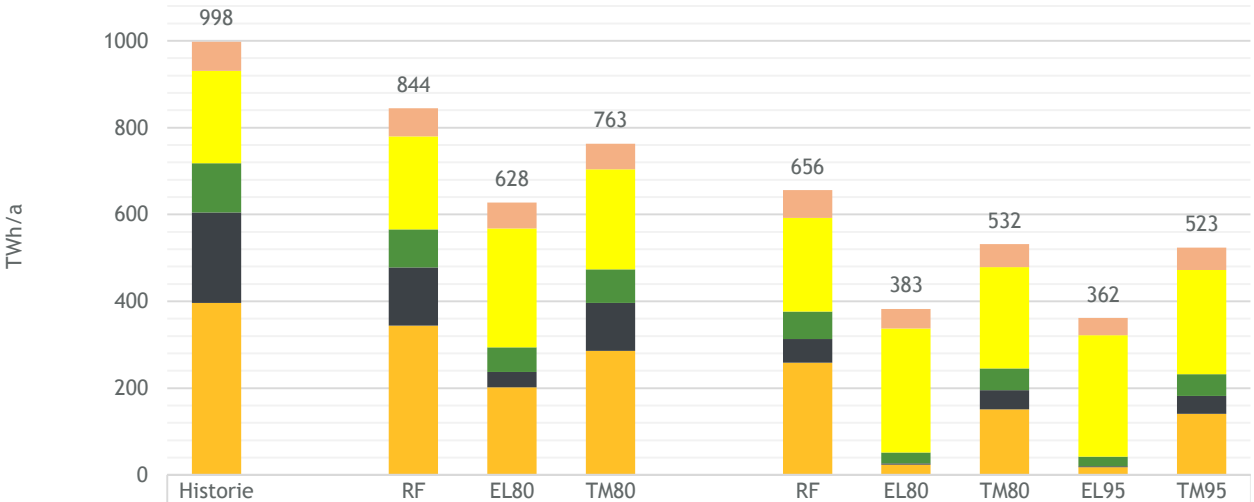
ABBILDUNG 25: GESAMTZAHL ELEKTRISCHER WÄRMEPUMPEN IN WOHNGEBÄUDEN

5.1.3 Endenergieverbrauch Gebäude

Die Transformationspfade des Gebäudesektors bewirken durch die Zusammensetzung an baulicher Sanierungsstruktur und Anlagentechnik unterschiedliche Endenergieverbräuche in den fünf betrachteten Szenarien. Abbildung 26 stellt den Endenergiebedarf des Gebäudesektors (Wohn- und Nichtwohngebäude) für alle Szenarien vergleichend dar.[99]

Es ist erkennbar, dass der Endenergiebedarf für alle betrachteten Szenarien über die Zeit sinkt. Da angenommen wird, dass die Anzahl an Wohngebäuden bis 2050 leicht steigt und eine Abwanderung von Gewerbe oder Industrie für alle Szenarien nicht erwartet wird, ist dieser Rückgang auf die gesteigerte Effizienz von Gebäudehülle und Heizungstechnologie zurückzuführen.

[99] Solarthermie zur Trinkwassererwärmung wird im Gebäudesektor als verbrauchsreduzierende Maßnahme bilanziert und ist daher im Endenergieverbrauch nicht abgebildet.



	Historie 2015*	RF	EL80 2030	TM80	RF	EL80	TM80 2050	EL95	TM95
Gesamt	998	844	628	763	656	383	532	362	523
Fernwärme	67	64	60	59	64	46	53	40	51
Strom	213	214	274	230	216	285	234	280	240
Biomasse	113	88	57	78	63	25	50	22	51
Öl**	208	134	35	110	54	4	44	2	41
Gas**	396	344	202	286	259	24	151	18	141

* Historischer Wert nach AGEB (2017), ** konventionell, biogen und synthetisch

ABBILDUNG 26: ENDENERGIEBEDARF DES GEBÄUDESEKTORS NACH ENERGIETRÄGER

In Szenario RF sinkt der Endenergiebedarf gegenüber 2015 bis 2030 um etwa 15 % sowie um 34 % bis 2050. Die Szenarien TM80/95 erreichen sowohl für das 80 %-Ziel als auch für das 95 %-Ziel eine Energieefffizienzsteigerung von etwa 47 % bis 2050 gegenüber 2015. Die erhöhten Effizienzgewinne gegenüber RF sind sowohl durch verstärkte Sanierungsmaßnahmen der Hülle als auch dem für die Zielerreichung angenommenen Austausch ineffizienter Heizungstechnologien, wie bspw. Niedertemperaturkesseln sowie dem Einsatz von Wärmepumpen mit dem Energieträger Strom zu erklären.

Die Szenarien TM80/95 unterscheiden sich nur geringfügig, da der Treibhausgasgehalt der jeweiligen Energieträger in 2050 bereits soweit verringert wurde (durch erneuerbaren Strom bzw. synthetische Brennstoffe auf Basis erneuerbarer Energien), dass bedeutsame Mehrinvestitionen in Anlagen- oder Gebäudetechnik zum Teil nicht mehr nötig sind.

Die exogenen Annahmen zu den Szenarien unterscheiden sich des Weiteren hinsichtlich der Zusammensetzung der Endenergienachfrage nach Energieträgern. Die Szenarien RF, TM80 und TM95 zeichnen sich durch eine Nachfrageentwicklung aus, die von Strom und Gas dominiert wird.

Obwohl Gas der dominierende Energieträger zur Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser ist, ist der Rückgang der Gasnachfrage von ca. 396 TWh in 2015 durchaus beträchtlich.

Demgegenüber steht eine Nachfrage von 234 TWh (TM80) sowie 240 TWh (TM95) an Strom, wovon 98 TWh (TM80) bzw. 104 TWh (EL95) auf nach EnEV bilanzierte Anwendungen (insb. Raumwärme) zurückzuführen sind.

Feste Biomasse verringert sich von 113 TWh in 2015 auf jeweils etwa 50 TWh in 2050. Fernwärme dagegen sinkt nur leicht von 67 TWh in 2015 auf 53 TWh (TM80) sowie 51 TWh (TM95) in 2050. Dies ist auf steigende Anschlüsse bei gleichzeitig geringerem Wärmebedarf zurückzuführen. In beiden Szenarien werden in 2050 1,5 Mio. Wohngebäude durch Fernwärme versorgt gegenüber 1 Mio. in 2015.

Die Szenarien EL80/95 verzeichnen die höchsten Endenergieminderungen im Gebäudesektor mit - 62 % bis 2050 für das 80 %-Szenario sowie - 64 % im 95-%-Szenario gegenüber 2015. Bedeutend ist hierfür der forcierte Austausch von öl- und gasbetriebenen Heizungen gegen effiziente Wärmepumpen. Da Wärmepumpen für einen effizienten Betrieb mit geringen Versorgungstemperaturen und kleinen Temperaturdifferenzen arbeiten, ist eine hohe thermische Qualität der Gebäudehülle sinnvoll. Daher wird gerade beim Aufwuchs der elektrischen Wärmepumpen eine Sanierungsrate unterstellt, die den effizienten Betrieb der Wärmepumpen erst möglich macht.

Bereits die Energieeinsparungen für das Jahr 2030 sind ambitioniert. So erreichen EL80/95 in 2030 eine prognostizierte Reduzierung des Endenergieverbrauchs von 37 % gegenüber 2015. Zum Vergleich: Der Endenergieverbrauch aus Wohn- und Nichtwohngebäuden verringerte sich zwischen 1997 und 2015 um lediglich 14 %.[100]

EL80/95 zeichnen sich dadurch aus, dass die Nachfrage nach fossilen Endenergieträgern stark zurückgeht und entsprechend dem Anlagenpark durch erneuerbaren Strom ersetzt wird. Bis zu 77 % (EL95) des Endenergiebedarfs aus dem Gebäudesektor in 2050 werden somit durch Strom gedeckt. Die Stromnachfrage des Gebäudesektors beträgt in 2050 zwischen 285 TWh (EL80) und 280 TWh (EL95). Davon werden ca. 144 TWh (EL80) bzw. 138 TWh (EL95) für die gebäudeabhängige Bereitstellung von Raumwärme, Warmwasser, Klimakälte, Beleuchtung und IKT benötigt. Die restlichen Mengen sind durch zukünftiges Nutzerverhalten von für Haushaltsgeräte getrieben.

Öl scheidet in den Szenarien EL80/95 beinahe vollständig als Energieträger im Gebäudesektor aus. In 2050 beträgt die Ölnachfrage demnach nur noch 4 TWh in EL80 (2 TWh in EL95). Bereits 2030 sind viele Ölheizungen aus dem Markt geschieden. Die Nachfrage nach Öl sinkt von 2015 bis 2030 um 182 TWh auf ein Niveau von 26 TWh (EL95). Dies verdeutlicht den im Modell unterstellten massiven Umbruch der Beheizungsstruktur in den Elektrifizierungszenarien.

Auch die Gasnachfrage verringert sich in den elektrifizierten Szenarien bis 2050 stark: So werden noch 24 TWh (EL80) bzw. 18 TWh (EL95) gegenüber 396 TWh in 2015 im Gebäudesektor verbraucht.

[100] AGEB (2017).

Biomasse verringert sich auf 25 TWh (EL80) bzw. 22 TWh (EL95) in 2050. Ebenso sinkt der Endenergieverbrauch von Fernwärme. Dieser beträgt in 2050 46 TWh (EL80) und 40 TWh (EL95). Wie bereits in den TM-Szenarien ist dies auf verstärkte Sanierungsmaßnahmen zurückzuführen.

5.2 Industriesektor

Die Transformationspfade der Industrie sind sowohl durch allgemeine, branchenübergreifende Entwicklungen und Trends als durch spezifische Umstellungen von Verfahren in den einzelnen Branchen gekennzeichnet. Der Endenergieverbrauch geht aufgrund des durchschnittlichen Wirtschaftswachstums von 1 % pro Jahr und dem damit verbundenen Anstieg der Energienachfrage weniger stark als in den anderen Sektoren zurück.

5.2.1 Allgemeine Entwicklungen

In allen Transformationspfaden wird davon ausgegangen, dass ein stetiger technologischer Fortschritt zu einem Rückgang des Energieverbrauchs in allen Branchen und Verfahren führt. Diese Energieeffizienzgewinne variieren in ihrer Stärke zwischen den einzelnen Szenarien. Höhere Klimaziele können demnach dazu führen, dass der Modernisierungs- und Innovationsdruck in der Industrie steigt und Potentiale für Energieeinsparungen besser ausgeschöpft werden. Abbildung 27 zeigt, dass durch Effizienzmaßnahmen der Energiebedarf von 2015 bis 2050 im Referenzszenario um 26 % reduziert wird. In den 80 %-Szenarien sind es 29 % und in den 95 %-Szenarien 32 %. Die hier berücksichtigten Effizienzmaßnahmen decken vor allem Verbesserungen in den Querschnittstechnologien zur Bereitstellung von Prozesswärme, Prozesskühlung und mechanischer Energie ab. Hierunter zählen relativ einfache Maßnahmen wie die regelmäßige Wartung von Kessel- und Feuerungsanlagen, die Beseitigung von Leckagen in Druckluftsystemen oder die richtige Dimensionierung von Pumpen wie auch IT-basierte Kontrollmechanismen zur Systemoptimierung.

Hinsichtlich des Energieträgermixes gibt es Trends, die in allen Transformationspfaden relevant sind, wenn auch unterschiedlich stark. So wird eine allgemeine Entwicklung hin zum Gas, weg von Kohle und Öl angenommen, die allerdings im Referenzszenario schwächer ausgeprägt ist. Aufgrund des begrenzten Flächenpotentials für den Anbau von Biomasse für die energetische Nutzung (Annahmen hierzu in Kapitel 3.3.4) wird davon ausgegangen, dass der Einsatz von mit fester Biomasse betriebenen Industrieanlagen nicht signifikant ansteigt. Der Einsatz anderer Bioenergie wie Biomethan oder biogener Kraftstoff wird endogen im Modell berechnet. Ähnlich breit einsetzbar für hohe Temperaturen und emissionsarm wie Biomasse ist Wasserstoff, welcher in allen Szenarien außer Referenz eine zunehmend wichtige Rolle spielt.

Der steigende Anteil volatiler Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien setzt Anreize für die Industrie ihre Flexibilität hinsichtlich der Stromnachfrage zu erhöhen. Daher gehen alle Transformationspfade davon aus, dass DSM an Bedeutung gewinnt. Während sich die Szenarien

EL80 und TM95 an der Entwicklung des Szenariorahmens 2017 für den Netzentwicklungsplan (Szenario B: 4,0 GW für 2030; Anstieg auf 5,6 GW bis 2050) orientieren[101], wird in Referenz und TM80 von einer konservativeren Entwicklung ausgegangen. Im Innovationsszenario EL95 gibt es aufgrund der intensiven Elektrifizierung erhöhte DSM-Kapazitäten von 6,7 GW bis 2050. Industrielle Prozesse, die hierfür besonders geeignet sind, sind Elektrolichtbogenöfen in der Stahlproduktion, die Aluminiumelektrolyse, die Chlor-Alkali-Elektrolyse sowie verschiedene Anlagen in der Papierherstellung. Auch strombasierte Verfahren in der chemischen Industrie wie das Methanol-to-Olefins (MTO)-Verfahren, die in Zukunft vermehrt genutzt werden könnten, könnte für die Flexibilisierung der Stromnachfrage eine Rolle spielen.

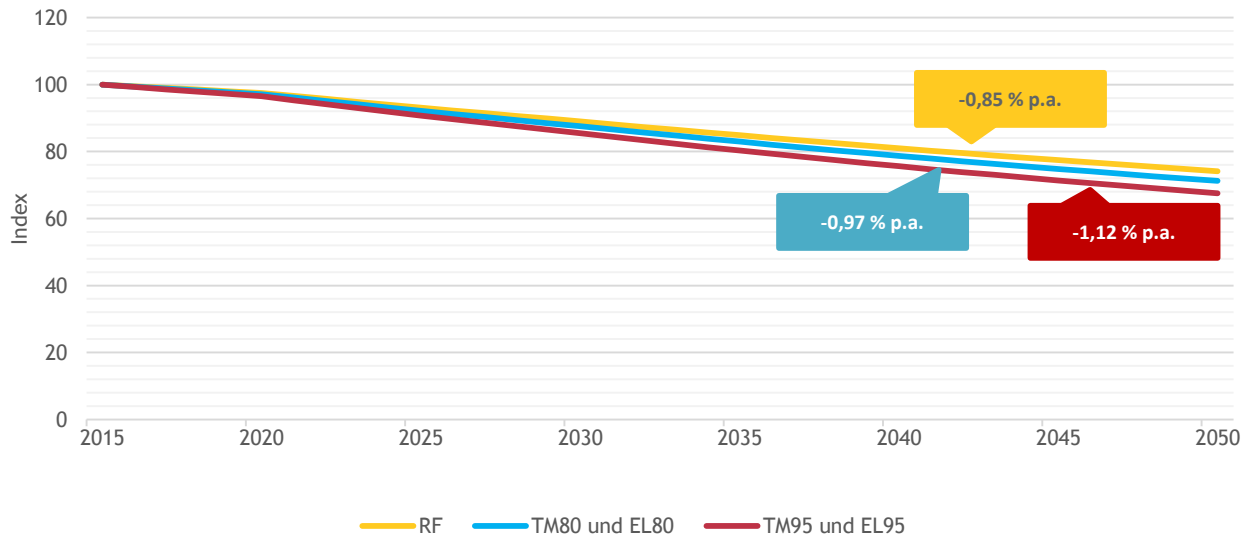


ABBILDUNG 27: ENERGIEEFFIZIENZGEWINNE NACH SZENARIEN

Vor dem Hintergrund ambitionierter Klimaziele rückt die vermehrte Nutzung von Kohlendioxid (CCU) als Einsatzstoff für die industrielle Produktion in den Blickpunkt. Langfristig wird in den Transformationspfaden davon ausgegangen, dass in Deutschland bis zu 5 Mio. t CO_2 pro Jahr zusätzlich zur aktuellen Nutzung verwendet werden können (ohne die Herstellung von synthetischen Brennstoffen).[102] Infobox 4 erläutert diese Technologie im Detail. In den Szenarien mit dem Ziel der THG-Minderung um 95 % wird der Einsatz von CCS als letzte Option zugelassen, nachdem alle anderen, auch teureren, Einsparungsmöglichkeiten ausgeschöpft sind. Der Einsatz dieser Technologie wird in Kapitel 9.2 als Exkurs diskutiert. Neben technischen, wirtschaftlichen und gesellschaftlichen Faktoren spielt auch die Frage eine wichtige Rolle, ob und wo in Deutschland geeignete Lagerstätten für CO_2 zur Verfügung stehen.

[101] ÜNB (2017).
[102] Eigene Berechnungen auf Grundlage von Olfe-Kräutlein et al. (2014).

INFOBOX 4: POTENZIALE VON CARBON CAPTURE & UTILIZATION

Kohlendioxidabscheidung und -nutzung (Carbon Capture & Utilization, CCU) bezeichnet die Verwendung von reinem CO_2 bzw. CO_2-haltigen Gasgemischen als Ausgangsmaterial zur Herstellung von synthetischen Brennstoffen, Chemikalien und Materialien. In Abgrenzung zu Kohlendioxidabscheidung und -speicherung (Carbon Capture & Storage, CCS), bei dem CO_2 in geologischen Formationen dauerhaft gelagert wird, wird bei CCU das eingefangene CO_2 als Wertstoff betrachtet.

Die Verwendungsmöglichkeiten für CO_2 unterscheiden sich danach, wie schnell das Kohlendioxid wieder freigesetzt wird. Harnstoff beispielsweise, der meist als Dünger verwendet wird, kann CO_2 in dieser Form bis zu sechs Monate, als Vorprodukt für Harze oder Klebstoff auch über längere Zeiträume, binden, bevor es wieder an die Atmosphäre abgegeben wird. Bei der Nutzung in der Lebensmittelindustrie (zum Beispiel für Mineralwasser oder bei der Herstellung von löslichem Kaffee) kann die Bindungsdauer zwischen Tagen und Jahren variieren. Bei CCU für die Herstellung von synthetischem Methan oder synthetischen Treibstoffen wird das Kohlendioxid bei der Verbrennung der synthetischen Energieträger wieder freigesetzt.[103]

Die Emissionsbilanz der einzelnen Verfahren ist stark durch die Herkunft des CO_2 bedingt. Beim Direct Air Capture Verfahren wird es der Atmosphäre entzogen, was sich als Gutschrift von Emissionen verstehen lässt. Eine anschließende Verwertung und damit mögliche Freisetzung wäre folglich nahezu klimaneutral. Wird CO_2 aus der Verbrennung fossiler Brennstoffe verwendet, führt CCU in dem Maße zu einer Einsparung von Emissionen, wie es die Nutzung fossiler Alternativen vermeidet. D.h. für jeden Recycling-Zyklus einer Einheit CCU-CO_2 wird eine Einheit CO_2 aus fossiler Brennstoffnutzung vermieden. Für die Emissionsbilanz zu berücksichtigen ist in beiden Fällen der zusätzliche Energieaufwand (Wärme und Strom) für die Abscheidung.

Im Projekt Carbon2Chem der Max-Planck-Gesellschaft werden beispielsweise Abgase aus der Stahlproduktion in Vorläufer für Kraftstoffe und Kunststoffe umgewandelt, die aber das Treibhausgas nicht dauerhaft der Atmosphäre entziehen.[104] Aktuell fällt das für die chemische Produktion erforderliche CO_2 als Nebenprodukt der Wasserstoffproduktion in Steamcrackern oder anderer Prozesse an. Der Vorteil in Hinblick auf die Klimabilanz bei der stofflichen Nutzung von CO_2 entsteht dadurch, dass pro Einsatzzyklus des CCU-CO_2 der Einsatz einer Einheit von CO_2 aus fossilen Brennstoffen vermieden wird. Würden perspektivisch statt fossilen Brennstoffen synthetische Brennstoffe verwendet, wäre ein dauerhaftes (closed-loop) Recycling von CO_2 nahezu treibhausgasneutral: So könnten synthetische Brennstoffe ein Kraftwerk oder eine Industrieanlage betreiben, deren CO_2 wieder abgeschieden und zur Herstellung neuer synthetischer Brennstoffe genutzt wird.

Ausfelder und Bazzanella (2008) schätzen das weltweite Nutzungspotential: Demnach können jährlich 178 Mio. t CO_2 für die Produktion von Chemikalien, vor allem Harnstoff und Methanol, eingesetzt werden. Aktuell stammt das genutzte CO_2 jedoch überwiegend aus der fossilen Wasserstoffproduktion. Wenn die Produktion von Wasserstoff auf emissionsarme Alternativen umgestellt wird (vgl. auch Infobox 8), können andere CO_2-Ströme für CCU genutzt werden. Weitere deutlich größere Bedarfe können bei der Herstellung von synthetischem Methan oder synthetischen Kraftstoffen entstehen, je nachdem wie sich die weltweite Nachfrage nach diesen Energieträgern entwickelt.

Für eine dauerhaft CO_2-neutrale Wirtschaft kann CCU also ein sinnvoller Bestandteil sein: mittelfristig, da jeder Nutzungszyklus von CCU-CO_2 den Einsatz fossiler Alternativen vermeidet und langfristig, da CO_2 durch die Technologie ein Recycling-Gut würde. Für Deutschland ist der Umfang der möglichen THG-Minderung durch CCU allerdings beschränkt.

Auch die Industrie im europäischen Ausland ist ambitionierten klimapolitischen Zielen unterworfen und erfährt daher eine tiefgreifende Transformation. Als szenarioübergreifender Rahmenparameter wird angenommen, dass die im Emissionshandel regulierte energieintensive Industrie in Europa ihre Emissionen proportional zur Gesamtminderung im EU-ETS reduziert. Das heißt, bis 2050 gelingt eine Minderung von 90 % gegenüber 2005.

[103] Mac Dowell (2017).
[104] Schlögl (2016).

5.2.2 Branchenspezifische Transformationspfade

Eisen & Stahl

Die Stahlproduktion ist ein komplexer Prozess mit verschiedenen Verfahrensstufen und alternativen Routen. Die in Deutschland mit einem Anteil von etwa zwei Drittel üblicherweise genutzte Prozessroute ist die Hochofenroute. In dieser wird Eisenerz in einer ersten Stufe zu Eisenpellets und Sinter verarbeitet, Einsatzstoffe, die dann im Hochofen bei durch Kohle und Kohlekoks erzeugten hohen Temperaturen zu Roheisen reduziert werden. Roheisen wird anschließend im Konverter zu Rohstahl verarbeitet und im letzten Prozessschritt wird der Rohstahl zu Endprodukten verarbeitet.

Eine wichtige Option zur THG-Minderung in der Stahlproduktion ist die Umstellung des Prozesses auf die Direktreduktion mit anschließendem Schmelzen im elektrischen Lichtbogenofen. Für die Direktreduktion von Eisenpellets zu Eisenschwamm werden weniger hohe Temperaturen als für die Produktion von hochwertigerem Roheisen benötigt. Das Verfahren kann mit Gas anstatt Kohle betrieben werden. Für die langfristige treibhausgasneutrale Nutzung gibt es Versuchsanlagen für ein auf Wasserstoff basierendes Verfahren. Der Eisenschwamm wird im Elektrolichtbogenofen zu Rohstahl verarbeitet. Diese Prozessroute verzichtet weitgehend auf den Einsatz von Kohle und Kohlekoks.

Im Referenzszenario wird für die Stahlproduktion angenommen, dass der Anteil des durch Direktreduktion erzeugten Stahls graduell bis 2050 auf 10 % steigt (Anteil am Primärstahl: 17 %). Der Anteil von recyceltem Sekundärstahl steigt leicht von 34 % auf 40 %. Dementsprechend wird auch 2050 noch die Hälfte des Stahls über die konventionelle Hochofenroute produziert (83 % des Primärstahls). In den zielerreichenden Szenarien werden vermehrte Anstrengungen zur Rückgewinnung von Stahl betrieben, sodass die Recyclingquote auf 48 % steigt. In den 80 %-Szenarien wird davon ausgegangen, dass der Anteil der Route mit Direktreduktion und Elektrolichtbogenöfen auf 20 % bis 2050 ansteigt (Anteil am Primärstahl: 38 %). Es soll verhindert werden, dass Hochöfen vor dem Ende ihrer Lebensdauer abgeschaltet werden müssen; 32 % der Stahlproduktion findet demnach 2050 noch in Hochöfen statt. In den 95 %-Szenarien werden auch die verbleibenden Hochöfen zwischen 2040 und 2050 stillgelegt. 52 % der Stahlproduktion, also 100% der Primärstahlproduktion, findet über Direktreduktion statt.

Aluminium & Kupfer

Für die Metallverarbeitung (vor allem für Aluminium und Kupfer) werden keine disruptiven Veränderungen der Produktionsprozesse erwartet. Zu einem gewissen Grad wird in den Elektrifizierungsszenarien davon ausgegangen, dass fossile Brennstoffe durch Strom ersetzt werden. Im Vergleich zu anderen Branchen sind die Potentiale für die Reduzierung des Energieverbrauchs gering, aber eine kontinuierliche Verbesserung ist möglich. In der Aluminiumindustrie werden Energieeffizienzgewinne der konventionellen Verfahren teilweise durch eine erhöhte Flexibilisierung der Stromnachfrage zu Nichte gemacht. Da in industriellen Prozessen Energie oft dann effizient genutzt wird, wenn die Temperatur weitgehend konstant

gehalten wird, kann ein häufiges Anfahren und Abschalten von Anlagen im Allgemeinen den Stromverbrauch erhöhen. Flexibilität der Stromnachfrage und Energieeffizienz können also im Widerspruch stehen.

Steine & Erden

In der Herstellung von Zement, Kalk und anderen Steinen und Erden werden Verfahren eingesetzt, für die heute vorrangig Kohle, Strom, Biomasse und diverse Sekundärbrennstoffe wie Altreifen oder Kunststoffabfälle verwendet werden. Dadurch ist diese Branche sowohl energie- als auch emissionsintensiv. Diese Verfahren können grundsätzlich auf Strom oder Wasserstoff umgestellt werden, was eine Reduzierung der THG-Emissionen vereinfacht. Eine grundlegende Veränderung der konventionellen Verfahren, vor allem für das Brennen und Mahlen der verwendeten Stoffe, ist nicht zu erwarten.

Restemissionen bleiben trotz einer Umstellung auf nicht-fossile Energie aufgrund der hohen Menge freigesetzter THG-Emissionen bei der Verarbeitung der eingesetzten Materialien. Diese Prozessemissionen lassen sich kaum vermeiden. Eine innovative Option zur THG-Minderung ist der Einsatz von Alternativen zum Klinker als Einsatzstoff der Zementproduktion. Da die Klinkerherstellung hohe Temperaturen benötigt und Prozessemissionen verursacht, wird an alternativen Bindemitteln als Klinkerersatz geforscht. So entwickelt ein Spin-off des Karlsruher Instituts für Technologie das Produkt Celitement, durch das 50 % der THG-Emissionen der konventionellen Zementherstellung vermieden werden können. In den 80 %-Szenarien wird angenommen, dass die Hälfte der Zementproduktion 2050 alternative Bindemittel verwendet; in den 95 %-Szenarien sind es 100 % der Anlagen. Der nachfrageseitige Ersatz von Zement und Kalk durch nachhaltigere Stoffe wird in der vorliegenden Studie nicht betrachtet.

Glas & Keramik

Ähnlich der Zement- und Kalkproduktion gibt es auch in der Herstellung von Glas und Keramik nur wenig Potential für den Einsatz innovativer Technologien. Für die Glasproduktion werden derzeit vor allem Strom und Erdgas verwendet. Der Anteil von Strom wird in den Elektrifizierungsszenarien schrittweise angehoben. Ein Einsatz von Wasserstoff ist nicht möglich, da es zur Korrosion von Glas führen würde. Auch in dieser Branche verhindern Prozessemissionen eine vollständige Vermeidung von THG-Emissionen.

Chemische Industrie

Die Vielfalt der Produkte der Chemieindustrie reflektiert die Breite an THG-Minderungsoptionen. Die vorliegende Studie betrachtet die energieintensive Herstellung von Chlor, Ammoniak und Ethylen im Detail. Die Chlorherstellung erfolgt bereits heute mit Verfahren, die Strom und Dampf verwenden. Eine THG-Minderung ist daher im Vergleich einfach zu erreichen. Abgesehen von den unterschiedlichen Annahmen hinsichtlich der Energieeffizienzgewinne, variieren die Transformationspfade der Chlorherstellung nicht.

Für Ammoniak wird im Referenz- als auch in den Technologiemixszenarien davon ausgegangen, dass die Herstellung bis 2030 vollständig auf Erdgas umgestellt wird (derzeit erfolgt etwa ein

Drittel mit Öl als Brennstoff). Im EL80-Szenario wird zwischen 2030 und 2050 Ammoniak bis zu zwei Drittel durch ein elektrolysebasiertes Verfahren mit Wasserstoff hergestellt.[105] Durch die Umstellung der Verfahren werden die bei den konventionellen Verfahren anfallenden Emissionen aus den Feuerungen und die Prozessemissionen vermieden. Im EL95-Szenario wird ab 2035 ein konventionelles Verfahren mit vorgelagerter Methanpyrolyse verwendet. Bei diesem innovativen Verfahren wird Erdgas in Wasserstoff für die Ammoniaksynthese und Kohlenstoff zerlegt, der als festes Abfallprodukt anfällt und daher keine THG-Emissionen verursacht. Die Technologiemixszenarien sehen auch in Zukunft das Erdgas-basierte Verfahren im Vordergrund. Für das TM95-Szenario ein Durchbruch der Methanpyrolyse-Technologie ab 2035 angenommen.

Ethylen wird heute vorrangig in Steamcrackern auf Basis von Rohbenzin, aber auch zu einem kleineren Teil mit Öl und Gas hergestellt. In allen Transformationspfaden wird angenommen, dass das Cracken mit Öl schrittweise bis 2050 aus der Produktion geht. In den Elektrifizierungsszenarien wird zusätzlich angenommen, dass ab 2030 40 % der Produktion mit dem innovativen Methanol-to-Olefins (MTO)-Verfahren durchgeführt wird. Dieser Anteil steigt bis 2050 auf 75 %. Das MTO-Verfahren basiert auf einer Elektrolyse, wodurch es stromintensiv ist. Die Technologiemixszenarien stellen daher nicht auf dieses Verfahren um, sondern gehen davon aus, dass die gesamte Produktion in Gas-Steamcrackern erfolgt, welches, wenn nötig, synthetisch bereitgestellt werden kann.

Papier

Für die Herstellung von Papier werden Strom und Dampf im niedrigen Temperaturbereich (> 100° C) benötigt. Für die Dampferzeugung wird aktuell vorwiegend auf Erdgas, Fernwärme und Biomasse (Abfallprodukte der Papierherstellung), aber auch auf Kohle und Öl zurückgegriffen. Während diese Mischung im Referenzszenario mit einem Rückgang von Kohle und Öl in etwa bestehen bleibt, wird in den zielerreichenden Szenarien ab 2030 auf Letztere verzichtet. In den Elektrifizierungsszenarien wird zusätzlich ein Teil des Erdgases durch Strom ersetzt. Die Anteile von Biomasse und Fernwärme bleiben etwa konstant.

GHD und sonstige Industrie

In Gegensatz zu den energieintensiven Branchen gibt es in der nicht energieintensiven sonstigen Industrie sowie im GHD-Sektor (in dieser Studie im Industriesektor bilanziert) große Potentiale zur Hebung der Energieeffizienz. Es wird davon ausgegangen, dass sie im Referenzszenario über den Betrachtungszeitraum 44 % Energie einsparen; in EL80 und TM80 sind es 49 % sowie in EL95 und TM95 54 %. In den Technologiemixszenarien werden Öl und Kohle schrittweise durch Gas ersetzt. Der Anteil an Fernwärme bleibt in etwa gleich. In den Elektrifizierungsszenarien werden alle fossilen Brennstoffe anteilig durch Strom substituiert. In allen zielerreichenden Szenarien nimmt die Rolle von Solarthermie, zum Beispiel für Trocknungsprozesse im niedrigen Temperaturbereich (< 100° C), zu.

[105] Die für die Ammoniakherstellung produzierten Wasserstoffmengen werden nicht dem in dieser Untersuchung ausgewiesenen Endenergiebedarf der Industrie hinzugerechnet. Es wird davon ausgegangen, dass die Wasserstoffherstellung Teil eines integrierten Prozesses in der chemischen Produktion ist. Daher erhöht der für die Elektrolyseanlage benötigte Strom den Endenergiebedarf der chemischen Industrie.

5.2.3 Mögliche Beiträge innovativer Technologien in der Industrie: Chancen, Grenzen und Herausforderungen[106]

Der kontinuierliche Fortschritt im Bereich der Prozess- und Querschnittstechnologien hat in der Vergangenheit dazu geführt, dass der spezifische Energieverbrauch für die Herstellung von Produkten relativ kontinuierlich zurückgegangen ist. Diese Fortschritte betrugen in der Vergangenheit im Durchschnitt ca. 1 % Effizienzverbesserung pro Jahr. Hinter dieser sichtbaren Verbesserung verstecken sich jedoch unterschiedliche Aspekte. Zum einen die Frage, wie schnell die Industrie neue und verbesserte Technologien einsetzt, aber auch die Frage der Anlagengröße und Anlagenauslastung. Zu berücksichtigen sind zudem die theoretischen Begrenzungen aufgrund des ersten und zweiten Hauptsatzes der Thermodynamik, die dafür sorgen, dass für gleichbleibende Verbesserungen ein immer größer werdender Aufwand erforderlich wird.

Liegt zudem der Fokus auf einer Dekarbonisierung der Industrie, so muss ggf. die Energie- und Kosteneffizienz hinter dem Erfordernis des Brennstoff-/Energieträgerwechsels zurückstehen, um die erforderlichen Ziele zu erreichen.

Innovation besteht aber nicht nur aus inkrementeller, sondern auch aus Sprunginnovationen. So könnten zukünftig ggf. Produkte und Prozesse durch grundsätzlich andere ersetzt werden mit massiven Auswirkungen auf die Industrie. Allerdings ist es unmöglich, diese Sprunginnovationen über einen Zeitraum von mehr als 30 Jahren vorauszusehen, so dass man lediglich bereits heute bekannte Ideen und Ansätze im Hinblick auf ihre möglichen Auswirkungen berücksichtigen kann.

Im Rahmen dieser Studie wurden deshalb für die wichtigsten energieintensiven Industriesektoren denkbare und bekannte technologische Optionen berücksichtigt, die einen Beitrag zur Dekarbonisierung leisten können. Für den Industriebereich sind dies insbesondere Ansätze, um den Einsatz fossiler Energie durch erneuerbaren Strom oder erneuerbare Brennstoffe zu substituieren.

Insbesondere die Umstellung von Prozessen von fossilen Brennstoffen auf erneuerbaren Strom erfordert typischerweise vollständig veränderte Prozessrouten und Anlagen, d.h. bestehende Anlagen müssen zurückgebaut werden und es muss in neue Anlagen investiert werden. Je nach Alter der bestehenden Anlagen und ihrer Restwerte wird deshalb ein Übergang typischerweise nicht gleichzeitig bei allen Anlagen sondern nach und nach erfolgen. Ein typisches Beispiel für einen solchen Transformationsprozess ist die Chlorherstellung. Über viele Jahrzehnte wurde Chlor im Wesentlichen auf Basis des Amalgamverfahrens hergestellt, vgl. Abbildung 28. Das Membranverfahren, welches wesentlich effizienter und umweltfreundlicher ist, konnte sich gegen das etablierte Verfahren nur schrittweise durchsetzen. So dauerte es 15 Jahre, bis der Anteil von 20 auf ca. 66 % der Chlorerzeugung angestiegen war.[107] Ende 2017 gab es einen weiteren Anstieg, da die Übergangsphase der Industrieemissionsrichtlinie 2010/75/EU (IED Directive) ausläuft und der Einsatz des Amalgamverfahrens ab 11.12.2017 in Europa verboten ist.

[106] Autor: Prof. Dr.-Ing. Peter Radgen.
[107] Euro Chlor (2017).

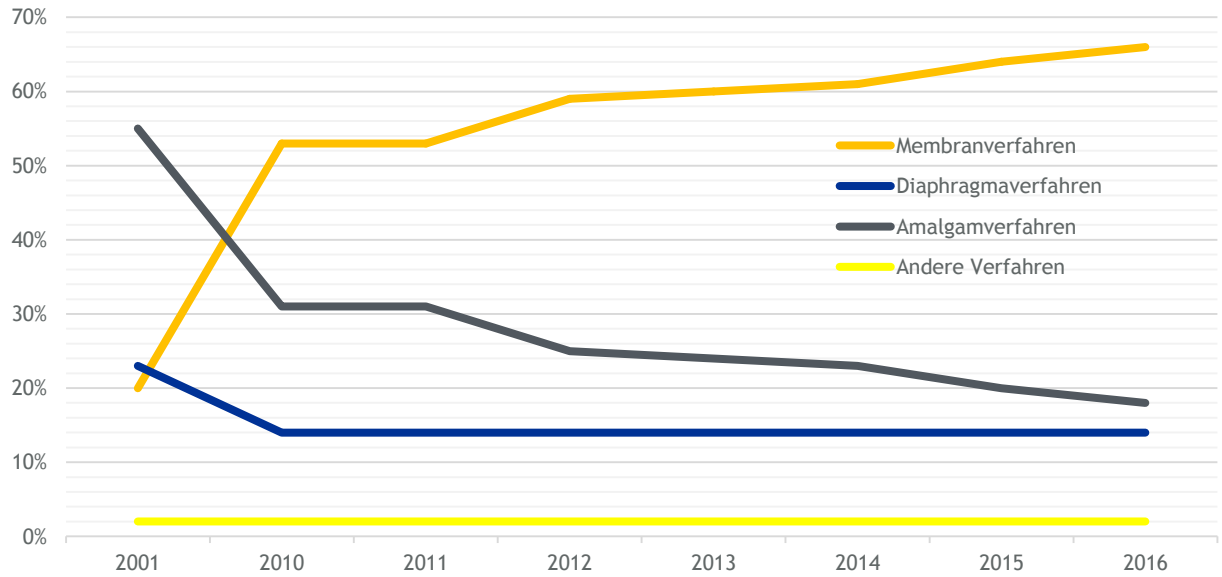


ABBILDUNG 28: ANTEIL DER PRODUKTIONSVERFAHREN FÜR CHLOR IN EUROPA
Quelle: Euro Chlor (2017)

Trotz deutlichen Vorteilen im Bereich Energieeffizienz und Emissionen dauerte der Prozess der Verfahrensumstellung mehr als 15 Jahre und wäre ohne gesetzliche Anforderung vermutlich nicht bis Ende 2017 abgeschlossen worden. Nicht immer wurden die Kapazitäten aber ersetzt, vielmehr wurde ein Teil der alten Kapazitäten auch nur stillgelegt. So sank die Chlorproduktion in Europa von 2001 ca. 10,5 Mio. Tonnen auf 9,5 Mio. Tonnen im Jahr 2016, während die weltweite Produktion angestiegen ist.

Innovationen und technische Verbesserungen gewinnen zu Beginn meist nur langsam Marktanteile. Gerade beim Sprung von der Erprobung in einer Pilotanlage hin zu einer großtechnischen Anlage ist typischerweise mit unvorhergesehen Ereignissen zu rechnen, die für die ersten Unternehmen auch zu finanziellen Risiken durch Verzögerungen während der Bauphase oder auch zu einer schlechteren Leistung als erwartet im Betrieb führen. Technologiewechsel stellen deshalb stets besondere Herausforderungen für die Industrie da, die durch öffentliche Förderung und verlässliche Rahmenbedingungen begleitet werden muss.

Im Vergleich zum Verfahrenswechsel in der Chlorindustrie, der deutliche Vorteile in Bezug auf die Betriebskosten hat, sind die Herausforderungen eines Verfahrenswechsels alleine mit dem Ziel der Dekarbonisierung um ein Vielfaches höher, denn durch den Wechsel von fossilen Brennstoffen zu Strom und erneuerbaren Energien steigen typischerweise die kurzfristigen Betriebskosten aus Perspektive des Unternehmens. Diese sind möglicherweise deutlich geringer als die Kosten, welche der Gesellschaft durch die Emission von CO_2 entstehen. In den folgenden Abschnitten werden die im Rahmen der Studie berücksichtigten Innovationen und ihre Implikationen für die Entwicklung der Industrie diskutiert.

Eisen & Stahl

Die Herstellung von Eisen und Stahl erfolgt traditionell im Hochofen aus den Haupteinsatzstoffen Kohle und Eisenerz. Bei beiden handelt es sich um Schüttgüter, deren Transport entsprechende Kosten verursacht. Aus diesem Grunde findet man die heute noch betriebenen Produktionsstandorte typischerweise in der Nähe von Kohle- und/oder Erzvorkommen mit günstiger Anbindung per Schiff für die zweite Komponente. Getrieben wurde die Entwicklung der Direktreduktionsverfahren, die auf den Einsatz von Kohle als Brennstoff verzichten, durch Standorte an denen zwar Eisenerz gefördert, aber keine Kohle kostengünstig verfügbar war und deshalb andere fossile Energieträger, wie z. B. Erdgas, für die Energiebereitstellung genutzt werden sollten. Der Einsatz von Wasserstoff im Direktreduktionsverfahren erfordert die weitere technische Entwicklung des Verfahrens, erscheint jedoch als mögliche Perspektive für eine Dekarbonisierung. Bei der Herstellung von Massenprodukten führen jedoch bereits geringe Kostensteigerungen durch den Wechsel zu teureren Energieträgern zu Auswirkungen in der Wettbewerbsfähigkeit. Das Verfahren stellt auch keine Modifikation der Hochofenroute dar, d.h. dass beim vollständigen Wechsel der Verfahrensroute ein vollständiger Rückbau und Neubau der Produktionskapazitäten in Deutschland erfolgen müsste.

In Westeuropa gibt es bisher lediglich im Hamburger Stahlwerk von Arcelor Mittal eine Direktreduktionsanlage[108], in der Roheisen aus Eisenerzpellets mit einem Reduktionsgas statt mit Koks erzeugt wird. Das Reduktionsgas besteht dabei zu rund 60 % aus Wasserstoff, der Schritt zu einer vollständigen Reduktion mit Wasserstoff erscheint deshalb machbar. Allerdings stammt der eingesetzte Wasserstoff noch aus der Dampfreformierung von Erdgas, ist also nicht CO_2 frei. Derzeit laufen große Forschungs- und Entwicklungsvorhaben u. a. im Stahlwerk Linz der Voest Alpine[109]. Voest Alpine geht dabei davon aus, dass die wasserstoffbasierte Stahlerzeugung in etwa 20 Jahren Realität werden könnte, geht aber nicht davon aus, dass dies in absehbarer Zeit wirtschaftlich umsetzbar wäre. Als Alternative zur Dekarbonisierung der Energiebereitstellung könnte auch im Bereich der Stahlindustrie die CO_2-Abscheidung und Speicherung oder Nutzung zum Einsatz kommen. Auch in diesem Bereich laufen die Forschungsarbeiten seit dem Jahr 2004, ohne dass bisher eine großtechnische Umsetzung realisiert wurde. Im Jahr 2012 wurde das geplante Projekt in Frankreich, das umfangreiche Fördermittel im Rahmen des NER300-Programms erhalten sollte, durch das Unternehmen zurückgezogen. Ob sich diese beiden Entwicklungen durchsetzen werden und welche der beiden Entwicklungspfade der erfolgreichere sein wird, lässt sich dabei nicht alleine anhand der Kosten beurteilen, sondern dürfte auch mit der Akzeptanz der CO_2-Abscheidung in der Bevölkerung zusammenhängen und der Verfügbarkeit einer Infrastruktur für CO_2. CCS punktet durch die Nachrüstbarkeit an den bestehenden Anlagen, die einen leichteren Übergang zu Dekarbonisierung ermöglicht, verlagert aber das Investitionsrisiko in den Bereich für die Schaffung einer Infrastruktur für Transport und Speicherung von CO_2. Die vorliegende Studie geht von einer Umstellung auf Direktreduktionsanlagen mit Wasserstoff aus. CCS kommt in der Stahlindustrie nicht zur Anwendung. In Kapitel 9.2 wird die CCS-Technologie im Detail betrachtet.

[108] Hölling et al. (2017).
[109] Voestalpine (2018).

Nicht vernachlässigt werden dürften bei diesen technologischen Veränderungen auch die Veränderungen in den Materialströmen zwischen den einzelnen Sektoren der Industrie. So wird der bei der Hochofenroute entstehende Hüttensand (granulierte Hochofenschlacke) traditionell in der Zementindustrie als Zuschlagsstoff für die Herstellung von Zement eingesetzt und ersetzt dort Klinker. Eine Stilllegung von Hochöfen führt somit auch zu direkten Auswirkungen in der Zementindustrie.

Nicht-Eisen Metalle

Zu den Nichteisenmetallen zählen neben Aluminium und Kupfer auch Zink, Bronze und Messing. Nichteisenmetalle (NE-Metalle) sind Metalle, die kein Eisen enthalten. Während für die Herstellung von Primäraluminium als wesentlicher Energieträger Strom für die Elektrolyse zum Einsatz kommt, überwiegt bei der Primärherstellung von Kupfer der Einsatz fossiler Energieträger zum Rösten des Kupfererzes und zur Herstellung des Rohkupfers. Für die weitere Konzentration und Reinigung des Rohkupfers zum Elektrolytkupfer kommt dagegen Strom zum Einsatz. In Deutschland waren 2013 aber lediglich vier Primärhütten zur Aluminiumherstellung und eine Primärhütte zur Kupferherstellung in Betrieb.[110] Im Bereich des Recyclings (Sekundäraluminium und -kupfer) kommt derzeit bereits überwiegend Strom zum Einsatz. Aufgrund des geringen Potentials für Prozessinnovationen erscheint es folgerichtig für diesen Sektor, auf die Verbesserungen der Energieeffizienz zu fokussieren. Dies schließt insbesondere die externe Abwärmenutzung ein, wie sie z.B. zurzeit in der Kupferhütte in Hamburg für die Wärmeversorgung der Hafencity realisiert wird.[111] Möglichkeiten zur Verringerung der THG-Emissionen bei der Aluminiumherstellung könnten im Bereich der Fertigung der Grafitelektroden oder der Substitution durch andere Anodenmaterialien bestehen. Im Bereich der Kupferherstellung ist der Einsatz erneuerbare Gase oder von Wasserstoff für die Erzeugung von Rohkupfer grundsätzlich denkbar, entsprechende Forschungsvorhaben sind aber nicht bekannt.

Zu berücksichtigen sind zudem die indirekten Effekte durch ein verstärktes Recycling der NE-Metalle. Grundsätzlich vorteilhaft wirkt sich im Bereich der NE-Metalle aus, dass aus Recyclingmaterial erzeugtes Aluminium und Kupfer sich in Bezug auf die Qualität sich nicht von den Primärrouten unterscheidet, bei gleichzeitig geringerem Energieaufwand für die Erzeugung. Eine Erhöhung der Recyclingquoten, und damit ein größerer Anteil an Sekundärerzeugung, könnte somit ebenfalls einen Beitrag zur Dekarbonisierung leisten. In dieser Studie wurde jedoch nur für Kupfer, nicht aber für Aluminium eine erhöhte Recyclingquote in der Zukunft unterstellt. Für die Substitution von Aluminium und Kupfer im Bereich der Elektrizitätssysteme gibt es zudem keinerlei Ansätze, so dass mit der Zunahme der Elektrifizierung in den übrigen Sektoren der Industrie zu einer verstärkten Nachfrage von Aluminium und Kupfer führen dürfte.

Steine & Erden

Die Steine und Erden Industrie zeichnet sich insbesondere durch ihren hohen Anteil an prozessbedingten Emissionen aus. Diese lassen sich entsprechend weder durch eine

[110] UBA (2013).
[111] Leuchttürme energieeffiziente Abwärmenutzung (2018).

Elektrifizierung noch durch den Einsatz Erneuerbarer Energien vermindern. Die einzige Möglichkeit die prozessbedingten Emissionen, insbesondere im Bereich der Zementklinker- und Kalkherstellung, lassen sich entsprechend nur durch einen reduzierten Einsatz der entsprechenden Produkte oder durch eine CO_2-Rückhaltung mit Hilfe von CO_2-Abscheidetechnologien erreichen. Eine entsprechende Pilotanlage ist im Zementwerk Breivik in Norwegen in Betrieb.[112]

Die gesamten THG-Emissionen bei der Klinker- und Kalkherstellung teilen sich etwa hälftig auf energiebedingte (Strom und Brennstoffe) und prozessbedingte Emissionen auf, wobei sich in den letzten Jahren durch den zunehmenden Einsatz von Ersatzbrennstoffen und erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung das Verhältnis zu den prozessbedingten Emissionen verschoben hat. Wesentlicher Hebel zur Reduzierung der THG-Emissionen im Bereich der Zementindustrie ist demnach die Verringerung des Klinkeranteils im Zement. Im Zeitraum der letzten 10 Jahre konnte der Klinkerzementfaktor[113] von 75% (2007) auf 72% (2016) reduziert werden, was zu einer Reduzierung der prozess- und energiebedingten Emissionen geführt hat. Als Zumahlstoffe bei der Zementherstellung werden damit meist Nebenprodukte der Stahlindustrie eingesetzt. Im Jahr 2011 waren dies ca. 6 Mio. Tonnen Hüttensande. Die Erhöhung des Anteils der Zumahlstoffe ist aber durch die Produkteigenschaften des Zements beschränkt, da diese (zum Beispiel langsamere Festigkeitsentwicklung und geringere die Endfestigkeit) sich mit dem Klinkeranteil verändert.

Des Weiteren wird an eine Vielzahl von Varianten grüner Zemente[114] gearbeitet. Ziel dabei ist es, die Bindereigenschaften des Klinkers durch Alternativen zu substituieren, z.B. durch Magnesiumsilikate, Geopolymere oder Calciumhydrosilikaten. Die Entwicklung der Calciumhydrosilikate begann bereits im Jahr 1994 unter wurde unter dem Namen Celitement bzw. Celite Zement geschützt.[115] Diese Entwicklung ging auch einher mit neuen Produktionsverfahren, die Autoklaven anstelle von Drehrohröfen nutzen. Mehr als 20 Jahre nach dem Beginn der Entwicklung wurde eine großtechnische Produktionsanlage bisher jedoch noch nicht gebaut.

Da die Klinkerproduktion stets in räumlicher Nähe zur Lagerstätte des Kalkstein erfolgt, ist ein Abwandern der Produktion ungleich schwieriger als bei der Stahlherstellung, da der Wert des Produktes in EUR pro Tonne deutlich niedriger als beim Stahl ist, Transportkosten somit einen wesentlich größeren Anteil an den Produktkosten aufweisen. Kurz- und mittelfristig lassen sich demnach Emissionsminderungen durch den verstärkten Einsatz erneuerbarer Energien und die verstärkte Nutzung der Abwärme, z.B. zur Stromerzeugung mit Hilfe der Organic Rankine Cycle (ORC) Technologie realisieren.[116] Die vollständige Substitution von Zement und Kalk als wesentliche Baustoffe erscheint nach aktueller Einschätzung als eher unwahrscheinlich.

Glas & Keramik

Auch in der Glas- und Keramikindustrie handelt es sich zum überwiegenden Teil um Hochtemperaturprozesse, bei denen die Energiebereitstellung mit fossilen Brennstoffen

[112] Norcem (2017).
[113] VDZ (2018).
[114] European Cement Association (2013).
[115] Achternbosch et al. (2009).
[116] Landesamt für Umweltschutz (2001) sowie GETEC (2018).

(überwiegend Erdgas) erfolgt. Vergleichbar mit den NE-Metallen gilt für die Glasindustrie, dass für die Herstellung von Glas aus Recyclingmaterial ein geringerer Energieaufwand als für die Primärroute erforderlich ist. Eine umfangreichere und sortenreinere Erfassung von Altglas und dessen Recycling kann somit Beiträge zur Dekarbonisierung liefern. Neben dem Erdgaseinsatz kommt teilweise ergänzend auch eine elektrische Beheizung der Glasschmelze zum Einsatz, die aber im Wesentlichen zur Temperaturvergleichmäßigung in der Schmelze dient und daher nur in geringem Umfang zur Energiebereitstellung beiträgt. Lediglich kleine Glasschmelzaggregate setzen elektrische Energie zur Glasschmelze ein. Grundsätzlich lässt sich auch in den fossil beheizten Schmelzwannen der Anteil der elektrisch zugeführten Energie steigern. Auch durch den Einsatz von Sauerstoff bei der Verbrennung (Oxyfuel-Technologie), der auf Basis von Strom in einer Luftzerlegungsanlage bereitgestellt wird, lässt sich der Brennstoffbedarf durch verstärkten Stromverbrauch teilweise substituieren, meist bei gleichzeitiger Reduktion der Abgasverluste des Schmelzaggregates. Zu dem stellt die Oxyfuel-Technologie auch einen Schritt zur CO_2-Abscheidung im Bereich der Glasindustrie da. Die Abgase einer Oxyfuelwanne weisen einen sehr hohen CO_2-Gehalt auf, so dass die mögliche CO_2-Abscheidung wesentlich vereinfacht wird. Zudem besteht in diesem Fall auch die Möglichkeit die Prozessemissionen zu deutlich zu reduzieren, auch wenn diese im Vergleich zur Klinkerherstellung eine sehr viel kleinere Bedeutung haben. Ein wesentlicher Vorteil im Bereich der Glasindustrie liegt somit in der Möglichkeit, den Anteil der Elektrifizierung schrittweise zu erhöhen, ohne dass dazu gleich vollständig neue Prozesslinien aufgebaut werden müssen. Vielmehr lassen sich entsprechende Anpassungen an bestehenden Anlagen nach dem Ende einer Ofenreise umsetzen. Dieser wäre zwar voraussichtlich günstiger als erneuerbares Methan, da die Abscheidung von CO_2 aus der Luft oder anderen Prozessen entfällt, dafür wären aber zusätzliche Anpassungen und Neuentwicklungen im Bereich des Ofens und der Brenner erforderlich. Durch den Einsatz von Wasserstoff als Brennstoff würden sich das Flammenbild und die Wärmeübertragung durch Strahlung signifikant verändern.[117] Durch die erhöhte Temperatur der Wasserstoffflamme sind zudem mögliche negative Auswirkungen auf das Feuerfestmaterial zu prüfen.

Chemische Industrie

In der chemischen Industrie werden fossile Brennstoffe sowohl zur Bereitstellung von Energie als auch als stofflicher Rohstoff für chemische Produkte eingesetzt. Im Rahmen der vorliegenden Studie wurden insbesondere die Ammoniak-, Chlor- und Ethylenherstellung in Bezug auf Ihre Dekarbonisierungspotentiale betrachtet. Während Ammoniak (NH_3) keinen Kohlenstoff enthält und somit auch nicht auf den Kohlenstoff aus fossilen Energieträgern angewiesen ist, so besteht Ethylen (C_2H_4) zu wesentlichen Teilen aus Kohlenstoff, der beim Verzicht auf den Einsatz von fossilen Brennstoffen auf anderen Quellen bereitgestellt werden muss, beispielsweise durch CO_2.

Die für die Ammoniakherstellung benötigten Komponenten Wasserstoff und Stickstoff lassen sich durch Elektrolyse von Wasser und durch Luftzerlegung erzeugen. Ammoniak lässt sich somit rein strombasiert erzeugen. Derzeit ist die Wasserstofferzeugung aus Erdgas oder Naphtha aber

[117] HVG (2014).

wesentlich kostengünstiger, so dass für die großtechnische Wasserstofferzeugung fast vollständig auf Verfahren mit fossilen Brennstoffen gesetzt wird. Werden fossile Brennstoffe zur Wasserstofferzeugung im Steamcracker eingesetzt, so stehen als Dekarbonisierungsoptionen die CO_2-Abscheidung und -Speicherung oder die Methanpyrolyse mit anschließender Deponierung des beim Prozess entstehenden festen Kohlenstoffs zur Verfügung. Zu berücksichtigen ist dabei, dass Ammoniak häufig als Vorprodukt für die Düngemittelherstellung (Harnstoff) dient. In diesen Fällen wird auch das bei der Erzeugung von Synthesegas für den Ammoniakprozess anfallende CO_2 zur Harnstoffherstellung genutzt.[118] Nur bei einer Dekarbonisierung der Ammoniakherstellung lässt sich somit die Harnstoffherstellung als CO_2-Senke nutzen. Bei der Methanpyrolyse[119] erfolgt demgegenüber eine Auftrennung des Methans in Wasserstoff und festen Kohlenstoff. Dieser noch im Labormaßstab[120] befindliche Prozess sorgt zwar für eine deutliche Reduzierung der THG-Emissionen, dies jedoch nur sofern der feste Kohlenstoff nicht weiter genutzt wird. Gleichzeitig bleibt dadurch ein Anteil des im Methan enthaltenen Energieinhalts ungenutzt. Ob die Methanpyrolyse ab 2035 tatsächlich im großtechnischen Maßstab verfügbar ist, dürfte mit erheblichen Unsicherheiten verbunden sein.

Auch für Ethylen sind alternative Herstellrouten denkbar. Eine Produktion im Wege des Methanol-to-Olefin Verfahrens ist dabei jedoch nur dann sinnvoll, wenn das Methanol (CH_3OH) aus erneuerbaren Energien und CO_2 gewonnen wurde.[121] Noch interessanter wäre jedoch eine direkte Route, um aus CO_2 und Wasserstoff Ethylen direkt herzustellen. Auch daran wird derzeit geforscht.[122] Im Bereich der chemischen Industrie gab es in den letzten Jahren erhebliche Fortschritte, den Kohlenstoffeinsatz aus fossilen Brennstoffen durch Kohlenstoff aus CO_2 zu ersetzen. So läuft derzeit ein umfangreiches Forschungsprogramm (CO_2Plus – Stoffliche Nutzung von CO_2 zur Verbreiterung der Rohstoffbasis), für welches das Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) Fördermittel in Höhe von 17,5 Mio. EUR bereitgestellt hat. Unbeantwortet bleibt dabei jedoch häufig die Frage, woher das CO_2 kommen könnte. Muss das CO_2 aus der Luft gewonnen werden, so verschlechtert dies die Wirtschaftlichkeit der Prozesse signifikant, da die Kosten der CO_2-Abscheidung sehr hoch sind. Günstiger wäre es für diese Prozesse, wenn CO_2 aus anderen Prozessen oder anderen Sektoren (z.B. Stahl, Glas, Kraftwerke) zur Verfügung stehen würde.

Papier

Bei der Papierindustrie ist zwischen der Holz-, Zellstoff- und Altpapierstofferzeugung sowie der Papierherstellung in der Papiermaschine zu unterscheiden. In Bezug auf den Energieverbrauch ist die Papierherstellung aus Altpapierstoff energetisch am günstigsten. Hohe Recyclingquoten beim Papier wirken sich somit günstig auf eine Dekarbonisierung der Papierherstellung aus. Bei den Prozessen der Stofferzeugung dominiert dabei der Stromeinsatz während im Bereich der Papiermaschine der Energieträger Dampf zum Einsatz kommt, der aus fossilen Brennstoffen und

[118] Radgen (1996).
[119] Abánades et.al. (2016).
[120] Stoppel (2017).
[121] Krossing et al. (2015).
[122] Siemens AG (2016).

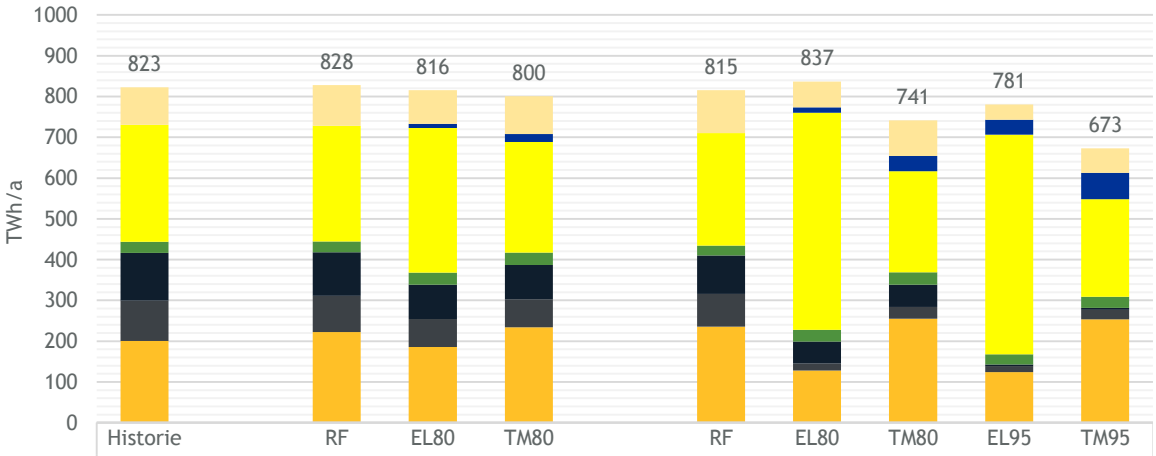
Reststoffen aus der Papierproduktion erzeugt wird. Die Reststoffe aus der Holzverarbeitung für die Papierherstellung werden als erneuerbare Brennstoffe für die Dampferzeugung eingesetzt. Die Nutzung von Effizienzpotentialen durch die gekoppelte Erzeugung von Strom und Dampf in KWK-Anlagen ist in der Papierindustrie bereits weit verbreitet. Zur weiteren Reduzierung der THG-Emissionen in der Papierindustrie könnte die Dampferzeugung auf erneuerbare elektrische Energie umgestellt werden. Dies wäre mit bereits heute verfügbaren Technologien realisierbar, allerdings nicht ohne einen massiven Kostenanstieg bei der Energieversorgung in Kauf zu nehmen. Anstelle einer verstärkten Elektrifizierung dürfte deshalb vermutlich eher von einer Ausweitung des Einsatzes von Biomasse für die Energieversorgung auszugehen sein. Für weitere Effizienzfortschritte im Bereich der Papierherstellung spielt insbesondere die Optimierung der Papiertrocknung eine große Rolle. Durch Weiterentwicklung der Trockenpartie und die Energierückgewinnung mit Hilfe von Wärmepumpen könnte der Brennstoffbedarf zu Lasten eines erhöhten Strombedarfs reduziert werden. Damit dürfte die Papierindustrie eine der energieintensiven Branchen sein, in der eine vollständige Umstellung auf erneuerbare Energien ohne technische Risiken umzusetzen wäre.

Innovation als Kernelement für die kontinuierliche Effizienzverbesserung

In langfristigen Energie- und Emissionsszenarien wird typischerweise der in der Vergangenheit erzielte Effizienzfortschritt in die Zukunft fortgeschrieben. Dies erfordert jedoch, dass kontinuierlich Innovationen umgesetzt werden, um die einzelnen Teilprozesse zu optimieren und die Fortschreibung der Effizienzgewinne zu ermöglichen. Dafür müssen nicht nur Fortschritte bei der Technologie, sondern auch bei der Geschwindigkeit der Implementierung in der Industrie erzielt werden. Sprunginnovationen lassen sich gegenüber den Verbesserungsinnovationen nicht vorhersehen, wobei nicht übersehen werden sollte, dass der Erfolg von Sprunginnovationen durchaus mehrere Jahrzehnte in Anspruch nehmen kann.

5.2.4 Endenergieverbrauch Industrie

Die beschriebenen Entwicklungen führen zu dem in Abbildung 29 dargestellten Endenergiebedarf für die betrachten Szenarien.



	Historie 2015*	RF	EL80 2030	TM80	RF	EL80	TM80 2050	EL95	TM95
Gesamt	823	828	816	800	815	837	741	781	673
Andere	92	99	83	93	105	63	87	37	61
Wasserstoff**	0	0	10	19	0	14	37	37	64
Strom	286	284	354	271	275	532	248	539	239
Erneuerbare	28	27	30	30	24	29	30	25	27
Kohle	117	107	84	85	95	54	55	4	5
Öl**	99	89	69	68	80	17	29	15	23
Gas**	200	222	186	234	236	128	255	124	254

* Historischer Wert nach AGEB (2017), ** konventionell, biogen und synthetisch

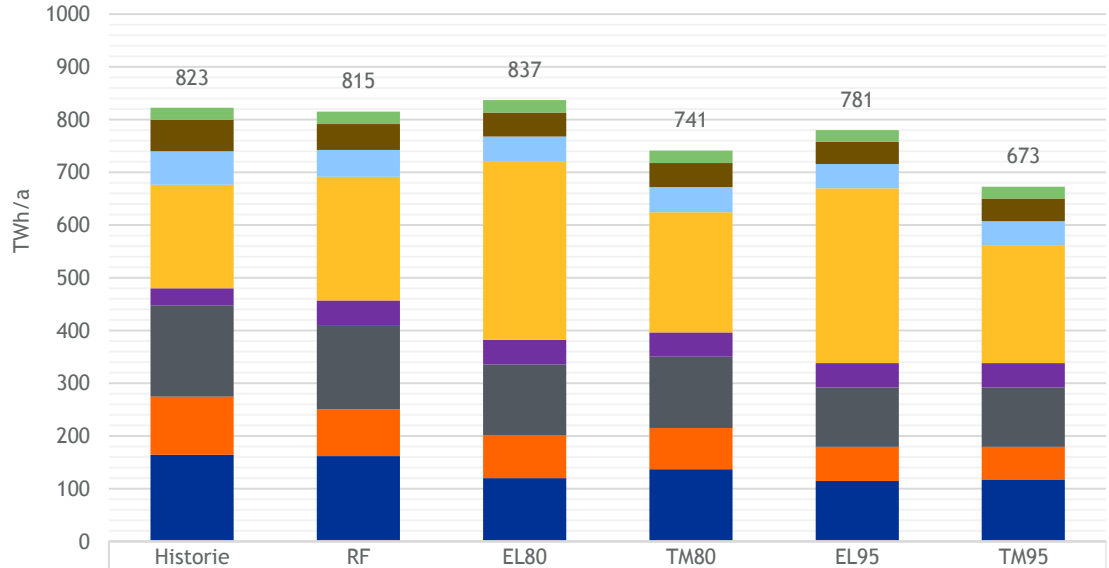
ABBILDUNG 29: ENDENERGIEVERBRAUCH INDUSTRIE NACH ENERGIETRÄGERN

Für die Transformation des Industriesektors wird in allen Szenarien außer EL80 von einem leichten Rückgang des Endenergiebedarfs ausgegangen; das heißt, dass die Wirkung von Energieeinsparungen durch Effizienzmaßnahmen sichtbar ist, obwohl sie teilweise durch das angenommene Wirtschaftswachstum von 1 % pro Jahr aufgehoben wird. Die Bandbreite des Endenergiebedarfs zwischen den Szenarien (bis zu 161 TWh Differenz 2050) wird unter anderem durch die Annahme getrieben, dass mit höheren Klimazielen mehr Anreize bestehen, Energieeffizienzpotenziale auszuschöpfen.

In allen Szenarien geht die Nutzung von Kohle zurück. In den 95 %-Szenarien wird sie auf ein Minimum reduziert. Die Stahlproduktion muss dafür weitgehend auf strom- und wasserstoffbasierte Verfahren umgestellt werden. Mit Ausnahme des Referenzszenarios kommen Wasserstoff und Solarthermie in allen Szenarien stärker als bisher zum Einsatz.

Abbildung 30 zeigt den Endenergiebedarf in den verschiedenen Szenarien nach Branchen. Veränderungen reflektieren Annahmen zum Produktionswachstum, zur Entwicklung der Energieeffizienz sowie zu veränderten Produktionsverfahren. So liegt der Rückgang des Energieverbrauchs im GHD-Sektor von 111 TWh auf bis zu 62 TWh in einem massiven Anstieg der

Energieeffizienz begründet, während im Sektor Steine & Erden ein negatives Produktionswachstum den Energiebedarf von 59 TWh auf bis zu 42 TWh senkt.



	Historie 2015	RF	EL80	TM80 2050	EL95	TM95
Glas & Keramik	23	24	23	23	23	23
Steine & Erden	59	49	45	46	42	43
Papier	64	51	48	48	46	46
Chemie	196	234	338	228	332	223
Aluminium & Kupfer	33	47	46	46	46	46
Eisen & Stahl	173	160	135	135	113	113
GHD	111	89	81	78	65	62
Sonstige Industrie	164	162	120	137	115	118
Gesamt	823	815	837	741	781	673

ABBILDUNG 30: ENDENERGIEBEDARF NACH INDUSTRIEBRANCHEN

RF

Im Referenzszenario halten sich Energieeffizienzgewinne und Produktionszuwächse ungefähr die Waage, sodass der gesamte Endenergiebedarf der Industrie 2050 mit 815 TWh annähernd auf dem Niveau von 2015 von 823 TWh bleibt. Es finden kaum Umstellungen auf neue Verfahren statt, nur bestehende Trends werden fortgeführt. Daher verändern sich auch die Anteile der verschiedenen Energieträger nicht signifikant.

EL80/EL95

In den Elektrifizierungsszenarien werden Energieeffizienzgewinne durch den Einsatz energieintensiver, aber potentiell emissionsarmer Verfahren auf Elektrolysebasis in der chemischen Industrie abgeschwächt. Dies führt in EL80 dazu, dass der Endenergiebedarf 2050 1,7 % (14 TWh) über dem Wert von 2015 liegt. Der industrielle Strombedarf verdoppelt sich fast über den Betrachtungszeitraum von 286 TWh auf 532 TWh (EL80) bzw. 539 TWh (EL95). Damit werden etwa zwei Drittel des Endenergiebedarfs der Industrie mit Strom gedeckt (2015: 34 %). Der Anteil der chemischen Industrie (inkl. Ethylenherstellung) am Endenergieverbrauch steigt von 2015 24 % auf 40 % (EL80) bzw. 43 % (EL95).

TM80/TM95

In den Technologiemixszenarien bleibt der Anteil von Strom am Endenergiebedarf ungefähr gleich über den Betrachtungszeitraum. Gas und Wasserstoff ersetzen schrittweise Kohle und Öl in der industriellen Wärmeerzeugung, eine Tendenz die sich in TM95 noch verstärkt. Der Gasbedarf steigt um etwa ein Viertel von 200 TWh aus 255 TWh (TM80) bzw. 254 TWh (TM95) bis 2050 an. Speziell in TM95 nimmt der Verbrauch von Wasserstoff 2050 auf 64 TWh zu. Abbildung 31 zeigt wie sich diese Menge auf die einzelnen Branchen verteilt. Vor allem in der Herstellung von Eisen & Stahl, Steinen & Erden und chemischen Produkten bestehen hohe Potentiale für den Einsatz von Wasserstoff.[123] Insgesamt sind in den Technologiemixszenarien Verschiebungen des Energiebedarfs zwischen den verschiedenen Branchen weniger deutlich als in den Elektrifizierungsszenarien.

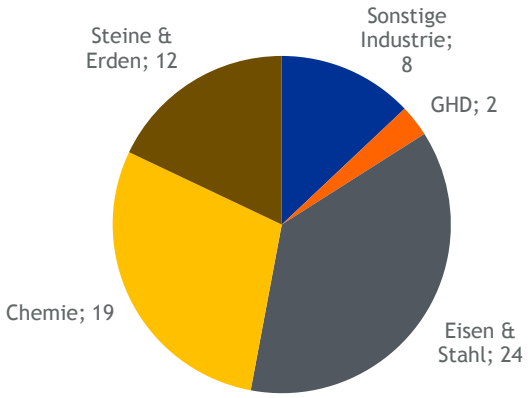


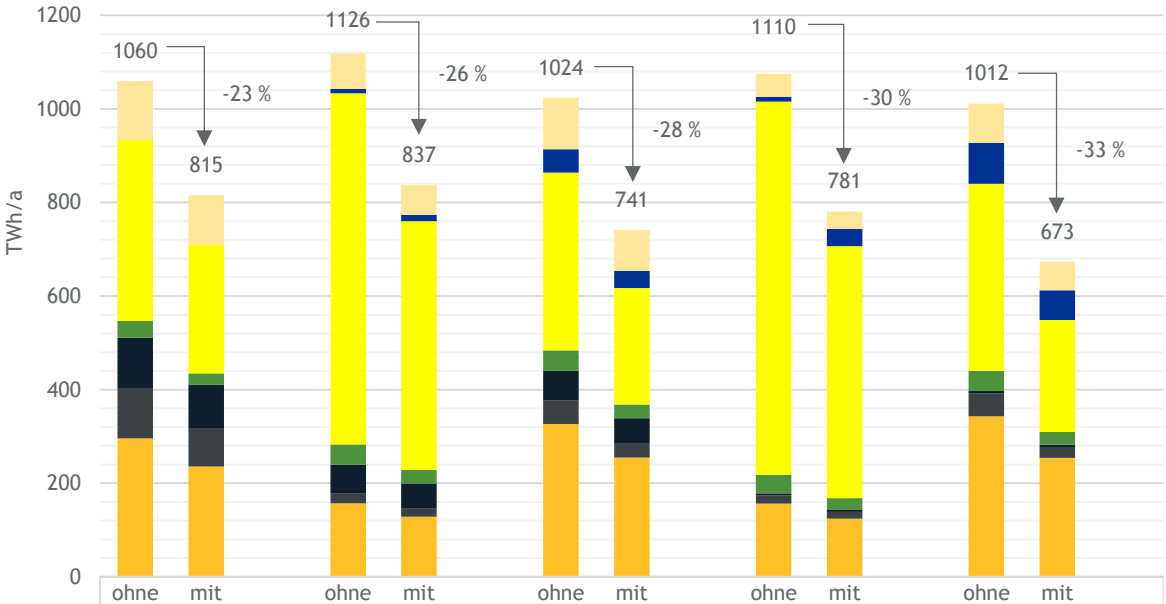
ABBILDUNG 31: WASSERSTOFF NACH BRANCHEN IN TWH

5.2.5 Energieeffizienzgewinne

Die in Kapitel 5.2.1 diskutierten Annahmen zu Energieeffizienzzuwächsen wirken sich deutlich auf den Endenergiebedarf in den verschiedenen Szenarien aus. Abbildung 32 zeigt die „was wäre wenn"-Endenergieverbräuche einer Industrie ohne Energieeffizienz (linke Balken) im Vergleich zu den Endenergieverbräuchen mit Energieeffizienz (rechte Balken). In allen Szenarien würde der Energiebedarf ohne Effizienzgewinne aufgrund des Produktionswachstums auf über 1000 TWh steigen, in EL80 läge der Bedarf sogar bei 1126 TWh Endenergie. Der Strombedarf wäre mit 798 TWh am größten im Szenario EL95.[124]

[123] Der Einsatz von Wasserstoff in der Chemieindustrie ist effektiv noch höher, da die elektrolysebasierten Verfahren in der Ethylen- und Ammoniakherstellung als Strombedarf bilanziert werden. In integrierten Prozessen wird also aus Strom Wasserstoff gewonnen, auf dessen Basis chemische Produkte hergestellt werden.

[124] Die prozentualen Veränderungen der Abbildung weichen von den in Kapitel 5.2.1 genannten Werten ab, da sie die Energieeffizienzgewinne darstellen, die sich bei Berücksichtigung von Verfahrensänderungen ergeben.



	RF ohne	RF mit	EL80 ohne	EL80 mit	TM80 ohne	TM80 mit	EL95 ohne	EL95 mit	TM95 ohne	TM95 mit
Andere	126	105	75	63	110	87	49	37	84	61
Wasserstoff**	0	0	10	14	49	37	10	37	88	64
Strom	387	275	751	532	380	248	798	539	400	239
Erneuerbare	36	24	43	29	44	30	40	25	43	27
Kohle	109	95	62	54	63	55	4	4	5	5
Öl**	107	80	21	17	50	29	18	15	49	23
Gas**	296	236	157	128	326	255	156	124	343	254
Gesamt	1060	815	1126	837	1024	741	1110	781	1012	673

ABBILDUNG 32: WIRKUNG VON ENERGIEEFFIZIENZGEWINNEN IN DER INDUSTRIE

5.2.6 Nicht-energetischer Verbrauch

Der größte Teil der nicht-energetischen Nutzung von Brennstoffen als Einsatzmittel in der Produktion fällt in Deutschland auf die chemische Industrie. Dieser Teil des Bedarfs an fossilen Energieträgern lässt sich naturgemäß nicht durch Energieeffizienzmaßnahmen reduzieren. Dafür entstehen hier keine THG-Emissionen im Rahmen der industriellen Produktion, sondern nur mittel- oder langfristig, wenn die erzeugten Produkten zu Abfall werden, verbrannt werden oder verrotten. Trotzdem betrifft die Energiewende indirekt auch die nicht-energetischen Verbräuche, da die entsprechenden Branchen möglicherweise ihre Lieferketten umbauen müssen. Abbildung 33 zeigt die Entwicklung des nicht-energetischen Verbrauchs der verschiedenen Energieträger in den untersuchten Szenarien.

RF

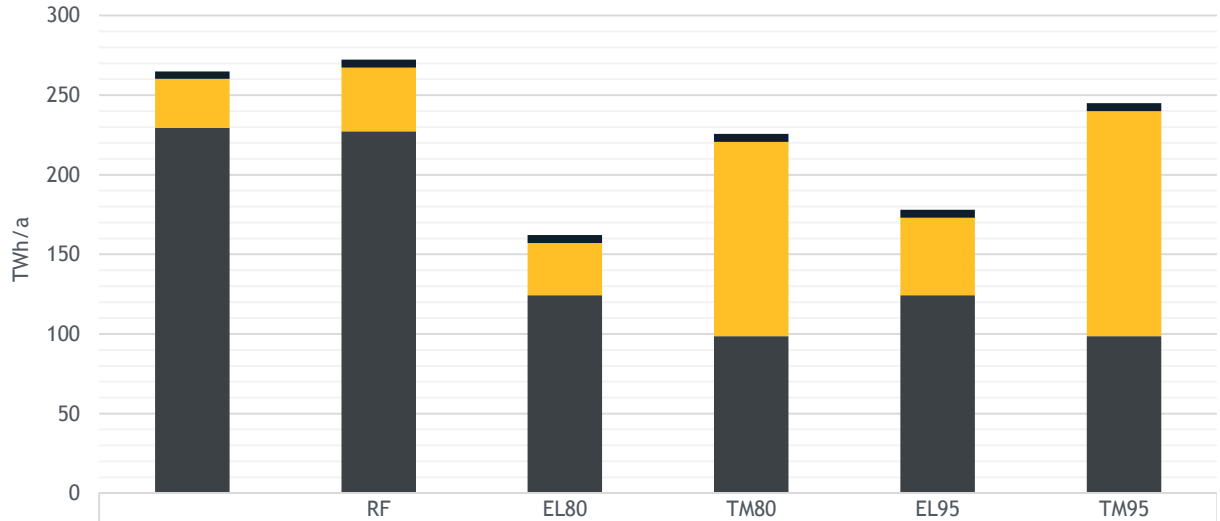
Im Referenzszenario steigt der nicht-energetische Verbrauch von 2015 bis 2050 von 265 TWh auf 272 TWh. Der Großteil davon ist Mineralöl. Einige Verfahren (Ethylenproduktion sowie Ammoniakherstellung) werden anteilig von Öl auf Gas als Einsatzstoff umgestellt, sodass die Gasnachfrage von 31 TWh auf 40 TWh bis 2050 wächst.

EL80/EL95

In den Elektrifizierungsszenarien geht der Bedarf an kohlenstoffbasierten Energieträgern für die nicht-energetische Nutzung um 39 % (EL80) bzw. 33 % (EL95) zurück). Vor allem der Verbrauch von Mineralöl sinkt, da ein Großteil der Ethylenproduktion auf das elektrolysebasierte MTO-Verfahren umgestellt wird. Das Szenario EL95 unterscheidet sich bezüglich des nicht-energetischen Verbrauchs in einem Aspekt. Die Ammoniakherstellung, welche in EL80 zum Teil auf einem konventionellen Verfahren mit Erdgas basiert und zu Prozessemissionen führt, erfolgt zunehmend auf Basis eines Verfahrens mit vorgelagerter Methanpyrolyse, welche Erdgas in festen Kohlenstoff und Wasserstoff umwandelt. Dadurch, dass der Methanbedarf für die Pyrolyse hoch ist, fällt der nicht-energetische Einsatz von Erdgas im Szenario EL95 ca. 16 TWh höher aus als in EL80.

TM80/TM95

Der nicht-energetische Verbrauch sinkt bis 2050 um 15% im TM80-Szenario. Auch die Zusammensetzung der Energieträger ändert sich. Durch eine zunehmende Umstellung von öl- auf gasbasierte Steamcracker zur Ethylenproduktion steigt im Zeitraum 2015 bis 2050 der nicht-energetische Gasbedarf von 31 TWh auf 122 TWh, wohingegen der nicht-energetische Mineralölbedarf von 229 TWh auf 99 TWh sinkt. Im Szenario TM95 steigt der nicht-energetische Gasbedarf auf 141 TWh durch den Einsatz der Methanpyrolyse zur Minderung der Prozessemissionen in der Ammoniakherstellung.



	2015*	RF	EL80	TM80 2050	EL95	TM95
Kohle	5	5	5	5	5	5
Gas**	31	40	33	122	49	141
Öl**	229	227	124	99	124	99
Gesamt	265	272	162	226	178	245

* Historischer Wert nach AGEB (2017), ** konventionell, biogen und synthetisch

ABBILDUNG 33: NICHT-ENERGETISCHER VERBRAUCH NACH ENERGIETRÄGERN

5.3 Verkehrssektor

5.3.1 Allgemeine Entwicklungen

RF

Das Referenzszenario geht von einer Fortschreibung vergangener und aktueller Politik sowohl auf nationaler als auch europäischer Ebene aus. Über das heutige Maß hinausgehende zusätzliche regulatorische Rahmenbedingungen für höhere Effizienz und Mobilitätswandel bleiben überwiegend aus, verzögern sich oder werden nur abgeschwächt umgesetzt. Es wird davon ausgegangen, dass die Umweltemissionsgesetzgebung keinen erhöhten Druck in der Elektrifizierung von Fahrzeugen oder den Umstieg auf gasförmige Kraftstoffe entfaltet.

Hersteller von Transportmitteln aus Straßen-, Schienen-, Luft- und Schiffsverkehr optimieren somit bereits bewährte Technologien und halten diese über eine lange Periode weiterhin im Markt. Elektrifizierte und teilelektrifizierte Systeme werden aufgrund ihres zunehmenden technologischen Fortschritts ebenso schrittweise in den Markt eingeführt, dies geschieht jedoch verzögert. Auch wasserstoffbasierte Antriebe drängen nur langsam in den Markt. Mit der Bestandsinfrastruktur vorwiegend flüssiger Kraftstoffe werden weiterhin große Teile der Mobilitätsbedürfnisse – insbesondere auch für Langstrecken – durch Verbrennungskraftmaschinen bzw. (Mild-)Hybride abgedeckt.

EL80/95

Im Verkehrssektor unterliegen EL80 und EL95 denselben Transformationspfaden. Die Entwicklung der Transportmittel ist somit für alle Verkehrsträger in beiden Szenarien identisch.

In den Elektrifizierungsszenarien wird die nationale und europäische Effizienz-, Klima- und Umweltpolitik deutlich forciert. Die EU-Kommission erlässt im Einverständnis mit den Mitgliedsstaaten strengere Vorschriften und Grenzwerte für Umwelt- und Klimaschadstoffe, die perspektivisch nur noch mit elektrischen Antrieben zu erreichen sind.

Hersteller von Transportmitteln aus Straßen-, Schienen-, Luft- und Schiffverkehr haben somit einen verstärkten Anreiz, neue Technologien und Kraftstoffe in den Markt zu integrieren. Investitionen in bewährte Technologien lassen im Straßenverkehr insbesondere ab 2030 deutlich nach. Das Politikumfeld bietet technologisch stark reglementierte Leitplanken. Die Diversifizierung im Straßenverkehr beschränkt sich auf direktelektrifizierte Systeme und Brennstoffzellenfahrzeuge (FCV), in der Übergangsphase ebenso auf Hybridsysteme.

In allen anderen Bereichen haben elektrifizierte Antriebssysteme eine deutlich höhere Bedeutung. Die Bestandsinfrastruktur somit von Flüssigkraftstoffen geht aufgrund der sinkenden Gesamtenergienachfrage und den zunehmend vollelektrifizierten Systemen deutlich zurück. Strom- und H_2-Betankungsanlagen gewinnen dagegen an Bedeutung.

TM80/95

Im Verkehrssektor basieren die Szenarien TM80 und TM95 auf identischen Transformationspfaden. Die Entwicklung der Transportmittel ist somit für alle Verkehrsträger in beiden Szenarien identisch.

In den Technologiemix-Szenarien wird davon ausgegangen, dass die nationale und europäische Politik hinsichtlich Erreichung der Klimaziele durch neue Technologien und Kraftstoffe deutlich forciert wird. Regulatorische Rahmenbedingungen setzen im Mobilitätssektor Anreize für steigende Energieeffizienz, neue Technologien und Kraftstoffe. Diese Rahmenbedingungen führen zu einen schrittweisen Mobilitätswandel, erlauben aber weiterhin die Nutzung von Verbrennungskraftmaschinen mit zunehmend klimaneutralen Kraftstoffen und die Nutzung von Hybridsystemen.

Hersteller von Transportmitteln aus Straßen-, Schienen-, Luft- und Schiffverkehr haben einen verstärkten Anreiz, neue Technologien und Kraftstoffe in den Markt zu integrieren. Gleichfalls müssen weiterhin bewährte Technologien verbessert werden, um im Markt einen Platz zu haben. Das Marktumfeld bietet aufgrund von technologieoffenen Rahmenbedingungen Chancen für viele Akteure (und Antriebssysteme, Kraftstoffe), die zur Zielerreichung beitragen.

Entsprechend investieren Unternehmen in verschiedenste Technologien und Kraftstoffinfrastrukturen. Dies führt zu einer Diversifizierung der Energieinfrastruktur, Kraftstoffbasis und Fahrzeuge. Teilelektrifizierte Systeme werden schnell, vollelektrische Antriebe vorwiegend ab 2030 in den Markt eingeführt.

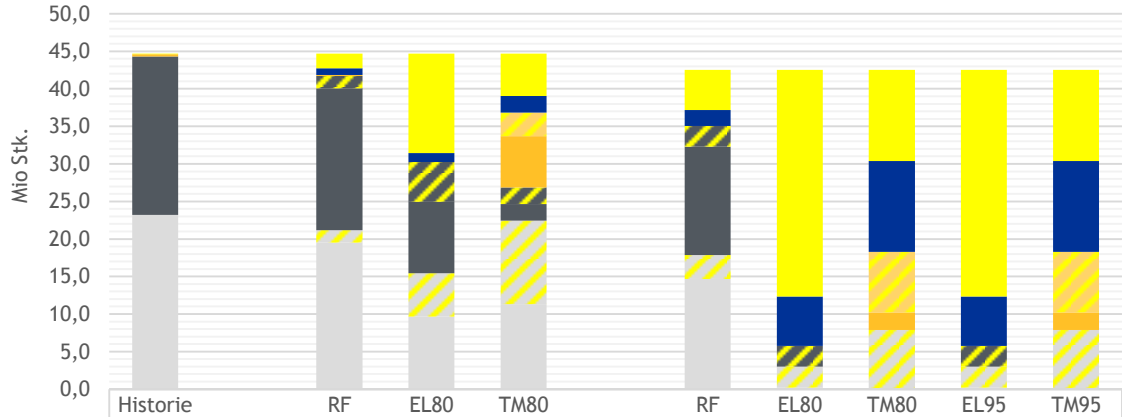
Die Umweltemissionsgesetzgebung sowie die THG-Grenzwerte auf EU-Ebene führen dazu, dass im Straßenverkehr nur noch sehr emissionsarme benzin-, diesel- und gasbetriebene Fahrzeuge die vorgeschriebenen Werte erfüllen können. Der Druck zur Hybridisierung nimmt deutlich zu. Die Bestandsinfrastruktur von Flüssigkraftstoffen geht aufgrund der sinkenden Gesamtenergienachfrage zurück, bleibt aber durch den hohen Hybridisierungsanteil erhalten. Zusätzlich werden mehr Gas, Strom- und H_2-Tankstellen aufgebaut.

5.3.2 Straßenverkehr

Entwicklungen des Straßenverkehrs im Personen- und Güterverkehr lassen sich anhand der Flottenentwicklung für die abgebildeten Szenarien veranschaulichen. Im folgenden Abschnitt werden anhand der Flottenentwicklung für PKW, LNF und LKW die implizit hinterlegten marktlichen Entwicklungen und Annahmen beleuchtet.

5.3.2.1 Personenverkehr

Für den Personenverkehr wird die Marktentwicklung von PKW untersucht, welche mehr als 90 % des motorisierten Aufkommens im Straßenpersonenverkehr ausmachen.[125] Abbildung 34 stellt die Flottenentwicklung je Szenario für die Stichjahre 2015, 2030 und 2050 dar. Die abgebildeten Antriebstechnologien beinhalten benzin-, diesel- und gasbetriebene Fahrzeuge, wobei konventionelle, mildhybride und vollhybride Antriebe zusammengefasst sind. Plugin-hybride Antriebstechnologien werden gesondert ausgewiesen (PHEV). Des Weiteren werden wasserstoffbetriebene Fahrzeuge mit Pufferbatterie (H_2 FCV) sowie vollelektrisch batteriebetriebene PKW (BEV) abgebildet. Entsprechend der Annahmen und Randbedingungen zeichnet sich über alle Szenarien ein leicht rückgängiges Aufkommen von Personenverkehr ab (vgl. Kapitel 4.3). Die Marktentwicklung einzelner Antriebstechnologien unterscheidet sich dagegen je Szenario. Die Entwicklung der Neuzulassungsraten aller PKW-Antriebstechnologien befindet sich zudem in Tabelle 71 in Anhang 5.



	Historie 2015	RF	EL80 2030	TM80	RF	EL80	TM80 2050	EL95	TM95
Gesamt	44,7	44,7	44,7	44,7	42,5	42,5	42,5	42,5	42,5
PKW BEV	0,1	1,9	13,3	5,6	5,3	30,2	12,1	30,2	12,1
PKW H2 FCV	0,0	0,9	1,2	2,2	2,1	6,6	12,1	6,6	12,1
PKW Methan PHEV	0,0	0,0	0,0	3,1	0,0	0,0	8,1	0,0	8,1
PKW Methan	0,3	0,1	0,0	6,8	0,0	0,0	2,3	0,0	2,3
PKW Diesel PHEV	0,0	1,6	5,3	2,2	2,8	2,8	0,0	2,8	0,0
PKW Diesel	21,1	18,9	9,5	2,2	14,5	0,0	0,0	0,0	0,0
PKW Benzin PHEV	0,0	1,6	5,7	11,1	3,2	2,8	7,9	2,8	7,9
PKW Benzin	23,2	19,5	9,7	11,3	14,7	0,2	0,0	0,2	0,0

* inklusive Mild- und Vollhybride

ABBILDUNG 34: FLOTTENENTWICKLUNG PKW BIS 2050

RF

Im Referenzszenario bleiben Benziner und Diesel auch langfristig die marktdominierenden PKW-Antriebstechnologien. Es findet jedoch eine zunehmende Hybridisierung dieser Antriebe statt. In 2030 sind 19 % aller Benzin- und Dieselfahrzeug Vollhybride (ohne Plugin). Für 2050 steigt dieser Wert auf 44 %. Die Flottenentwicklung von Benziner und Diesel repräsentiert den gesetzten

[125] TRACCS (2013).

Rahmen des Referenzszenarios. Hier wird angenommen, dass Umweltemissionsgesetzgebungen im Verkehr nur soweit angepasst werden, wie sie durch effiziente Verbrennungskraftmaschinen erreicht werden können. Gasfahrzeuge spielen im Referenzszenario keine Rolle, da sich ihr Emissionsvorteil gegenüber herkömmlichen Verbrennern nicht auszahlt. Hybride Technologien sind dagegen attraktiver, da zum einen Umwelt- und Klimaemissionsgrenzwerte erreicht werden, zum anderen bisherige Mobilitätsgewohnheiten nicht geändert werden müssen. Somit nimmt auch er Anteil teilelektrifizierter Plugin-Hybride über die Zeit zu. BEV werden insbesondere im urbanen Raum deutlich attraktiver, bleiben aber, wie auch FCV im Gesamtmarkt bis 2050 ein Teilsegment.

EL80/95

In den Elektrifizierungsszenarien bedingen verschärfte Umweltemissionsgrenzwerte einen Rückgang konventioneller Verbrenner. Fahrzeughersteller können den Bezug von erneuerbaren Kraftstoffen auf die Flottengrenzwerte anrechnen lassen, was auf mittlere Frist Neuzulassungen von (hybriden) Verbrennungsantrieben ermöglicht. Verschärfte Grenzwerte und Umweltschadstoffanforderungen bedingen jedoch einen starken Markteintritt von elektrischen Fahrzeugen. Mittelfristig werden hierzu auch Plugin-Hybride verwendet. Zusammen mit BEV und FCV machen sie in 2030 bereits 57 % der Flotte aus. Mit zunehmend wandelnden Mobilitätsgewohnheiten bei gleichzeitig sinkenden Batteriekosten und damit erhöhten Reichweiten dominieren vollelektrische BEV-Fahrzeuge auf lange Frist jedoch beinahe vollständig den Markt. In 2050 ist die gesamte PKW-Flotte in Deutschland direkt oder indirekt (H_2 FCV) elektrifiziert. Verbrennungsmotoren spielen als Plugin-Hybride hierbei nur noch eine untergeordnete Rolle. FCV werden aufgrund von Kostendegressionen und einer langfristig verbesserten Infrastruktur eine Ergänzung zu BEVs darstellen. Gasbetriebene Fahrzeuge spielen als PKW in den Elektrifizierungsszenarien keine Rolle, da sie keine perspektivische Lösung zur Einhaltung der Gesetzgebung bieten. Nutzer und Hersteller setzen dagegen auf die Hybridisierung bereits im Markt dominierender Antriebe als Brückentechnologie neben BEV und FCV.

TM80/95

Auch in den Technologiemix-Szenarien bedingen verschärfte Umweltemissionsgrenzwerte einen Rückgang konventioneller Verbrenner. Bereits in 2030 lassen sich starke Umbrüche in der Flottenentwicklung für PKW ablesen. Besonders Dieselfahrzeuge verlieren schnell an Marktanteilen. Auch konventionelle Benziner werden aus dem Markt verdrängt, wobei mittelfristig Emissionsgrenzen durch (Mild-)Hybridisierung noch eingehalten werden können. Gasfahrzeuge erreichen dagegen über einen längeren Zeitraum die Emissionsgrenzwerte und können daher auch nach 2030 als (Mild-)Hybride neuzugelassen werden.

Die Umweltemissionsgesetzgebung wird insoweit angepasst, dass in der langen Perspektive nur noch teilelektrifizierte Systeme die Vorgaben erfüllen können. Die Entwicklung der Neuzulassungen wandert bei den herkömmlichen Kraftstoffen von reinen Verbrennern, über (Mild)Hybride Richtung PHEV. Ab 2040 werden zudem verstärkt BEV und H_2 FCV zugelassen. In 2050 sind 95 % der Fahrzeuge direkt oder indirekt (H_2 FCV) elektrifiziert. FCV werden aufgrund zunehmender Kostendegression und erhöhter Reichweite gegenüber BEV ab 2040 immer

attraktiver. In 2050 sind BEV und FCV die Antriebstechnologien mit den höchsten Stückzahlen im Markt.

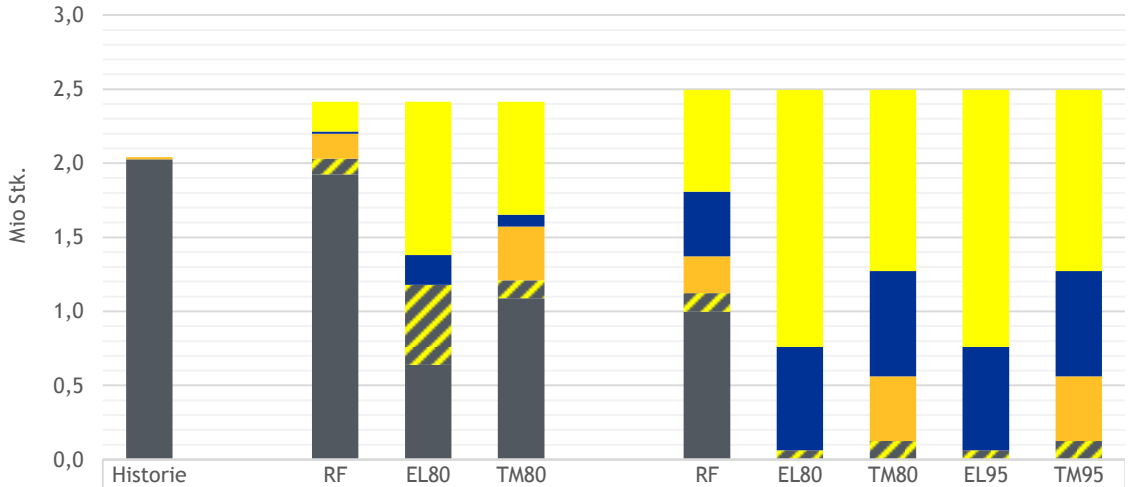
5.3.2.2 Güterverkehr

Der Großteil der Güterverkehrsleistung entfällt auf die Straße (72 %). Davon wiederum entfallen rund 30 % auf den Nahverkehr unter 150 km. Der restliche Teil entsteht im Fernverkehr über 150 km wobei Fahrstrecken von über 500 km des Güterstraßenverkehrs 24 % ausmachen.[126] Entsprechend der Fahrstrecke und Tonnage werden unterschiedliche Transportmittel gewählt.
Um die unterschiedlichen Mobilitätsanforderungen abzubilden werden im Straßengüterverkehr daher leichte Nutzfahrzeuge unter 3,5 t sowie mittelschwere Nutzfahrzeuge zwischen 3,5 t und 12 t (LKW [3,5 - 12 t]) und schwer Nutzfahrzeuge mit einer Nutzlast größer 12 t (LKW [> 12 t]) separat dargestellt. Für alle Transportmittel und Szenarien wird die inländische (territoriale) Verkehrsleistung abgebildet. Ausländischer Güterverkehr auf deutschen Straßen ist dadurch mit berücksichtigt, deutscher Güterverkehr auf ausländischen Straßen im Gegenzug nicht. Im Folgenden werden die Transformationspfade von leichten und schweren Nutzfahrzeugen anhand ihrer Flottenentwicklung beleuchtet.

Leichte Nutzfahrzeuge (< 3,5t)

Leichte Nutzfahrzeuge machen etwa 15 % der Verkehrsleistung im Straßengüterverkehr aus.[127] Ihre durchschnittliche Fahrzeugleistung beträgt 21.552 km/a wobei ein Großteil der Strecken auf städtischen Gebiete und Landstraße fällt.[128] Abbildung 35 stellt die Flottenentwicklung von LNF je Szenario für die Stichjahre 2015, 2030 und 2050 dar. Entsprechend der Annahmen und Randbedingungen zeichnet sich über alle Szenarien bei fortschreitendem Wirtschaftswachstum ein ansteigender Güterverkehrsbedarf für LNF ab (vgl. Kapitel 4.3). Die Marktentwicklung einzelner Antriebstechnologien unterscheidet sich dagegen je Szenario. Die Entwicklung der Neuzulassungsraten aller LNF-Antriebstechnologien befindet sich zudem in Tabelle 72 des Datenanhangs.

[126] BMVI (2017).
[127] Gemessen an der Verkehrsleistung in tkm.
[128] TRACCS (2013).



	Historie 2015	RF	EL80 2030	TM80	RF	EL80	TM80 2050	EL95	TM95
Gesamt	2,0	2,4	2,4	2,4	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
LNF BEV	0,0	0,2	1,0	0,8	0,7	1,7	1,2	1,7	1,2
LNF H2 FCV	0,0	0,0	0,2	0,1	0,4	0,7	0,7	0,7	0,7
LNF Methan PHEV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
LNF Methan	0,0	0,2	0,0	0,4	0,2	0,0	0,4	0,0	0,4
LNF Diesel PHEV	0,0	0,1	0,5	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
LNF Diesel	2,0	1,9	0,6	1,1	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0

* inklusive Mild- und Vollhybride

ABBILDUNG 35: FLOTTENENTWICKLUNG LNF (<3,5 T) BIS 2050)

RF

Gegenwärtig ist der Markt für LNF in hohem Maße durch Diesel-Verbrenner dominiert. Im Referenzszenario wird diese Marktdominanz mittelfristig nicht weichen. Es wird angenommen, dass Umweltemissionsgesetzgebungen im Verkehr nur soweit angepasst werden, wie sie durch effiziente Verbrennungskraftmaschinen erreicht werden können. In 2030 enthalten entsprechend weiterhin 80 % aller LNF einen Dieselantrieb.

Neben der Umweltemissionsgesetzgebungen wird davon ausgegangen, dass der gewerbliche Markt weiteren Beschränkungen sowie unternehmerischen Eigenverpflichtungen unterliegen wird, sodass emissionsarme Antriebe dennoch mittelfristig begleitend, langfristig auch mit bedeutendem Anteil in den Markt eintreten werden. Es wird ebenso angenommen, dass Hybride mit zweitem Antriebssystem nur in solchen Fällen eine Rolle spielen, wo weite Distanzen ohne Limitierung zurückgelegt werden müssen. Gasbetriebene Fahrzeuge werden in begleitendem Maße ab 2020 eingesetzt. Damit unterscheidet sich der Transformationspfad des Referenzszenarios hier von jenem des Personenverkehrs. Hierin ist die Annahme hinterlegt, dass der Güterverkehr gegenüber dem Personenverkehr verstärkt rational monetären Anreizen folgt. Gasbetriebene Fahrzeuge können für einige Betriebe eine kostenoptimale Investition sein. Im Personenverkehr überwiegen dagegen anderweitige Kaufanreize, welche den Markteintritt von Gasfahrzeugen erschweren.

Die Attraktivität von BEV-Fahrzeuge steigt besonders für Kurier-Express-Paket-Dienstleistern im innerstädtischen Betrieb. Aufgrund des spezifischen Anforderungsprofils dieser Dienstleistungen können BEV-Fahrzeuge den Bedarf schon bald wettbewerblich abbilden. FCV spielen ab 2030 eine vermehrte Rolle durch erreichte Kostensenkungspotenziale. Damit ersetzen sie zunehmend Dieselfahrzeuge, um sowohl innerstädtische Belieferungen, aber auch weite Distanzen abbilden zu können.

EL80/95

In den Elektrifizierungsszenarien gibt es einen starken Wandel von reinen Diesel-Verbrennern hin zu direkt oder indirekt elektrisch betriebenen Antrieben. Es wird angenommen, dass zukünftige Umweltemissions- und CO_2-Grenzwerte stark verschärft werden und reine Verbrenner zwischen 2030 und 2040 dadurch komplett aus dem Markt gehen. Hybride und PHEV werden als Brückentechnologie verwandt um längere Distanzen zurücklegen zu können. In 2030 sind nur noch 26 % aller LNF reine Diesel-Verbrenner, 22 % werden als Diesel-Plugin-Hybrid verwendet. Investitionen in Gasfahrzeuge bleiben aus, da die Anforderungen (Umweltemissions- und CO_2-Grenzwerte) an die Fahrzeugflotte in der Perspektive zu hoch sind. Die Ausgestaltung der CO_2Grenzwertregelung trägt dazu bei, dass elektrifizierte Fahrzeuge einen deutlichen Vorteil haben. BEV-Fahrzeuge haben den stärksten Zuwachs und dominieren den Markt für LNF mit 43 % des Flottenbestandes bereits in 2030. Mit zunehmender Kostendegression für Batterien übernehmen BEV nach 2030 auch Dienstleistungen für längere Strecken. FCV kommen durch die Gesetzgebung ebenso schneller in den Markt und bedienen den Mobilitätsbedarf besonders für lange Strecken. Reine Verbrenner sind damit in 2050 vollkommen aus dem Markt gedrängt. Diesel-Antriebe werden nur noch als PHEV genutzt und machen in 2050 lediglich 2 % des Marktes aus.

TM80/95

Auch in den Technologiemix-Szenarien bedingen verschärfte Gesetzgebungen einen Rückgang konventioneller Verbrenner. Es gibt zwar keine direkte technologische Beschränkung bei den Neuzulassungen von LNF, die Umweltemissions- und CO_2-Grenzwerte machen es jedoch immer schwerer durch Diesel-Verbrenner erreicht zu werden. Da der LNF-Verkehr stark im urbanen Raum stattfindet, werden nur noch sehr effiziente und saubere Diesel- bzw. Gasfahrzeuge die Grenzwerte einhalten können. Perspektivisch beschränkt dies die Technologieauswahl vor allem auf BEV, FCV und Gasfahrzeuge. In 2030 haben bereits BEV (32 %) und Gas (15 %) deutliche Marktanteile hinzugewonnen. Gasfahrzeuge erreichen noch über einen längeren Zeitraum die Emissionsgrenzwerte und können für den Betrieb zwischen Städten flexibel eingesetzt werde. Dieselantriebe mit Plugin-Hybrid können dagegen perspektivisch kaum genutzt werden und spielen somit nur eine untergeordnete Rolle. In 2050 wird der Markt durch BEV (49 %) für die innerstädtische Nutzung, FCV (28 %) für lange Strecken und Gasfahrzeugen (17 %) für den flexiblen Einsatz in Stadt und Umland dominiert.

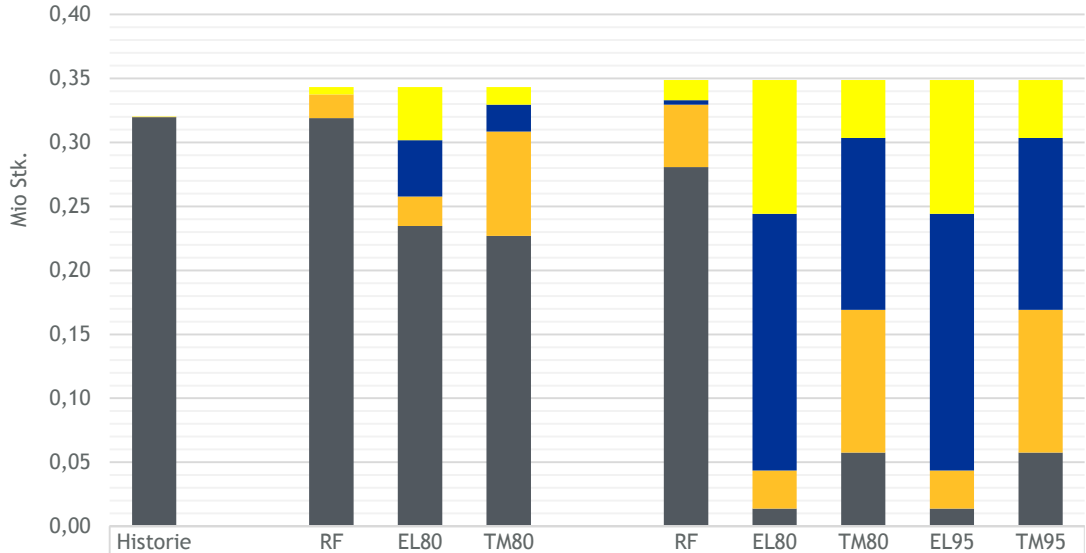
Schwere Nutzfahrzeuge (> 3,5 t)

Schwere Nutzfahrzeuge werden aufgrund der diversen Nutzerverhalten in mittelschwere LKW (3,5 - 12 t) und schwere LKW (> 12 t) unterteilt. Die verschiedenen Bedarfsstrukturen lassen sich anhand der bewegten Tonnage je Fahrzeug verdeutlichen. Ein mittelschwerer LKW (3,5 – 12 t) legt in Deutschland jährlich im Durchschnitt etwa 38.000 Tonnenkilometer zurück. Demgegenüber steht eine Leistung von durchschnittlich mehr als 700.000 Tonnenkilometern für einen schweren LKW (> 12 t). Der Unterschied ist sowohl durch eine höhere jährlich zurück gelegte Strecke (durchschnittlich etwa um Faktor 2,5) als auch erhöhte Zuladung (im Durchschnitt um Faktor 18) begründet.[129] Entsprechend können unterschiedliche Anforderungen an das Antriebssystem bestehen. Abbildung 36 stellt die Flottenentwicklung der beiden LKW-Klassen je Szenario für die Stichjahre 2015, 2030 und 2050 dar. Entsprechend der Annahmen und Randbedingungen zeichnet sich über alle Szenarien bei fortschreitendem Wirtschaftswachstum ein ansteigender Güterverkehrsbedarf für LKW ab (vgl. Kapitel 4.3). Die Marktentwicklung einzelner Antriebstechnologien unterscheidet sich dagegen je Szenario und LKW-Klasse. Die Entwicklung der Neuzulassungsraten aller LKW-Antriebstechnologien befindet sich zudem in Tabelle 74 und Tabelle 75 in Anhang 5.

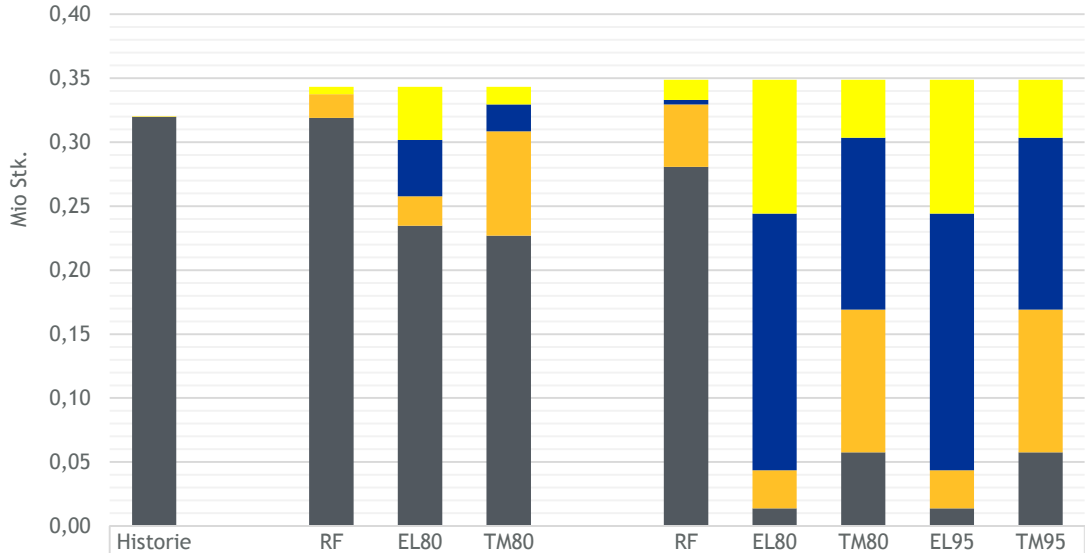
RF

Wie für leichte Nutzfahrzeuge gilt auch im Schwerlastverkehr, dass Dieselantriebe die dominante Technologie im Referenzszenario bleiben. Die zukünftige Umweltemissionsgesetzgebung wird insoweit angepasst, dass sie auch durch effiziente Verbrennungskraftmaschinen unter Einsatz von Diesel erreicht werden kann. In 2050 liegt ihr Marktanteil für beide LKW-Klassen bei 80 %. Gas-LKW sind zudem in dicht besiedelten Gebieten eine Option, wo schärfere Grenzwerte eingehalten werden müssen. BEV-LKW werden ab 2030 zunehmend wettbewerbsfähig für urbane Lieferverkehre, ihr Gesamtanteil bleibt jedoch gering. FCV spielen aufgrund von Kostennachteilen keine Rolle in diesem Szenario.

[129] TRACCS (2013).



	Historie 2015	RF	EL80 2030	TM80	RF	EL80	TM80 2050	EL95	TM95
Gesamt	0,32	0,34	0,34	0,34	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35
LKW (3,5-12t) BEV	0,00	0,01	0,04	0,01	0,02	0,10	0,05	0,10	0,05
LKW (3,5-12t) H2 FCV	0,00	0,00	0,04	0,02	0,00	0,20	0,13	0,20	0,13
LKW (3,5-12t) Methan*	0,00	0,02	0,02	0,08	0,05	0,03	0,11	0,03	0,11
LKW (3,5-12t) Diesel*	0,32	0,32	0,23	0,23	0,28	0,01	0,06	0,01	0,06



	Historie 2015	RF	EL80 2030	TM80	RF	EL80	TM80 2050	EL95	TM95
Gesamt	0,32	0,34	0,34	0,34	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35
LKW (3,5-12t) BEV	0,00	0,01	0,04	0,01	0,02	0,10	0,05	0,10	0,05
LKW (3,5-12t) H2 FCV	0,00	0,00	0,04	0,02	0,00	0,20	0,13	0,20	0,13
LKW (3,5-12t) Methan*	0,00	0,02	0,02	0,08	0,05	0,03	0,11	0,03	0,11
LKW (3,5-12t) Diesel*	0,32	0,32	0,23	0,23	0,28	0,01	0,06	0,01	0,06

ABBILDUNG 36: FLOTTENENTWICKLUNG LKW BIS 2050

EL80/95

In den Elektrifizierungsszenarien findet mit zunehmender Dauer aufgrund von verschärften Umweltemissions- und CO_2-Grenzwerten ein Wandel des Schwerlastgüterverkehres für beide LKW-Klassen statt. Regenerative Kraftstoffe können zudem nur eingeschränkt auf die Grenzwerte der gesamten Fahrzeugflotte angerechnet werden.

Aufgrund einer späteren Kostenparität von Verbrennern und alternativen Antriebstechnologien für schwere Nutzfahrzeuge findet der Wandel in der Flottenentwicklung später statt als für leichte Nutzfahrzeuge. (Effiziente) Dieselverbrenner haben in 2030 mit 68 % (LKW [3,5 – 12 t]) bzw. 69 % (LKW [> 12 t]) weiterhin einen hohen Flottenanteil. Nach 2030 schrumpft ihre Bedeutung jedoch beinahe vollumfänglich. In 2050 haben nur noch 6 % aller LKW einen Diesel-Antrieb. Gasbetriebene LKW gewinnen bis 2030 an Bedeutung, halten danach jedoch einen relativ konstanten Marktanteil. Ihre Attraktivität nimmt besonders innerorts und in stark besiedelten Gebieten zu, um Umweltgrenzwerte hier einhalten und Lärm reduzieren können. Auf lange Frist teilen sich mit zunehmender Kostendegression BEV und FCV den Markt. Es wird davon ausgegangen, dass BEV auch bei sinkenden Batteriekosten und dem Ausbau von Schnellladeinfrastruktur nur einen begrenzten Bereich des Schwerlastgüterverkehrs aufgrund der limitierten Reichweiten und Ladezeiten abdecken können. Ihr Anteil ist im Bereich der mittelschweren LKW (3,5 – 12 t) aufgrund der geringeren Fahrdistanzen um 10 Prozentpunkte höher als für schwere LKW (> 12 t). FCV-LKW verzeichnen den weitaus stärksten Zuwachs in diesem Szenario. Mit zunehmender Kostendegression wächst ihr Absatz ab 2030 stark an. Aufgrund ihrer Reichweite und Ladezeiten sind sie unter der angenommenen Umweltgesetzgebung für einen großen Teil der schweren Nutzfahrzeuge die präferierte Antriebstechnologie in der langen Frist.

TM80/95

Die Technologiemix-Szenarien zeichnen sich ebenso durch verschärfte Umweltemissions- und CO_2-Grenzwerte aus. Dabei gibt es keine direkte technologische Beschränkung. Ebenso können regenerative Kraftstoffe für die Grenzwerte der gesamten Fahrzeugflotte angerechnet werden.

Somit werden Diesel-Verbrenner zu großen Teilen langfristig aus dem Markt verdrängt. Hiervon profitieren besonders gasbetriebene LKW. Ab 2020 gibt es einen deutlichen Schub an Gas-LKW, welche Grenzwerte besonders innerorts und in städtischen Gebieten zu geringen Kosten einhalten können. Der Zuwachs an BEV und FCV findet in den Technologie-Mix Szenarien ebenso statt, erfolgt aufgrund der unterschiedlichen Rahmenbedingungen jedoch erst später und in geringerem Maße. In 2050 besitzen FCV- (36 %) und Gasfahrzeuge (35 %) die höchsten Marktanteile. Auch hocheffiziente Diesel-Verbrenner können weiterhin im Fernverkehr eingesetzt werden. Ihr Anteil beträgt in 2050 immerhin noch insgesamt 16 %. BEV bleiben in den Technologiemix-Szenarien aufgrund ihrer limitierten Reichweite eine Spartenanwendung für mittelschwere und schwere LKW. Ihr Marktanteil liegt in 2050 bei 13 %.

5.3.3 Weitere Verkehrsträger

Für die Verkehrsträger Schiene, Luft und Wasser wird die technologische Entwicklung anteilig an der Verkehrsleistung ermittelt. Hierbei wird unter Personen- und Güterverkehr unterschieden. Im Folgenden werden die Entwicklungen sowie deren zu Grunde liegenden Annahmen beschrieben.

5.3.3.1 Personenverkehr

Im Personenverkehr werden die Verkehrsträger Schiene und Luft betrachtet. Tabelle 18 stellt die anteilige Entwicklung für die Stichjahre 2015, 2030, 2050 je Szenario dar.

		2015	2030			2050		
			RF	EL80/95	TM80/95	RF	EL80/95	TM80/95
Schienenverkehr	Elektrisch	90%	91%	91%	91%	92%	93%	92%
	Diesel	10%	8%	6%	7%	6%	0%	4%
	H_2-FCV	0%	1%	3%	2%	2%	7%	4%
Luftverkehr	Kerosin	100%	100%	92%	99%	100%	65%	92%
	LH_2-FC	0%	0%	8%	1%	0%	35%	8%

TABELLE 18: ANTEILIGE ENTWICKLUNG IM PERSONENVERKEHR SCHIENE UND LUFT NACH ANTRIEBSART BIS 2050

Schiene

Nur etwa 60 % des deutschen Streckennetzes sind elektrifiziert, aber gut 90 % der Verkehrsleistung wird auf diesen Strecken erbracht. Es wird in allen Szenarien von einer fortschreitenden Elektrifizierung des Schienennetzes ausgegangen. Diese ist jedoch auch in den Szenarien EL80/95 und TM80/95 nur noch in sehr geringem Maße wirtschaftlich. In den Elektrifizierungsszenarien, wo direkte Elektrifizierung forciert wird, ist der Ausbau des Oberleitungsnetzes leicht höher als in den restlichen Szenarien. Die direkten Elektrifizierungspotenziale sind daher beschränkt. In den Szenarien EL80/95 findet eine entsprechende Substitution von Diesel durch H_2-FCV statt. In 2050 dürfen in hier aufgrund von Umweltemissions- und CO_2-Grenzwerten keine Dieselloks mehr verwendet werden. In den Szenarien TM80/95 können regenerative Kraftstoffe dagegen angerechnet werden, wodurch auch 2050 noch Dieselloks im Streckennetz zu finden sind.

Luft

Im Luftverkehr ist nach heutigem Stand der Forschung eine Umstellung der Antriebstechnologie auf ganzheitlich alternative Antriebsstränge im Massenmarkt nicht umsetzbar. Die dargestellte Entwicklung von LH_2-FC im Personenluftverkehr stellt eine Umstellung von Nebenaggregaten auf LH_2 dar. Diese haben lediglich eine unterstützende Wirkung im Flugbetrieb. Zum Flugbetrieb ist immer auch Kerosin erforderlich. In den Elektrifizierungsszenarien wird angenommen, dass das maximale Potenzial der Nutzung von LH_2 im Flugverkehr ausgeschöpft wird. In den Technologiemix-Szenarien wird dies ebenfalls als Option zur Treibhausgasvermeidung angewandt, jedoch in geringerem Maße.

5.3.3.2 Güterverkehr

Im Güterverkehr werden die Verkehrsträger Schiene, Binnenschiff und Luft betrachtet. Tabelle 19 stellt die anteilige Entwicklung für die Stichjahre 2015, 2030, 2050 je Szenario dar.

		2015	2030			2050		
			RF	EL	TM	RF	EL	TM
Schienenverkehr	Elektrisch	93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%
	Diesel	7%	7%	5%	7%	6%	3%	5%
	LH_2-FCV	0%	0%	2%	0%	1%	4%	2%
Binnenschifffahrt	Diesel	100%	98%	94%	93%	95%	70%	60%
	LNG	0%	2%	4%	7%	5%	8%	35%
	H_2-FCV	0%	0%	2%	1%	0%	7%	1%
	LH_2-FCV	0%	0%	0%	0%	0%	15%	4%
Luftverkehr	Kerosin	100%	100%	92%	99%	100%	65%	92%
	LH_2-FC	0%	0%	8%	1%	0%	35%	8%

TABELLE 19: ANTEILIGE ENTWICKLUNG IM GÜTERVERKEHR SCHIENE, SCHIFF UND LUFT NACH ANTRIEBSART BIS 2050

Schiene

Im Vergleich zum Personenverkehr ist der Schienengüterverkehr stärker elektrifiziert. Dies wird besonders dadurch bedingt, dass das Schienennetz, auf welchen Güter transportiert werden, stärker ausgelastet ist und damit die fixkostenbasierte Investition in Oberleitungen hier lohnenswerter sind. Zudem kann davon ausgegangen werden, dass die Nutzung von H_2-FCV im Güterverkehr aufgrund der erhöhten Leistungsanforderungen durch höheres Gewicht nicht möglich ist. Entsprechend werden diese Mengen zu Teilen durch LH_2-FCV sowie durch Diesel ersetzt. In den Elektrifizierung-Szenarien werden dadurch auch in 2050 noch Dieselloks in geringem Maße eingesetzt.

Schiff

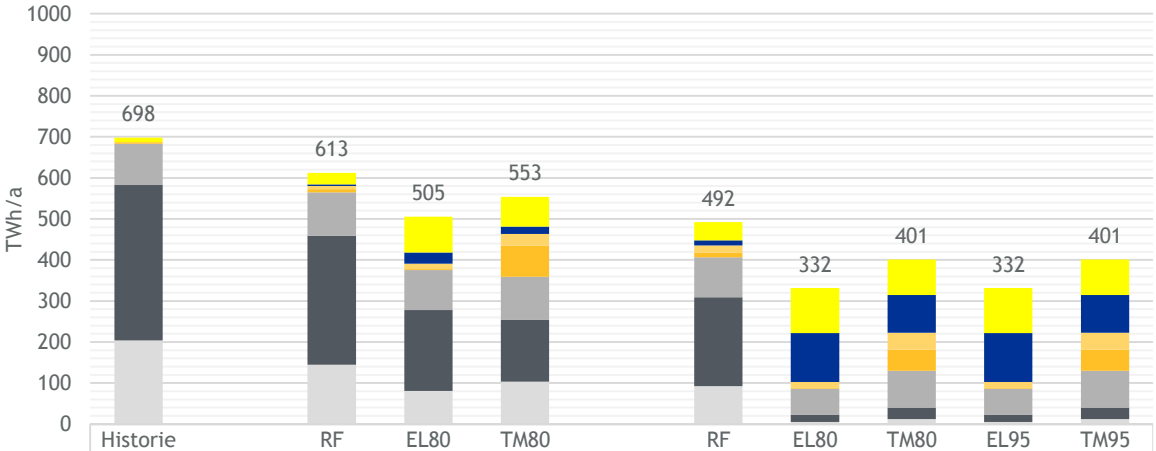
In der Binnenschifffahrt wird vollumfänglich auf Dieselmotoren gesetzt. Es ist davon auszugehen, dass aufgrund von langer Lebensdauern bei Schiffen sich eine Gesetzgebung auf Neuzulassung nur langsam auf den Bestand auswirken wird. Daher sieht man in allen Szenarien einen anfänglich geringen Rückgang dieselbetriebener Binnenschiffe. In den Elektrifizierungsszenarien wird verstärkt auf indirekt elektrisch-betriebene Brennstoffsysteme gesetzt. Aufgrund der höheren Energiedichte werden für schwere Lasten im Binnenschiffverkehr besonders LH_2-FCV-Antriebe verwendet. Batteriebetriebene Antriebe werden in der Binnenschifffahrt aufgrund von Reichweite und Kosten nicht verwendet. In den Technologiemix-Szenarien können zudem regenerative Kraftstoffe für CO_2-Grenzwerte angerechnet werden. Daher kommen vermehrt kostengünstigere LNG-Binnenschiffe zum Einsatz.

Luft

Dem Luftverkehr stehen sowohl im Personen- als auch Güterverkehr dieselben Anforderungen gegenüber. Die Entwicklungen im Güterverkehr entsprechen daher jenen des Personenverkehrs.

5.3.4 Endenergieverbrauch Verkehr

Die angenommenen Transformationspfade der einzelnen Verkehrsträger und Transportmittel bedingen den Endenergieverbrauch des Verkehrssektors. Abbildung 37 stellt die Entwicklung des Sektors aggregiert über alle Verkehrsträger für die Stichjahre 2015, 2030 und 2050 vergleichend dar.



	Historie 2015*	RF	EL80 2030	TM80	RF	EL80	TM80 2050	EL95	TM95
Gesamt	698	613	505	553	492	332	401	332	401
Strom	11	29	87	72	44	110	86	110	86
Wasserstoff**	0	4	27	18	13	120	92	120	92
LNG**	0	8	13	28	18	13	42	13	42
Gas**	4	8	3	76	11	3	52	3	52
Kerosin**	101	106	98	105	98	64	89	64	89
Diesel**	379	314	197	151	216	18	28	18	28
Benzin**	204	145	81	103	92	5	12	5	12

* Historischer Wert nach AGEB (2017) ** konventionell, biogen und synthetisch

ABBILDUNG 37: ENDENERGIEBEDARF DES VERKEHRSSEKTORS NACH ENERGIETRÄGER

2030

Es zeigt sich, dass die Entwicklung des Verkehrs von einer steigenden Effizienz der Antriebstechnologien sowie einem Wandel im Kraftstoffmix geprägt ist. Bereits in 2030 sinkt der Endenergieverbrauch gegenüber 2015 zwischen etwa 12 % (RF) und 28 % (EL80/95). Energieeffiziente batteriebetriebene Antriebstechnologien bedingen besonders in den Elektrifizierungsszenarien einen starken Rückgang der gesamten Endenergienachfrage. Der Kraftstoffmix verändert sich ebenso bis 2030 zum Teil stark. Dies ist besonders in den klimazielerreichenden Szenarien EL80/95 und TM80/95 der Fall. In den Technologiemix-Szenarien haben Gas, Strom und Wasserstoff in 2030 gegenüber 2015 bereits 33 % des gesamten Endenergieverbrauchs aus Benzin, Diesel und Kerosin verdrängt. Die Stromnachfrage der

Technologiemix-Szenarien wird in 2030 in hohem Maße durch Plugin-Hybride PKW getrieben. Der Wandel des Kraftstoffmixes erfolgt Elektrifizierungsszenarien aufgrund höherer Anreizbarrieren bei kapitalintensiven direktelektrifizierten Antriebstechnologien langsamer.

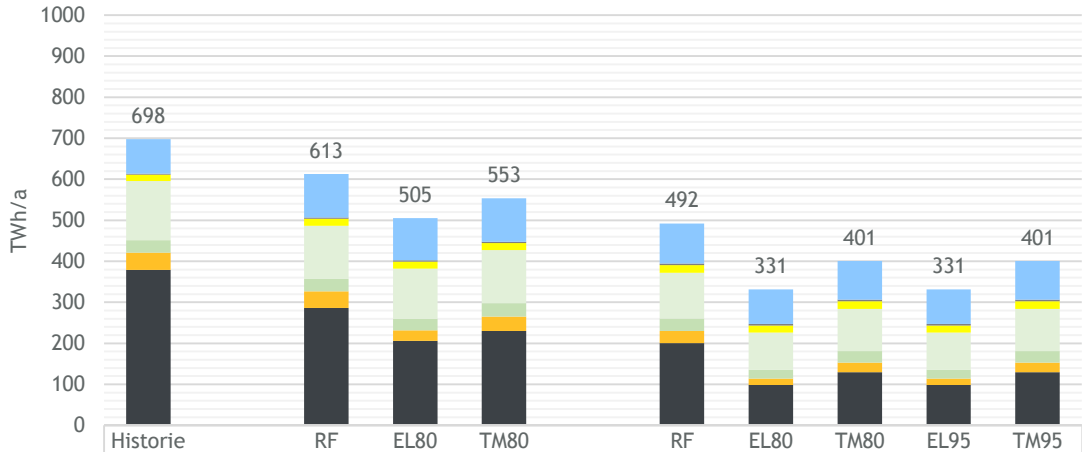
2050

In 2050 führen die Weiterentwicklung der Antriebstechnologien sowie der vermehrte Einsatz energieeffizienter Antriebe zu einer weiterführenden Reduktion des Endenergieverbrauchs. Gegenüber 2015 sinkt der Endenergieverbrauch zwischen etwa 30 % (RF) und 52 % (EL80/95). Besonders in den Elektrifizierungsszenarien ist dies auf den vermehrten Einsatz hocheffizienter batteriebetriebener Technologien und Brennstoffzellen zurück zu führen. Strom und Wasserstoff machen in EL80/95 in 2050 69 % des Endenergiebedarfs aus. Dies unterstreicht den enormen Wandel des Verkehrssektors in diesen Szenarien. Einzig im Luftverkehr bleibt Kerosin als konventioneller Kraftstoff in bedeutendem Maße erhalten. Diesel wird in geringer Höhe weiterhin in der Binnenschifffahrt eingesetzt. Gas wird als Kraftstoff in den Elektrifizierungsszenarien langfristig so gut wie nicht eingesetzt, da auf maximale Elektrifizierung gesetzt wird.

In den Technologiemix-Szenarien zeigt sich eine diversifiziertere Endenergienachfrage. Der geringere Einsatz von Brennstoffzelle und Batterie bedingt in Summe einen um 69 TWh höheren Endenergieverbrauch gegenüber den EL-Szenarien. Nichtsdestotrotz ist der Verbrauch von Strom und Wasserstoff in diesen Szenarien in 2050 beachtlich. Besonders im PKW-Bereich wird in 2050 vermehrt auf Plugin-Hybride und Brennstoffzellen-Fahrzeuge gesetzt. Ersteres wirkt sich auf die Gasnachfrage aus. Gas spielt in den Technologiemix-Szenarien im Verkehrssektor eine bedeutende Rolle. Die Nachfrage sinkt jedoch gegenüber 2030, da im Straßenpersonenverkehr nur noch Gas-PHEV-Fahrzeuge im Markt sind, welche auch Strom aus dem Netz beziehen. Diesel und Benzin werden zu geringen Mengen nachgefragt. Im Straßenverkehr handelt es sich bei diesen Antrieben ebenso um Plugin-Hybride. Des Weiteren wird Diesel im Schienenverkehr und der Binnenschifffahrt nachgefragt. Kerosin ist ebenso wie in den Elektrifizierungsszenarien im Flugverkehr nur in geringem Umfang substituierbar.

Entwicklung nach Transportmittel

Die Transportmittel aus Straßen-, Schienen-, Flugverkehr und Binnenschifffahrt tragen mit unterschiedlichem Anteil zum Endenergieverbrauch des Mobilitätssektors bei. Abbildung 38 stellt Anteil und Entwicklung der Transportmittel für die Stichjahre 2015, 2030 und 2050 dar.



	Historie 2015*	RF	EL80 2030	TM80	RF	EL80	TM80 2050	EL95	TM95
Gesamt	698	613	505	553	492	331	401	331	401
Luft	84	106	103	106	98	84	94	84	94
Binnenschiff	3	3	3	3	4	4	4	4	4
Schiene	15	17	17	17	19	17	18	17	18
Straße LKW (> 12 t)	145	130	122	130	112	90	103	90	103
Straße LKW (3,5 - 12t)	31	30	28	32	30	22	28	22	28
Straße LNF	42	41	26	35	30	15	23	15	23
Straße PKW	379	286	206	230	200	99	129	99	129

* Historischer Wert nach AGEB (2017) ** konvetionell, biogen und synthetisch

ABBILDUNG 38: ENDENERGIEVERBRAUCH DES VERKEHRSSEKTORS NACH TRANSPORTMITTEL

Es ist deutlich erkennbar, dass der Straßenverkehr gegenwärtig den bedeutendsten Anteil des Endenergieverbrauchs im Verkehrssektor trägt. In 2015 entfallen 85 % des Endenergiebedarfes auf die Transportmittel PKW, LNF und LKW. Allein durch PKW wird mehr als die Hälfte der benötigten Endenergie im Verkehrssektor verbraucht. Schwerlast-LKW (>12 t) stellen ebenso immerhin 20 % des Endenergieverbrauchs in 2015. Mittelschwer LKW (3,5 – 12 t) und LNF weisen die geringsten Verbräuche im Straßenverkehr auf. Der Endenergieverbrauch des inländischen Flugverkehrs ist mit 84 TWh weit niedriger als der Bedarf des Straßenverkehrs. Schienenverkehr und Binnenschifffahrt spielen energetisch eine untergeordnete Rolle. Sie machen gemeinsam etwa 2,6 % des Endenergieverbrauchs in 2015 aus.

Straße

Es zeigt sich also, dass die Erreichung von Klimazielen besonders eine Transformation des Straßenverkehrs verlangt. Diesem Aspekt werden die klimazielerreichenden Szenarien EL80/95 und TM80/95 gerecht. Besonders im PKW-Bereich ist anhand der Entwicklung des Endenergieverbrauchs der starke Umbruch erkennbar. Bis 2015 wird der Endenergieverbrauch für PKW um 66 % (TM80/95) bis 75 % (EL80/95) gegenüber 2015 gesenkt. Dieser Rückgang ist vor allem Ergebnis einer starken Transformation der Fahrzeugtechnologien. Zusätzlich wirkt sich die leicht sinkende Verkehrsleistung des Personenverkehrs begünstigend auf den Endenergieverbrauch aus.

Im Güterverkehr sind Rückgänge des Endenergieverbrauchs nur in geringerem Maße oder gar nicht zu erwarten. Besonders im Bereich der Schwerlast-LKW (> 12 t) ist Entwicklung weniger stark als

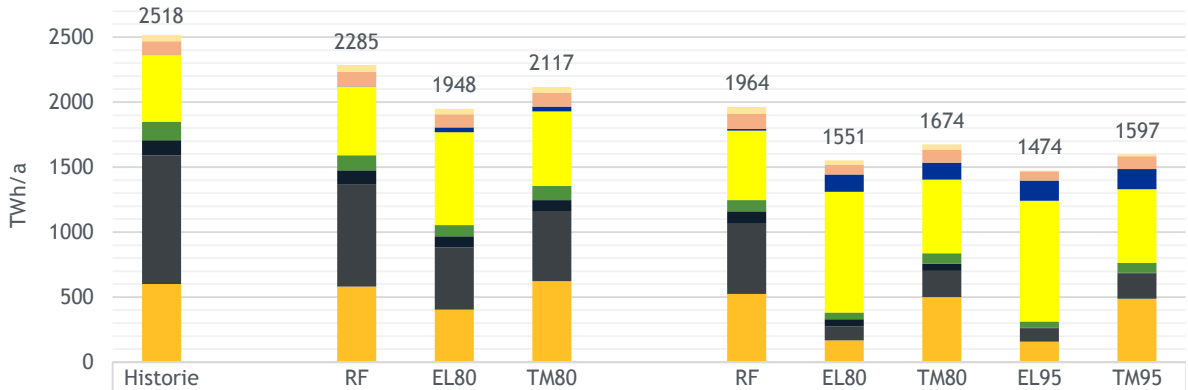
für PKW, da zum einen Ansprüche an Energieträgerdichte und Reichweite höher sowie zum anderen die Verkehrsleistung im Güterverkehr per Annahme steigen wird.[130] LKW (> 12 t) erreichen in den zielerreichenden Szenarien bis 2050 einen Rückgang zwischen 29 % (TM80/95) und 38 % (EL80/95) gegenüber 2015.

Luft, Schiene und Binnenschiff

Der Endenergieverbrauch des Flugverkehrs steigt bis 2030 aufgrund erhöhter Verkehrsleistung um bis zu 26 % gegenüber 2015. Langfristig kann durch Effizienzsteigerung der Antriebe und dem Einsatz wasserstoffbasierter Nebenaggregate maximal des gegenwärtige Niveau von 84 TWh (EL80/95) erreicht werden. Ein Rückgang des Endenergiebedarfs wird demnach im Flugverkehr nicht erwartet. Eine ähnliche Entwicklung ist für Schienenverkehr und Binnenschifffahrt bei steigender Güterverkehrsleistung zu beobachten.

5.4 Aggregierter Endenergieverbrauch

Die Entwicklung des gesamten Endenergieverbrauchs aller Sektoren ist für jedes Szenario von einer steigenden Energieeffizienz geprägt. Wie in Abbildung 39 dargestellt, sinkt der Endenergiebedarf aus Gebäuden, Industrie und Verkehr bis 2050 um 22 % (RF) bis 41 % (EL95) ggü. 2015.



	Historie 2015*	RF	EL80 2030	TM80	RF	EL80	TM80 2050	EL95	TM95
Gesamt	2518	2285	1948	2117	1964	1551	1674	1474	1597
Andere	50	51	43	45	54	31	39	7	14
Fernwärme	109	113	101	106	116	77	101	70	98
Wasserstoff	0	4	37	37	13	133	129	156	156
Strom	510	527	715	573	535	927	568	928	565
Erneuerbare	141	114	87	108	87	54	80	47	78
Kohle	117	107	84	85	95	54	55	4	5
Öl**	991	788	479	538	541	107	203	103	194
Gas**	600	582	404	624	523	168	499	158	488

* Historischer Wert nach AGEB (2017), ** konventionell, biogen und synthetisch

ABBILDUNG 39: AGGREGIERTER ENDENERGIEVERBRAUCH NACH ENERGIETRÄGERN

[130] Vgl. Kapitel 4.3.

Energieeffizienz

Die höchsten Endenergieeinsparungen entstehen in den Sektoren Gebäude (bis zu -64 % ggü. 2015 in EL95) und Verkehr (bis zu -52 % ggü. 2015 in EL80/95). In der Industrie geht der Endenergiebedarf dagegen lediglich bis zu 5 % (TM95) ggü. 2015 zurück. Dies bedeutet jedoch nicht, dass die Industrie keine verstärkten Effizienzanstrengungen unternimmt. Die industriellen Energieeffizienzgewinne[131] sind ebenso ambitioniert wie zukünftige Sanierungsraten des Gebäudesektors und Flotteneffizienzentwicklung des Verkehrssektors. Gegenüber konstantem bis rückgängigem Bedarf von Gebäuden und (Personen-)Verkehr[132] wird jedoch für angenommen, dass Deutschland weiterhin Standort wachsender Industrie bleibt. Energieeffizienzannahmen sind daher für alle Sektoren ein zentraler Parameter der Endenergiebedarfsentwicklung.

Strom

Für alle Szenarien zeigt sich zudem eine zunehmende Elektrifizierung der Endenergieverbrauchssektoren. Bei allgemein rückgängigem Endenergieverbrauch steigt der Strombedarf aus Gebäuden, Industrie und Verkehr in allen Szenarien. In EL95 stellt die Stromnachfrage 63 % des Endenergiebedarfs in 2050. In 2015 ist ihr Anteil zum Vergleich 20 %. Der Anteil von Strom nimmt auch in den Technologiemixszenarien und der Referenz zu, da bereits beobachtbare Zuwächse von direktelektrischen Endverbrauchstechnologien wie bspw. der Elektromobilität oder elektrischen Wärmepumpen Marktzuwächsen vorausgesagt wird. Es findet zudem jedoch auch ein Zuwachs an innovativen hybriden Technologien in den Technologiemixszenarien statt, wodurch Strom andere Energieträger wie Gas oder Öl teilweise verdrängt.

Gas

Die Bedeutung von Gas am Endenergieverbrauch nimmt lediglich in den Elektrifizierungsszenarien ab, wo Stromanwendungen in allen Endenergieverbrauchssektoren gasbetriebene Anlagen ersetzen. Besonders in den Technologiemixszenarien spielt Gas eine bedeutende Rolle in der Energieversorgung von Gebäuden, Industrie und Verkehr. Der absolute Bedarf sinkt zwar bis 2050 um 101 TWh (TM80) bis 112 TWh (TM95) ggü. 2015, gemessen am Gesamtendenergiebedarf nimmt der Anteil jedoch zu. In 2050 stellt Gas in den Technologiemixszenarien 30 % (TM95) bis 32 % (TM80) des Endenergiebedarfs, ggü. 24 % in 2015. Die zusätzliche Verwendung von Gas betrifft in den Technologiemixszenarien alle betrachteten Endenergieverbrauchssektoren. Auch in Szenario RF nimmt der nimmt der Anteil bis 2050 auf 27 % des Endenergiebedarfs zu. Beeinflusst wird dies durch zunehmenden Gasbedarf der Industrie und vermehrten Einsatz von Gasheizungen im Gebäudesektor.

[131] Siehe Kapitel 5.2.1.
[132] Siehe Tabelle 64 in Anhang 5.

Flüssige Brennstoffe

Der Bedarf an flüssigen Brennstoffen (ohne Flüssigerdgas) nimmt über alle Szenarien stark ab. Die dargestellten Mengen des Endenergiebedarfs in 2050 entsprechen einem Rückgang zwischen 45 % (RF) und 90 % (EL80/95) ggü. 2015. Diese Entwicklung wird durch eine rückgängige Nachfrage aller Endverbrauchssektoren beeinflusst. Besonders stark ist der Rückgang im Verkehrssektor. Während mineralölhaltige Produkte (Benzin, Diesel, Kerosin) in 2015 noch 98 % des Endenergiebedarfs ausmachen, schrumpft ihr Anteil in den Elektrifizierungsszenarien bis 2050 auf nur noch 26 %, wovon allein 19 Prozentpunkte auf die Kerosinnachfrage des Flugverkehrs zurückgehen. Der Anteil von Benzin und Diesel sinkt von 84 % des Endenergieverbrauchs im Verkehrssektor in 2015 auf 7 % in 2050. Auch in den Technologiemixszenarien werden große Mengen flüssiger Brennstoffe durch Strom, Gas und weitere Energieträger ersetzt. Die Nachfrage geht bis 2050 um 80 % ggü. 2015 zurück.

Weitere Energieträger

Weitere Endenergienachfrage wird durch die Erneuerbare (Biomasse und Solarthermie[133]), Fernwärme, Kohle und Wasserstoff bedient. In 2015 machen sie 13 % des Endenergieverbrauchs aus. Ihr Anteil bleibt im Referenzszenario bis 2050 konstant, in den zielerreichenden Szenarien steigt er bis auf zwischen 17 % (EL95) und 19 % (TM80) an. Besonders Wasserstoff nimmt eine bedeutendere Rolle ein mit einem Anstieg zwischen 129 TWh (TM80) und 156 TWh (TM95) in den Zielszenarien bis 2050. Die Nachfrage nach Erneuerbaren und Fernwärme geht in den Zielszenarien zwar leicht zurück, ihr Anteil am Gesamtendenergieverbrauch bleibt jedoch über die Zeit konstant. Bedarf an Kohle, welche in der Industrie eingesetzt wird, nimmt in allen Zielszenarien ab und reduziert sich in den 95 %-Szenarien auf ein Minimum.

[133] Die Menge an Solarthermie und damit der Anteil an Erneuerbarer Endenergie wird in dieser Untersuchung tendenziell unterschätzt, da die im Gebäudesektor zum Einsatz kommende Solarthermie direkt vom Endenergieverbrauch an Gas, Öl, Strom abgezogen wird. Würde man diesen Effekt korrigieren, ergäben sich höhere Endenergiemengen und größere Anteile von erneuerbarer Endenergie. Die Änderungen wären aber in Hinblick auf das Gesamtbild nur minimal.

6 ERGEBNISSE: SZENARIENSTECKBRIEFE

6.1 Referenzszenario

6.1.1 RF im Überblick

Referenzszenario	2015	2030	2050
Entwicklungen THG-Emissionen			
Gesamt (Mio. t CO_2ä)	908	667	470
Gebäude	124	98	61
Industrie	182	174	155
Verkehr	164	135	99
Energie	355	177	104
Andere	83	83	51
Reduktion ggü. 1990 (%)	27%	47%	62%
Entwicklungen im Gebäudesektor[134]			
Endenergieverbrauch (TWh)	998	844	656
Öl	208	134	54
Gas	396	344	259
Strom	213	214	216
Reduktion ggü. 2015 (%)	0%	15%	34%
Sanierungsrate Hülle (%/a)	1,0%	1,0%	1,0%
Sanierungsrate Anlagen (%/a)	< 3,5%	< 3,5%	< 3,5%
Anzahl Wärmepumpen (Mio. Stk.)	0,5	1,6	3,2
Leistung Wärmepumpen (GW_{th})	5,7	14,4	25,3
Anzahl Gasheizungen (Mio. Stk.)	10	11	12
Anzahl Ölheizungen (Mio. Stk.)	6,2	4,7	2,8
Entwicklungen im Industriesektor			
Endenergieverbrauch (TWh)	823	828	815
Gas	200	222	236
Strom	286	284	275
Reduktion ggü. 2015 (%)	0,0%	-0,6%	0,9%
Effizienzfortschritt ggü. 2015 (%)	0%	10%	23%
Effizienzfortschritt ggü. 2015 (TWh)	0	88	244
Nicht-energetischer Verbrauch (TWh)	265	271	272

[134] Sanierungsraten, Anzahl und Leistung beziehen sich nur auf Wohngebäude.

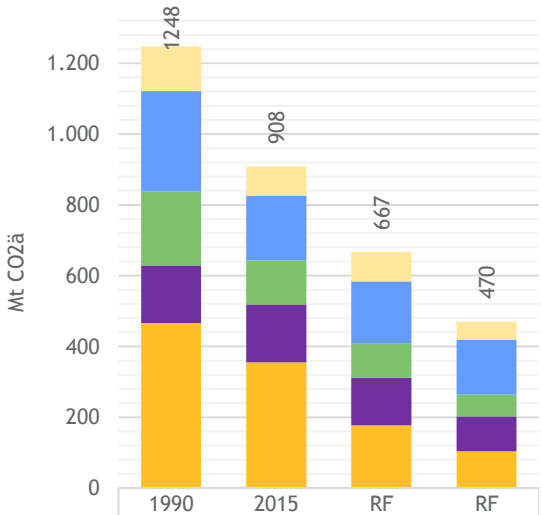
Entwicklungen im Verkehrssektor			
Endenergieverbrauch (TWh)	698	667	470
Mineralölprodukte	683	564	406
CNG/LNG/H_2	3,5	20	42
Strom	11	28	44
Reduktion ggü. 2015 (%)	0%	47%	62%
Anzahl PKW (Mio. Stk.)	44,7	44,7	42,5
Benzin/Diesel	44,3	38,4	29,1
CNG/LNG/H_2	0,3	1,0	2,1
Elektrisch (BEV/PHEV)	0,1	5,2	11,3
Anzahl LKW/LNF (Mio. Stk.)	2,8	3,2	3,3
Benzin/Diesel	2,7	2,6	1,6
CNG/LNG/H_2	0,0	0,2	0,8
Elektrisch (BEV/PHEV)	0,0	0,3	0,8
Entwicklungen im Energiesektor			
Stromnachfrage (TWh)	567	606	612
Erzeugung (TWh)	604	625	638
Braunkohle/Steinkohle	250	112	34
Gas	60	70	136
Erneuerbare	179	427	461
Importsaldo (TWh)	-52	-35	-44
Bedarf an gesicherter Leistung (GW)	84	89	93
Kapazitäten (GW)	192	278	284
Braunkohle/Steinkohle	45	24	13
Gas	30	48	57
Speicher/Biomasse/Wasserkraft	19	24	30
Wind/Photovoltaik	81	171	174
Entwicklungen im Gesamtsystem			
Primärenergieverbrauch (TWh)	3681	2869	2484
Öl	1248	989	717
Gas	770	779	855
Erneuerbare	457	678	721
PtX-Importe	0	0	0
Reduktion ggü. 2015 (%)	0,0%	22,1%	32,5%
Einsatz von PtX (TWh)	0	0	0
Heimische Produktion	0	0	0
EU-Importe	0	0	0
Nicht-EU-Importe	0	0	0

6.1.2 Treibhausgasemissionen

Im Referenzszenario verfehlt Deutschland sämtliche nationalen Klimaziele

Zwar gelingt gegenüber dem Jahr 1990 eine Minderung der Treibhausgasemissionen um 62% bis 2050, dennoch wird mit einem Jahresausstoß von 470 Mio. t CO_2ä das 80%-Ziel um 220 Mio. t CO_2ä verfehlt. Damit gelingt nahezu eine Halbierung der aktuellen deutschen THG-Emissionen (2017: 905 Mio. t CO_2ä).

Auch die 2030er-Ziele (-55%) werden gerissen: Mit 667 Mio. t an jährlichem CO_2ä-Ausstoß wird das deutsche Klimaziel um 105 Mio. t CO_2ä oder 8 Prozentpunkte verfehlt. Trotzdem bleibt festzuhalten, dass im Referenzszenario gegenüber 2017 238 Mio. t CO_2ä eingespart werden, was einem durchschnittlichen Rückgang der Emissionen um ca. 18 Mio. t CO_2ä pro Jahr zwischen 2017 und 2030 entspricht.



	1990	2015	RF 2030	RF 2050
	Historie			
Andere	127	83	83	51
Industrie	283	182	174	155
Gebäude	209	124	98	61
Verkehr	163	164	135	99
Energie	466	355	177	104
Summe	1248	908	667	470

ABBILDUNG 40: THG-EMISSIONEN (RF)

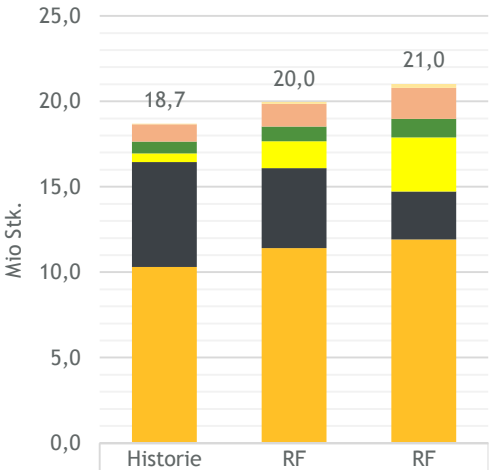
Im Vergleich zum Jahr 2015 gelingt im Energiesektor die mit Abstand stärkste Minderung: Bis 2030 halbieren sich die Emissionen, bis 2050 werden mehr als 70% eingespart. Im Verkehrssektor wird deutlich langsamer gemindert. So sinken die Emissionen bis 2030 um 18% und um 40% bis 2050. Der Gebäudesektor verringert seine Emissionen etwas stärker, erreicht mit 21% bis 2030 und 51% bis 2050 aber deutlich geringere Werte als der Energiesektor. Die geringsten Minderungen gelingen im Industriesektor (inkl. der Prozessemissionen) mit 4% bis 2030 und 15% bis 2050.

Das Referenzszenario ist ambitioniert, aber nicht ambitioniert genug

Die Ergebnisse sind vor dem Hintergrund zu betrachten, dass das Referenzszenario bereits einen ambitionierten CO_2-Preispfad für alle Sektoren, d.h. auch die nicht-EU-ETS-Sektoren, unterstellt. Das Referenzszenario unterstellt also ein höheres Ambitionsniveau als es die derzeitig implementierten Klimaschutzmaßnahmen bedingen. Dies zeigt sich anhand zweier Dimensionen: Erstens erreicht der angenommene CO_2-Preispfad in 2050 einen Wert von 60 EUR/t CO_2ä, was signifikant höher als das aktuelle EU-ETS-Preisniveau (Stand April 2018) von 13 bis 14 EUR/t CO_2ä ist. Zweitens wird ein CO_2-Preis für alle nicht-EU-ETS-Sektoren unterstellt, den es derzeit in der Realität als Klimaschutzmaßnahme nicht gibt.

6.1.3 Endenergieverbrauchssektoren

Gebäude: Fortschreibung aktueller Trends bewirkt langsamen aber kontinuierlichen Wandel bis 2050



	Historie 2015	RF 2030	RF 2050
Gesamt	18,7	20,0	21,0
Andere	0,0	0,1	0,2
Fernwärme	1,0	1,3	1,8
Pellet	0,7	0,9	1,1
El. WP	0,5	1,6	3,2
Öl	6,2	4,7	2,8
Gas	10,3	11,4	11,9

ABBILDUNG 41: ANZAHL HEIZUNGSSYSTEME (RF)

Der Endenergieverbrauch des Gebäudesektors verringert sich ggü. 2015 bis 2050 um 34%. Strom und Fernwärme können ihre Endenergienachfrage auf dem heutigen Niveau halten. Bei Gas (-35%) und insbesondere Öl (-74%) sinken die Endenergiebedarfe deutlich ab. Obwohl ähnliche Sanierungsraten wie heute angenommen werden, bedingen deutliche Effizienzgewinne durch den Austausch alter Heizgeräte sowie die kontinuierlichen Fortschritte bei der Gebäudehülle sowie Neubau und Abriss die gezeigten Rückgänge des Endenergieverbrauchs.

Bei den Wohngebäuden, die heute etwa zwei Drittel der Endenergie im Gebäudesektor verbrauchen, ergibt sich eine jährliche Sanierungsrate von <3,5% p.a. bei der Anlagentechnik und 1% p.a. bei der Gebäudehülle. Zudem ändert sich die Beheizungsstruktur: Gasbasierte Heiztechnologien (z.B. Gas-Brennwertkessel mit und ohne solare TWE, Mikro-KWK oder Gas-Hybridgeräte) können kontinuierliche Zuwächse verzeichnen und bilden in 2050 in 11,9 Mio. Wohngebäuden das primäre Heizsystem (2015: 10,3 Mio.). Ölbasierte Heiztechnologien verringern sich bis 2050 um mehr als die Hälfte und versorgen in 2050 noch 2,8 Mio. Gebäude. Elektrische Wärmepumpen können die größten Zugewinne verzeichnen und sind in 2050 in 3,2 Mio. Wohngebäuden das primäre Heizsystem, was einer thermischen Leistung von 25,3 GW entspricht.

Bei den Nichtwohngebäuden zeigt sich ein ähnliches Bild: Der Endenergieverbrauch sinkt bis 2050 um 23%. Während der Stromverbrauch durch eine zunehmende Elektrifizierung steigt (+15%), sinkt die Nachfrage nach Gas (-36%) und Öl (-74%) im Zeitverlauf kontinuierlich.

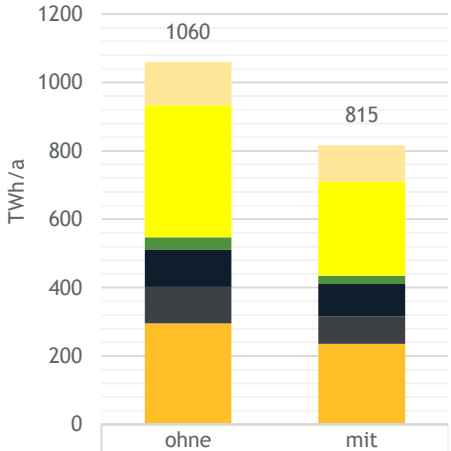
Industrie: Endenergiebedarf bleibt trotz Wirtschaftswachstums auf heutigem Niveau

Trotz eines angenommenen Wachstums bei der Bruttowertschöpfung von durchschnittlich 1% p.a. bleibt der Endenergiebedarf im Zeitverlauf auf einem ähnlichen Niveau. Der Endenergieverbrauch

in 2050 von 815 TWh entspricht in etwa jenem des Jahres 2015 (823 TWh). Die Fortschritte bei der Energieeffizienz sorgen dafür, dass der durch das Wirtschaftswachstum verursachte Mehrbedarf an Nutzenergie kompensiert wird. Ohne die angenommenen Effizienzgewinne würde die Industrie in 2050 ca. 1060 TWh an Endenergie verbrauchen. Die Effizienzfortschritte in der Industrie vermeiden also einen Energieverbrauch von 245 TWh.

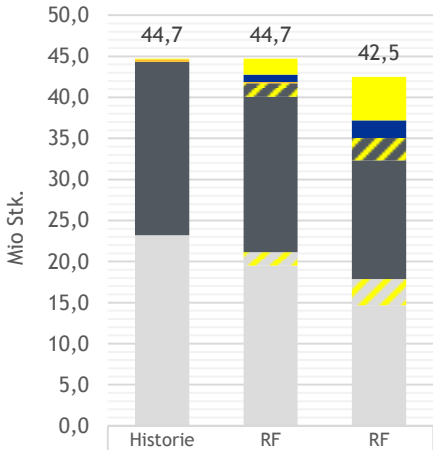
Beim Energiemix der Industrie (energetischer Verbrauch) verzeichnet der Gasbedarf einen Anstieg von heute ca. 201 TWh auf 236 TWh 2050. Der Anstieg beim Gas kompensiert in etwa die Rückgänge bei Kohle und Öl. Die Stromnachfrage sinkt leicht gegenüber dem aktuellen Niveau.

Der nicht-energetische Verbrauch steigt von 265 TWh in 2015 auf 272 TWh in 2050. Der Großteil davon ist Mineralöl. Einige Verfahren (Ethylenproduktion sowie Ammoniakherstellung) werden zunehmend von Öl auf Gas als Input umgestellt, so dass die Gasnachfrage von 31 TWh in 2015 auf 40 TWh in 2050 wächst.



	ohne RF	mit RF
Andere	126	105
Wasserstoff**	0	0
Strom	387	275
Erneuerbare	36	24
Kohle	109	95
Öl**	107	80
Gas**	296	236
Gesamt	1060	815

ABBILDUNG 42: WIRKUNG ENERGIEEFFIZIENZ IN DER INDUSTRIE IN 2050 (RF)



	Historie 2015	RF 2030	RF 2050
Gesamt	44,7	44,7	42,5
PKW BEV	0,1	1,9	5,3
PKW H2 FCV	0,0	0,9	2,1
PKW Methan PHEV	0,0	0,0	0,0
PKW Methan	0,3	0,1	0,0
PKW Diesel PHEV	0,0	1,6	2,8
PKW Diesel	21,1	18,9	14,5
PKW Benzin PHEV	0,0	1,6	3,2
PKW Benzin	23,2	19,5	14,7

ABBILDUNG 43: ANZAHL PKW (RF)

Verkehr: Effizienzfortschritte und Marktwachstum bei E-PKW sorgen für rückgängige Energienachfrage trotz steigender Verkehrsleistung

Die Endenergienachfrage des Verkehrssektors sinkt von 698 TWh in 2015 bis auf 470 TWh in 2050 ab. Obwohl für die meisten Verkehrsträger mit einer steigenden Verkehrsnachfrage gerechnet wird, sind zwei gegenläufige Trends ursächlich für den sinkenden Energiebedarf: Erstens steigt die Energieeffizienz der Fahrzeuge signifikant an. In 2050 wird je nach Fahrzeugtyp zwischen 20% und 30% weniger Energie pro Fahrzeug-Kilometer benötigt als noch in 2015. Zweitens sorgen ein bedeutendes Wachstum bei den E-PKW sowie eine zunehmende Hybridisierung mit Batterien bei den konventionellen PKW für weitere Einsparungen beim Endenergieverbrauch.

Bei den PKW wird ein Marktwachstum bei den primär elektrisch betriebenen PKW (BEV und Diesel-/Benzin-PHEV) auf 5,1 Mio. in 2030 bzw. auf 11,3 Mio. in 2050

unterstellt. Diese verdrängen die heute vorherrschenden Benzin- und Diesel-PKW, deren Anzahl bis 2050 auf 29,2 Mio. sinkt (ggü. 44,3 Mio. in 2015). 12,8 Mio. dieser Benzin- und Diesel-PKW sind hybrid-elektrisch in 2050. Wasserstoff-PKW erreichen in 2050 einen Marktanteil von 2,1 Mio. Stück. Im Straßengüterverkehr bleibt Diesel trotz einiger Rückgänge die vorherrschende Antriebsart. Bei den leichten Nutzfahrzeugen halbiert sich die Anzahl der Dieselfahrzeuge und wird durch batterieelektrische, CNG- oder H_2-basierte Fahrzeuge verdrängt. Bei den schwereren Nutzfahrzeugen (>3,5 t) sinkt die Anzahl der Diesel-LKW ebenfalls leicht von ca. 0,7 Mio. in 2015 auf 0,64 Mio. in 2050. In dieser Fahrzeugklasse können insbesondere CNG- und LNG-betriebene LKW Zugewinne verzeichnen und erreichen einen Marktanteil von 0,11 Mio. in 2050.
Für Binnenschifffahrt, Schienenverkehr und Luftfahrt zeichnet das Referenzszenario eine der heutigen Situation ähnliche Entwicklung.

6.1.4 Energiesektor

Deutsche Stromnachfrage steigt geringfügig durch zunehmende Elektrifizierung des Verkehrs

Die deutsche Stromnachfrage (inkl. Leitungsverluste) steigt gegenüber 2015 um ca. 8% bis 2050. Dies entspricht einem Anstieg von ca. 45 TWh. Der Anstieg wird im Wesentlichen getrieben durch die zunehmende Marktdurchdringung mit Elektrofahrzeugen. So steigt die Stromnachfrage alleine im Verkehrssektor bis 2050 um 32 TWh gegenüber 2015.

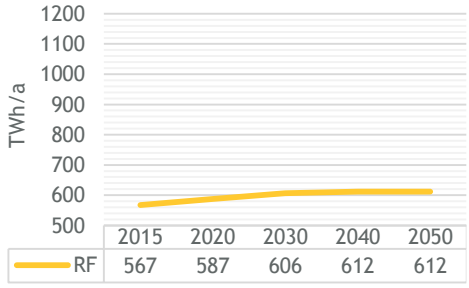
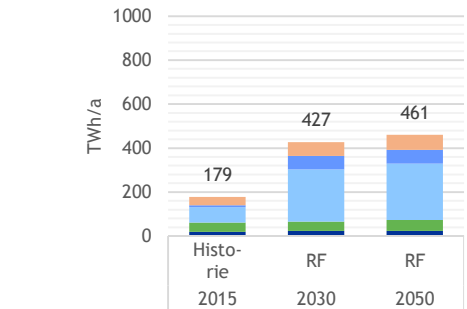


ABBILDUNG 44: STROMNACHFRAGE (RF)



	Historie 2015	RF 2030	RF 2050
Gesamt	179	427	461
Photovoltaik	39	62	69
Wind Offshore	8	62	63
Wind Onshore	71	237	256
Biomasse/Biogas	42	42	49
Wasserkraft	19	24	24

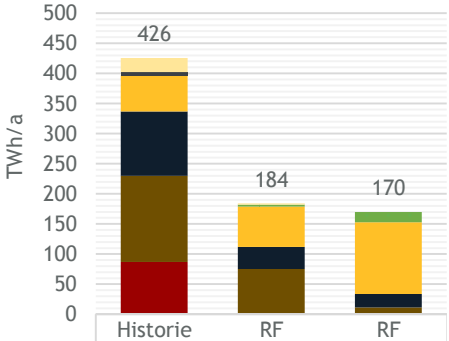
ABBILDUNG 45: EE-STROMERZEUGUNG (RF)

Erneuerbare Stromerzeugung verdoppelt sich bis 2030, wächst danach aber nur noch moderat

Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wächst zwischen 2015 und 2030 um den Faktor 2,4 und erreicht einen Wert von 427 TWh. Dies ist getrieben durch die EE-Ausbauziele, sinkende Technologiekosten, den steigenden CO_2-Preis sowie den Kernenergieausstieg. Wind Onshore steuert mit einem Zuwachs von 166 TWh den größten Teil zum Wachstum bei. Aber auch Wind Offshore und PV wachsen rasant, gemeinsam um ca. 77 TWh. Zwischen 2015 und 2030 wachsen damit die Kapazitäten durchschnittlich um etwa 3,5 GW (Wind Onshore), 0,8 GW (Wind Offshore) und 1,8 GW (PV) pro Jahr. Zudem steigen durch modernere und höhere Anlagen die Volllaststunden der Technologien. Bis 2050 steigt die Stromerzeugung aus EE nur noch moderat auf 461 TWh. In 2050 sind 92 GW an Wind Onshore, 15 GW an Wind Offshore und 67 GW an PV installiert.

Kohleverstromung halbiert sich bis 2030, bleibt aber auch 2050 noch mit geringen Mengen im Markt

Der angenommene Anstieg des CO_2-Preises auf 31 EUR/t CO_2ä in 2030 bewirkt, dass sich die Stromerzeugung aus Kohle (Braun- und Steinkohle) nur noch auf 112 TWh beläuft. Dies ist mehr als eine Halbierung gegenüber den 250 TWh in 2015. Bis 2050 sinkt die Kohleverstromung – getrieben durch einen weiteren CO_2-Preisanstieg auf 60 EUR/t CO_2ä – weiter ab, verbleibt aber mit ca. 34 TWh noch im Markt. Gasverstromung erreicht in 2050 einen Wert von 136 TWh.



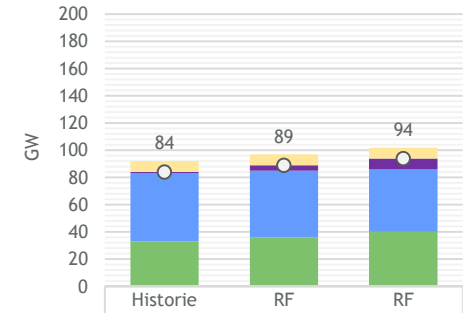
	Historie 2015	RF 2030	RF 2050
Gesamt	426	184	170
Andere	23	2	0
Konv. Öl	5,6	0	0
Synth. Gas	0	0	0
Biog. Gas	0	3	17
Konv. Gas	60	67	119
Steinkohle	107	37	23
Braunkohle	143	75	11
Kernenergie	87	0	0

ABBILDUNG 46: KONV. STROMERZEUGUNG (RF)

Bedarf an gesicherter Leistung leicht steigend

Die zu sichernde Spitzenleistung steigt von 84 GW in 2015 auf 93 GW in 2050 an. In den Sektoren Gebäude und Verkehr sorgt die zunehmende Elektrifizierung für einen steigenden Bedarf an gesicherter Leistung. In der Industrie, für die eine sinkende Stromnachfrage angenommen wird, sinkt dadurch auch der Bedarf an gesicherter Leistung.

Gesicherte Leistung im Wesentlichen durch gasbefeuerte Anlagen bereitgestellt



	Historie 2015	RF 2030	RF 2050
Andere	8	8	8
Verkehr	1	4	8
Industrie	50	49	46
Gebäude	33	36	40
Saldo*	84	89	94

ABBILDUNG 47: JAHRESHÖCHSTLAST (RF)

Aufgrund des Kernenergieausstiegs und dem durch die CO_2-Preise getriebenen Marktaustritt von ca. 20 GW an Braun- und Steinkohlekraftwerken, besteht in 2030 ein Bedarf von 48 GW an gasbefeuerten Erzeugungskapazitäten (Gaskraftwerke, Gasmotoren, etc.), 18 GW mehr als in 2015. Bis 2050 verlassen weitere 12 GW an Kohlekraftwerken den Markt, die u.a. durch einen weiteren Anstieg an Gaskraftwerken um 9 GW kompensiert werden. Relevante Beiträge zur gesicherten Leistung der Jahreshöchstlast werden auch durch die Kapazitäten von Wasserkraft (5 GW), Biomasse (10 GW), Laststeuerung (5 GW), sowie Speicher (12 GW) bereitgestellt. Für den Fall einer zweiwöchigen kalten Dunkelflaute liefern Gaskraftwerke große Teile der benötigen Strommengen und steuern eine durchschnittliche Leistung von 43 GW bei.

Deutschland bleibt bis 2050 Nettoexporteur von Strom

Der Exportüberschuss sinkt bis 2030 auf 35 TWh gegenüber 52 TWh in 2015. Ursächlich dafür sind die rückgängige Erzeugung aus der Kernenergie sowie der marktgetriebene Rückgang bei der Kohleverstromung. Bis 2050 bleibt Deutschland Nettoexporteur von Strom. Der Exportüberschuss beträgt 44 TWh.

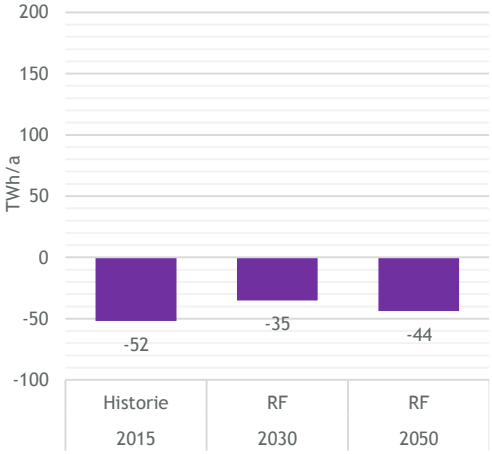


ABBILDUNG 48: NETTOSTROMIMPORTE (RF)

6.1.5 Stromnetze[135]

6.1.5.1 Verteilnetz

Das Referenzszenario impliziert eine progressive Fortschreibung vergangener und aktueller Politik- und Technologieentwicklungen. Dies führt letztlich zu einem leichten Zubau von DEA (PV-Anlagen und WEA) und neuen Lasten bis 2050 (WP und EV) (siehe Kapitel 5 und 6.1). Abbildung 49 stellt die zu erwartenden Investitionsbedarfe je NGK für das Referenzszenario dar. Demnach ist in der HS-Ebene mit 20 Mrd. € der höchste Investitionsbedarf zu erwarten. In der MS- und NS-Ebene liegen die zu erwartende Investitionsbedarfe bei 14,9 Mrd. € bzw. 12,9 Mrd. €.

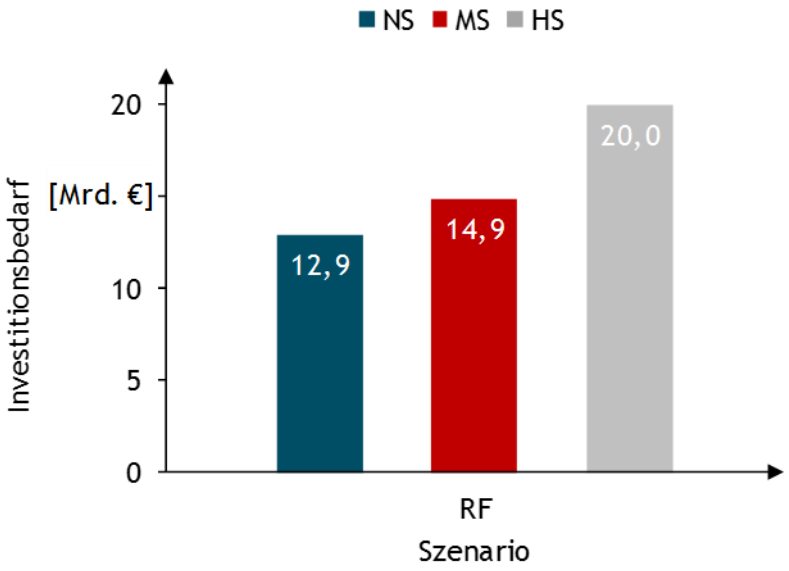


ABBILDUNG 49: INVESTITIONSBEDARF BIS 2050 IM VERTEILNETZ FÜR DAS REFERENZSZENARIO

[135] Autor: ef.Ruhr.

6.1.5.2 Übertragungsnetz

Die für das Referenzszenario ermittelten Investitionsbedarfe hinsichtlich der erforderlichen Netzinfrastruktur in den Bereichen On- und Offshore werden in Abbildung 50 dargestellt. Bis 2050 sind Investitionen im Bereich von ca. 70 Mrd. € zu erwarten. Hierbei entfallen 75 % der erforderlichen Investitionen auf den Bereich der Onshore-Netze. Die verbleidenden 25 % der Investitionen ergeben sich durch die bereits im O-NEP enthaltenen Maßnahmen für die Anbindung von Offshore-WEA. Zusätzliche Onshore-Netzausbaumaßnahmen in Freileitungstechnik liegen im Bereich von ca. 4 Mrd. €.

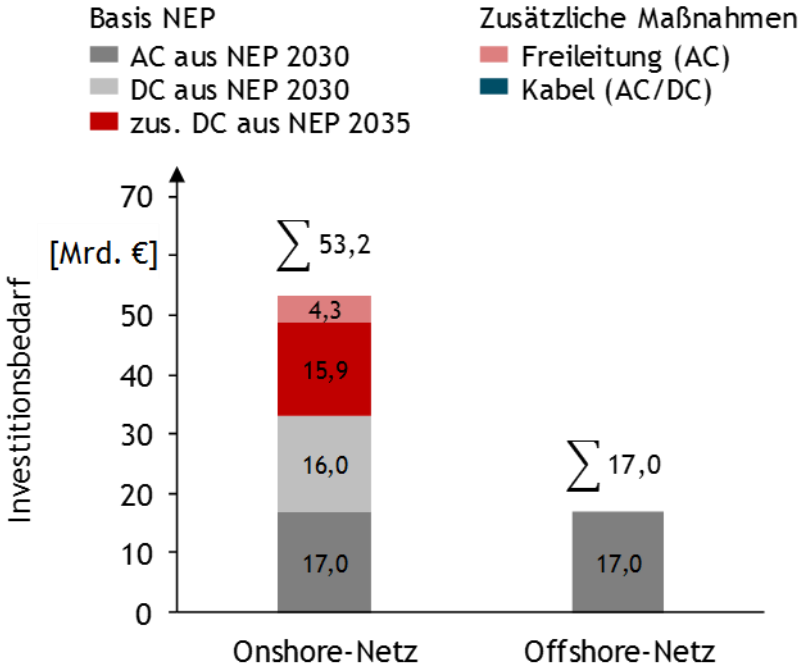
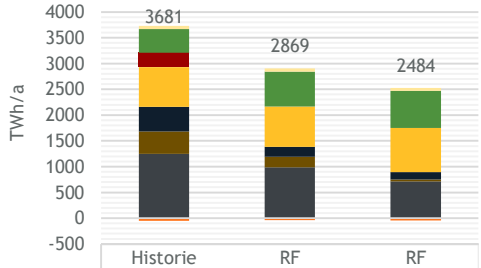


ABBILDUNG 50: INVESTITIONSBEDARF BIS 2050 IM ÜBERTRAGUNGSNETZ FÜR DAS REFERENZSZENARIO

6.1.6 Gesamtsystem

Gas, Erneuerbare und Öl bilden die drei Säulen des deutschen Primärenergiemix in 2050

Der Primärenergieverbrauch in Deutschland sinkt bis 2050 gegenüber 2015 um ca. ein Drittel. Von den 2484 TWh an verbleibendem Primärenergieverbrauch in 2050 deckt Erdgas etwas mehr als ein Drittel (2015: 21%). Erneuerbare Energien (2015: 12%) und Mineralölprodukte (2015: 34%) decken jeweils 29%. Der Anteil von Braun- und Steinkohle sinkt von 25% in 2015 auf 7% in 2050.



	Historie 2015	RF 2030	RF 2050
Gesamt	3681	2869	2484
Nettoimporte PtX	0	0	0
Nettoimporte Strom	-52	-35	-44
Andere	62	60	56
Erneuerbare	457	678	721
Uran	278	0	0
Gas	770	779	855
Steinkohle	480	197	147
Braunkohle	435	201	32
Öl	1248	989	717

ABBILDUNG 51: PRIMÄRENERGIEBEDARF (RF)

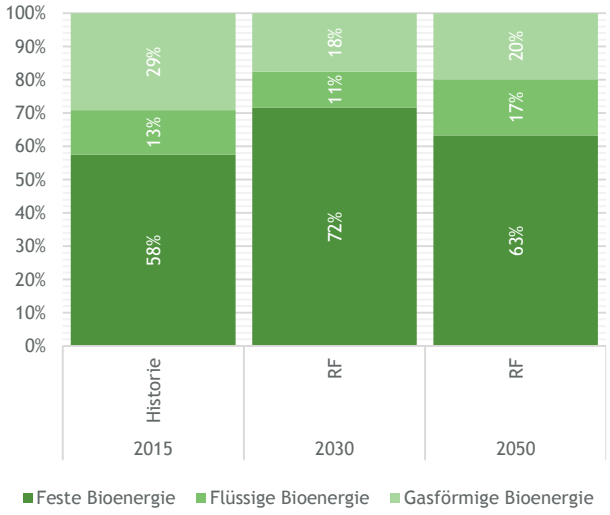


ABBILDUNG 52: BIOGENE ENERGIETRÄGER (RF)

Kein Einsatz von synthetischen Brennstoffen, Bioenergie wird dagegen bis zur Potenzialgrenze genutzt

Synthetische hergestellte Brennstoffe (PtX) spielen keine Rolle im deutschen Energiesystem 2050. Die Bioenergie gewinnt an Bedeutung und erreicht in 2050 die angenommene Potenzialgrenze von 310 TWh. Knapp zwei Drittel werden in Form von fester Biomasse genutzt, den Rest teilen sich Biogas bzw. -methan, sowie Bioliquids etwa hälftig auf.

6.2 Elektrifizierungsszenarien

6.2.1 EL80 und EL95 im Überblick

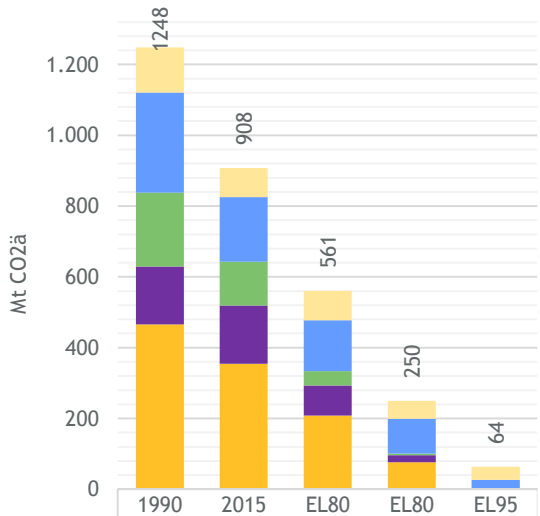
Elektrifizierung	2015	2030	2050 (80%)	2050 (95%)
Entwicklungen THG-Emissionen				
Gesamt (Mio. t CO_2ä)	908	561	250	64
Gebäude	124	40	5	0
Industrie	182	144	98	27
Verkehr	164	85	20	0
Energie	355	209	76	0
Andere	83	83	51	37
Reduktion ggü. 1990 (%)	27%	55%	80%	95%
Entwicklungen im Gebäudesektor[136]				
Endenergieverbrauch (TWh)	998	628	383	362
Öl	208	35	4	2
Gas	396	202	24	18
Strom	213	274	285	280
Reduktion ggü. 2015 (%)	0%	37%	62%	64%
Sanierungsrate Hülle (%/a)	1,0 %	1,6 - 2,8%	1,6 - 2,8%	1,6 - 2,8%
Sanierungsrate Anlagen (%/a)	< 3,5%	> 3,5%	> 3,5%	> 3,5%
Anzahl Wärmepumpen (Mio. Stk.)	0,5	7,1	16	17
Leistung Wärmepumpen (GW_{th})	5,7	76,5	119,6	117,9
Anzahl Gasheizungen (Mio. Stk.)	10,3	8,6	1,6	1,2
Anzahl Ölheizungen (Mio. Stk.)	6,2	1,9	0,3	0,2
Entwicklungen im Industriesektor				
Endenergieverbrauch (TWh)	823	816	837	781
Gas	200	186	128	124
Strom	286	354	532	539
Reduktion ggü. 2015 (%)	0,0%	0,8%	-1,8%	5,1%
Effizienzfortschritt ggü. 2015 (%)	0%	12%	26%	30%
Effizienzfortschritt ggü. 2015 (TWh)	0	106	289	330
Nicht-energetischer Verbrauch (TWh)	265	257	162	178
Entwicklungen im Verkehrssektor				
Endenergieverbrauch (TWh)	698	505	331	331

[136] Sanierungsraten, Anzahl und Leistung beziehen sich nur auf Wohngebäude.

Mineralölprodukte	683	375	86	86
CNG/LNG/H_2	3,5	43	136	136
Strom	11	87	109	109
Reduktion ggü. 2015 (%)	0%	28%	52%	52%
Anzahl PKW (Mio. Stk.)	44,7	44,7	42,5	42,5
Benzin/Diesel	44,3	19,2	0,2	0,2
CNG/LNG/H_2	0,3	1,2	6,6	6,6
Elektrisch (BEV/PHEV)	0,1	24,3	35,7	35,7
Anzahl LKW/LNF (Mio. Stk.)	2,8	3,2	3,3	3,3
Benzin/Diesel	2,7	1,2	0,1	0,1
CNG/LNG/H_2	0,0	0,4	1,2	1,2
Elektrisch (BEV/PHEV)	0,0	1,7	2,0	2,0
Entwicklungen im Energiesektor				
Stromnachfrage (TWh)	567	840	1150	1156
Erzeugung (TWh)	604	704	1113	1008
Braunkohle/Steinkohle	250	137	2	0
Gas	60	96	250	122
Erneuerbare	179	453	851	879
Importsaldo (TWh)	-52	116	15	136
Bedarf an gesicherter Leistung (GW)	84	123	160	160
Kapazitäten (GW)	192	319	549	556
Braunkohle/Steinkohle	45	24	7	9
Gas	30	75	117	111
Speicher/Biomasse/Wasserkraft	19	26	38	39
Wind/Photovoltaik	81	179	371	377
Entwicklungen im Gesamtsystem				
Primärenergieverbrauch (TWh)	3681	2588	2007	1861
Öl	1248	632	218	124
Gas	770	630	542	49
Erneuerbare	457	700	1110	1139
PtX-Importe	0	3	25	396
Reduktion ggü. 2015 (%)	0,0%	29,7%	45,5%	49,4%
Einsatz von PtX (TWh)	0	47	155	533
Heimische Produktion	0	44	130	137
EU-Importe	0	3	25	201
Nicht-EU-Importe	0	0	0	196

6.2.2 Treibhausgasemissionen

Im Szenario EL80 werden Gebäude- und Verkehrssektor nahezu klimaneutral



	1990	2015	EL80 2030	EL80 2050	EL95 2050
	Historie				
Andere	127	83	83	51	37
Industrie	283	182	144	98	27
Gebäude	209	124	40	5	0
Verkehr	163	164	85	20	0
Energie	466	355	209	76	0
Summe	1248	908	561	250	64

ABBILDUNG 53: THG-EMISSIONEN (EL80/95)

Das Szenario EL80 erreicht per Definition alle Klimaziele der Jahre 2030 (-55%), 2040 (-70%) und 2050 (-80%).

Im Vergleich zum Jahr 2015 leistet der Gebäudesektor im Szenario EL80 die prozentual größten Minderungen. Bis 2030 sinkt der THG-Ausstoß (nach Quellprinzip) um 68%. Unterstellt man, dass sich der THG-Ausstoß im Gebäudesektor von 2015 bis 2017 kaum geändert hat, werden in den Jahren 2018 bis 2030 also mehr als 5% pro Jahr gemindert. Bis 2050 ist der Gebäudesektor mit einer Minderung von 96% gegenüber dem heutigen Niveau nahezu klimaneutral. Der Verkehrssektor halbiert bis 2030 seinen THG-Ausstoß nahezu ggü. dem heutigen Niveau und erreicht 2050 mit 88% Minderung ebenfalls eine fast vollständige THG-Neutralität. Der Energiesektor versorgt im EL80-Szenario aufgrund der zunehmenden Elektrifizierung eine deutlich größere Stromnachfrage, so dass die THG-Minderung mit 41% in 2030 bzw. 79% in 2050 ggü. 2015 geringer ausfällt. Trotzdem werden von 2015 bis 2030 und von 2030 bis 2050 jeweils ca. 140 Mio. t CO_2ä gemindert. Die geringsten Minderungen finden im Industriesektor statt. Dieser mindert ggü. 2015 21% bis 2030 und 46% bis 2050.

Im Vergleich zu den sektoralen Zielen für 2030 laut Klimaschutzplan mindern die Sektoren Gebäude und Verkehr um 32 Mio. t CO_2ä bzw. 13 Mio. t CO_2ä stärker im Szenario EL80, während der Stromsektor etwa 26 Mio. t CO_2ä mehr ausstößt. Die restlichen Unterschiede ergeben sich durch die Sektoren Landwirtschaft und Andere.

Das 95%-Ziel erfordert einen vollständig klimaneutralen Energie-, Gebäude- und Verkehrssektor sowie große Innovationen in der Industrie.

Das Szenario EL95 erreicht per Definition alle Klimaziele der Jahre 2030 (-55%), 2040 (-75%) und 2050 (-95%). Die Ziele für 2040 und 2050 sind um 5 bzw. 15 Prozentpunkte ambitionierter als jene des Szenarios EL80.

Um in 2050 den zusätzlichen Minderungsschritt von 80% auf 95% zu machen, sind die größten Anstrengungen im Energiesektor und im Industriesektor notwendig. Im Vergleich zum Szenario EL80 muss der Energiesektor in EL95 weitere 76 Mio. t CO_2ä einsparen, die Industrie weitere 71 Mio. t CO_2ä. Da die Sektoren Gebäude und Verkehr in EL80 im Jahre 2050 ohnehin nur noch vergleichsweise geringe THG-Mengen emittieren, müssen in EL95 lediglich weitere 5 bzw. 20 Mio. t CO_2ä vermieden werden.

In EL95 werden die Sektoren Energie, Gebäude und Verkehr damit vollständig klimaneutral, d. h. sie verursachen keine THG-Emissionen mehr in 2050. In der Industrie erfordert das 95%-Ziel große zusätzliche Innovationen, damit z.B. Prozessemissionen oder Emissionen aus der Stahlherstellung vermieden werden.

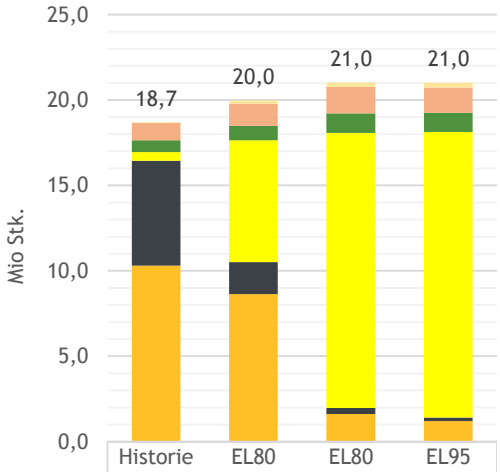
6.2.3 Endenergieverbrauchssektoren

Gebäude: Wärmepumpen werden die dominante Heiztechnologie und Sanierungsraten steigen deutlich an

Im Szenario EL80 verringert der Gebäudesektor seinen Endenergieverbrauch ggü. 2015 bis 2030 um 30% und bis 2050 um 62%. Insbesondere bei Gas (-40%) und insbesondere Öl (-81%) sinken die Endenergiebedarfe bereits bis 2030 deutlich ab. Bis 2050 werden nur noch kleinere Restmengen an Gas und Öl genutzt. Dagegen steigt die Stromnachfrage um 34% oder 72 TWh an. Das Szenario ist geprägt durch deutlich steigende Sanierungsraten von je nach Gebäudetyp 1,6% bis 2,8% und damit deutlich geringere Wärmebedarfe. Die gezeigten Rückgänge des Endenergieverbrauchs ergeben sich zudem durch die großflächige Nutzung von Wärmepumpen.

Gerade bei den Wohngebäuden ändert sich die Beheizungsstruktur deutlich: Wärmepumpen bilden bereits in 2030 in 7,1 Mio. Gebäuden das primäre Heizsystem, was einem Zuwachs von mehr als 500.000 Geräten pro Jahr entspricht. Bis 2050 steigt die Anzahl in EL80 auf 16,1 Mio (119,6 GW_{th}), so dass Wärmepumpen dann 77% aller Wohngebäude beheizen. Gasbasierte Heiztechnologien sind bis 2030 leicht rückgängig und versorgen dann noch 8,6 Mio. Gebäude mit Wärme, gegenüber 10,3 Mio. in 2015. Erst zwischen 2030 und 2050 sinkt ihre Anzahl deutlich auf nur noch 1,6 Mio in EL80. Bei den mit ölbeheizten Gebäuden erfolgt der Rückgang deutlich schneller - in 2030 werden nur noch weniger als ein Drittel weiterhin mit Öl beheizt. Bis 2050 verschwinden Ölheizungen nahezu vollständig aus den Wohngebäuden.

Bei den Nichtwohngebäuden zeigt sich ein ähnliches Bild: Der Endenergieverbrauch sinkt bis 2050 um 45%. Während der Stromverbrauch durch eine zunehmende Elektrifizierung steigt (+39%), verschwinden Gas und Öl nahezu vollständig.



	Historie 2015	EL80 2030	EL80 2050	EL95 2050
Gesamt	18,7	20,0	21,0	21,0
Andere	0,0	0,2	0,3	0,3
Fernwärme	1,0	1,3	1,5	1,5
Pellet	0,7	0,8	1,1	1,1
El. WP	0,5	7,1	16,1	16,7
Öl	6,2	1,9	0,3	0,2
Gas	10,3	8,6	1,6	1,2

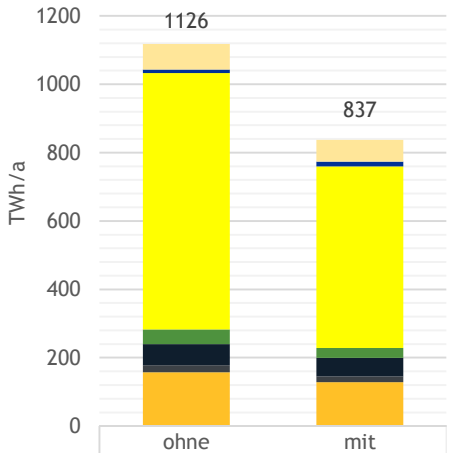
ABBILDUNG 54: ANZAHL HEIZUNGSSYSTEME (EL80/95)

Gebäude: 95%-Ziel bedingt noch stärkere Durchdringung mit Wärmepumpen und noch höheres Sanierungsniveau

Die Trends des Szenarios EL80 – deutliche Rückgänge beim Endenergiebedarf durch Wärmepumpendominanz und starke Verbesserungen bei der Sanierung – verstärken sich im Szenario EL95 nochmals leicht.
Der Endenergiebedarf geht gegenüber EL80 bis 2050 um weitere 21 TWh zurück, was einer Reduktion von 64 % gegenüber 2015 entspricht. Die Sanierungsraten sind mit 1,8% bis 2,8% nochmal leicht höher als in EL80. In 2050 werden in EL95 16,7 Mio. Gebäude mit elektrischen Wärmepumpen beheizt – 0,6 Mio. mehr als in EL80. Aufgrund höherer Gebäudesanierung ist die thermische Leistung der elektrischen Wärmepumpen in 2050 in EL95 jedoch um 1,7 GW geringer als in EL80.

Industrie: Stromnachfrage wächst um 88% bis 2050

Im Szenario EL80 bleibt der Endenergiebedarf in der Industrie trotz eines angenommenen Wachstums bei der Bruttowertschöpfung von durchschnittlich 1% p.a. auf einem ähnlichen Niveau wie heute. Der Endenergieverbrauch in 2050 von 837 TWh ist um 2% höher als im Jahr 2015 (823 TWh). Die angenommenen Fortschritte bei der Energieeffizienz sorgen in vielen Branchen für sinkende Verbräuche in der Größenordnung von ca. 20% bis 30%. In der Chemieindustrie sorgt die Umstellung auf strombasierte Herstellungsverfahren allerdings für einen starken Anstieg der Stromnachfrage, so dass der Energiebedarf in der Industrie insgesamt leicht steigt. Trotzdem bewirkt die steigende Energieeffizienz, dass der durch das Wirtschaftswachstum verursachte Mehrbedarf an Nutzenergie nahezu kompensiert wird. Ohne die angenommenen Effizienzgewinne würde die Industrie 2050 ca. 1126 TWh an Endenergie verbrauchen. Damit vermeiden die Effizienzfortschritte in der Industrie im Szenario EL80 einen Energieverbrauch von 289 TWh.



	ohne	mit
Andere	75	63
Wasserstoff**	10	14
Strom	751	532
Erneuerbare	43	29
Kohle	62	54
Öl**	21	17
Gas**	157	128
Gesamt	1126	837

ABBILDUNG 55: WIRKUNG ENERGIEEFFIZIENZ IN DER INDUSTRIE IN 2050 (EL80)

Der Energiemix in der Industrie (energetischer Verbrauch) wandelt sich drastisch: bis 2030 sinkt der Verbrauch von Gas, Öl und Kohle um 78 TWh oder knapp ein Fünftel. Dieser Rückgang wird im Wesentlichen durch einen Anstieg beim Stromverbrauch (+64 TWh) kompensiert. Bis 2050 sinkt die Nachfrage nach Gas, Öl und Kohle weiter ab und erreicht nur noch etwa die Hälfte des heutigen Niveaus. Für die Jahre 2030 bis 2050 sticht ein bedeutsamer Anstieg der Stromnachfrage heraus. Die Stromnachfrage steigt um weitere 176 TWh, verdoppelt sich also fast gegenüber 2015. Haupttreiber für diese Entwicklung ist insbesondere die zunehmend auf Wasserstoffelektrolyse

basierende Erzeugung von Ammoniak sowie die Ethylen-Herstellung auf Basis der Methanol-to-Olefin-Verfahren, welches Strom als Einsatzprodukt für einen dahinterliegenden Elektrolyseprozess nutzt.

Der nicht-energetische Verbrauch sinkt bis 2050 gegenüber heute um 39%. Wesentlicher Treiber für diese Entwicklung ist, dass die Ethylen-Produktion, welche heute etwa für die Hälfte des nicht-energetischen Verbrauchs sorgt, zunehmend auf das strombasierte Methanol-to-Olefin (MTO)-Verfahren umgestellt wird und damit etwa 100 TWh weniger an Mineralöl in Naphta-Steamcrackern genutzt werden.

Industrie: Mehr Energieeffizienz und Umstellung von Prozessrouten für 95%-Ziel erforderlich

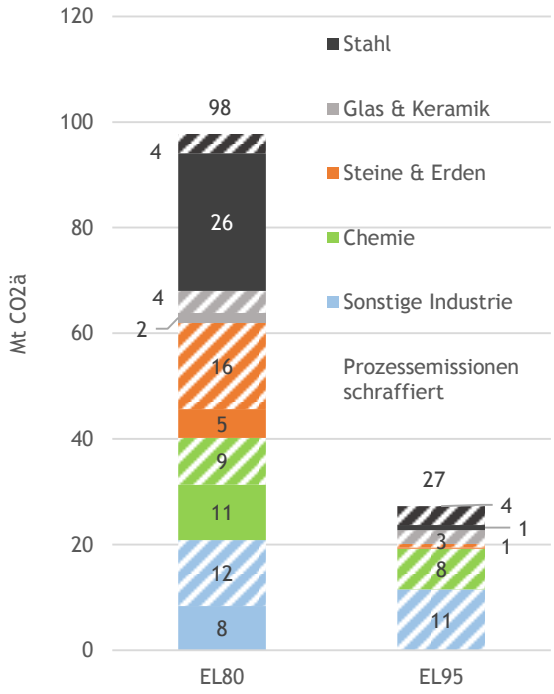


ABBILDUNG 56: RESTEMISSIONEN INDUSTRIE (EL80/95)

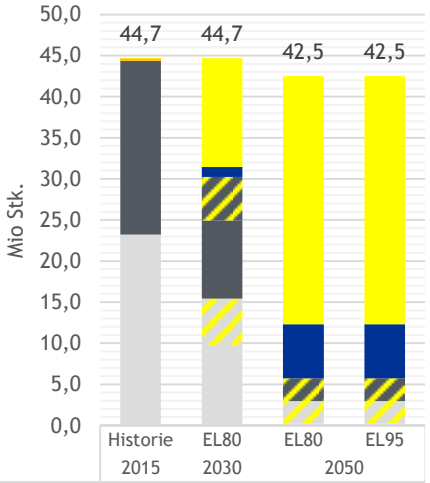
Gegenüber dem Szenario EL80 wird in EL95 eine weitere Verbesserung der Energieeffizienz angenommen. Insgesamt ist die Endenergienachfrage dadurch in der Industrie gegenüber EL80 in 2050 um 56 TWh geringer. Durch die Umstellung einiger Prozessrouten bis 2050 verschieben sich auch die Verbräuche bei den Endenergieträgern. Beispielsweise wird die Nutzung von metallurgischer Kohle in der Stahlindustrie fast vollständig heruntergefahren und durch Wasserstoffstahl ersetzt. Wasserstoff spielt mit einem Verbrauch von 37 TWh in 2050 eine zunehmend bedeutende Rolle im Industriesektor.

Bezüglich des nicht-energetischen Verbrauchs unterscheidet sich das Szenario EL95 in einem Aspekt. Die Ammoniak-Herstellung, welche in EL80 zum Teil auf Erdgas basiert und zu Prozessemissionen führt, erfolgt zunehmend auf Basis der Methan-Pyrolyse, welche Erdgas in festen Kohlenstoff und Wasserstoff umwandelt. Folglich ist der nicht-energetische Erdgas-Einsatz im Szenario EL95 ca. 16 TWh höher als in EL80. Weitere Innovationen wie der Einsatz von CCS etwa in der Zementindustrie werden zum Erreichen des 95%-Ziels benötigt.

Verkehr: Bis 2050 verdrängen Strom und Wasserstoff im Straßenverkehr Diesel und Benzin fast vollständig

Die Endenergienachfrage des Verkehrssektors reduziert sich im Szenario EL80 von 698 TWh in 2015 bis auf 331 TWh in 2050 (-52%). Auch wenn für die meisten Verkehrsträger mit einer steigenden Verkehrsnachfrage gerechnet wird, bedingen zwei gegenläufige Trends den stark sinkenden Energiebedarf: Erstens steigt die Energieeffizienz der Fahrzeuge signifikant an. In 2050 wird je nach Fahrzeugtyp zwischen 20% und 30% weniger Energie pro Fahrzeug-Kilometer benötigt als noch in 2015. Zweitens verdrängen E-PKW, d.h. rein batterieelektrische Fahrzeuge und Plugin-

Hybride, konventionelle PKW nahezu vollständig bis 2050. Dies lässt den Endenergieverbrauch deutlich sinken und verändert den Mix. Die Stromnachfrage wächst bis 2050 auf 110 TWh, was etwa einem Fünftel der gesamten heutigen deutschen Stromnachfrage entspricht. Ölbasierte Kraftstoffe werden nur noch im Güterverkehr, Luft- und Schifffahrt genutzt. Ihre Nachfrage sinkt gegenüber heute um 87% bis 2050. Stark steigend ist die Nutzung von Wasserstoff, welche bis 2050 auf 120 TWh wächst.



	Historie 2015	EL80 2030	EL80 2050	EL95 2050
Gesamt	44,7	44,7	42,5	42,5
PKW BEV	0,1	13,3	30,2	30,2
PKW H2 FCV	0,0	1,2	6,6	6,6
PKW Methan PHEV	0,0	0,0	0,0	0,0
PKW Methan	0,3	0,0	0,0	0,0
PKW Diesel PHEV	0,0	5,3	2,8	2,8
PKW Diesel	21,1	9,5	0,0	0,0
PKW Benzin PHEV	0,0	5,7	2,8	2,8
PKW Benzin	23,2	9,7	0,2	0,2

ABBILDUNG 57: ANZAHL PKW (EL80/95)

Bei den PKW wird ein sehr starkes Marktwachstum bei den primär elektrisch betriebenen PKW (BEV und Diesel-/Benzin-PHEV) auf 24,3 Mio. in 2030 bzw. auf 35,8 Mio. in 2050 unterstellt. Bereits zwischen 2020 und 2030 gelangen dazu im Durchschnitt 2,3 Mio. E-PKW pro Jahr auf den Markt. Bis 2050 verdrängen die E-PKW die heute vorherrschenden Benzin- und Diesel-PKW, deren Anzahl auch bis 2030 bereits auf 19,3 Mio. sinkt (ggü. 44,3 Mio. in 2015), fast vollständig. Wasserstoff-PKW erreichen in 2050 einen Marktanteil von 6,6 Mio. Stück.

Im Straßengüterverkehr werden Wasserstoff und Strom die wichtigsten Energieträger. Bei den leichten Nutzfahrzeugen werden die heute vorherrschenden Diesel durch batterieelektrische und wasserstoffbetriebene Fahrzeuge verdrängt. Bei den schwereren Nutzfahrzeugen (>3,5 t) sinkt die Anzahl der Diesel-LKW ebenfalls stark von ca. 0,7 Mio. in 2015 auf 0,05 Mio. in 2050. In dieser Fahrzeugklasse stellen Wasserstoff-LKW in 2050 den größten Anteil mit ca. 0,47 Mio. Auch batterieelektrische LKW steigern ihren Marktanteil deutlich auf 0,19 Mio.

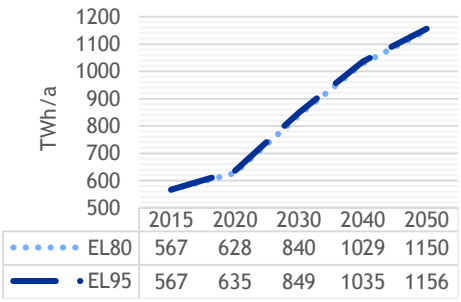
Für Binnenschifffahrt, Schienenverkehr und Luftfahrt bleiben Diesel bzw. Kerosin wesentliche Energieträger. Allerdings drängen bis 2050 auch hier alternative Energieträger wie LNG, Wasserstoff oder Strom zunehmend in den Energiemix.

Für das 95%-Ziel wird der gleiche Transformationspfad angenommen. Damit das Ziel erreicht wird, ändern sich allerdings, wie später diskutiert wird, die CO_2ä -Gehalte der Energieträger, z.B. durch mehr erneuerbare Energien in der Stromerzeugung, sowie durch den Einsatz von Biomasse oder synthetischen, klimaneutralen Brennstoffen.

6.2.4 Energiesektor

Die deutsche Stromnachfrage wächst bis 2030 um die Hälfte und verdoppelt sich bis 2050

Die deutsche Stromnachfrage (inkl. Leitungsverluste und Stromverbrauch durch Elektrolyseure) verdoppelt gegenüber 2015 bis 2050 und erreicht 1150 TWh. Bereits bis 2030 steigt die Stromnachfrage um 49%. Dies entspricht einem Anstieg von ca. 268 TWh. Der Anstieg bis 2030 wird getrieben durch die zunehmende Marktdurchdringung mit Elektrofahrzeugen im Verkehrssektor (+74 TWh), Wärmepumpen im Gebäudesektor (+60 TWh) und der fortschreitenden Elektrifizierung im Industriesektor (+64 TWh) etwa durch Power-to-Heat. Weitere 53 TWh an Strom verbrauchen Elektrolyseure zur Herstellung von Wasserstoff, der zur klimaneutralen Bedarfsdeckung im Verkehr sowie der Industrie benötigt wird. Zwischen 2030 und 2050 fällt das weitere Nachfragewachstum im Verkehr (+23 TWh) und im Gebäudesektor (+11 TWh) durch jeweils deutliche Verbesserungen bei der Energieeffizienz geringer aus. Die Stromnachfrage aus dem Industriesektor steigt dagegen sehr stark an (+176 TWh) aufgrund des zunehmenden Einsatz strombasierte chemischer Prozesse. Zudem wird deutlich mehr Strom in Elektrolyseuren verbraucht (+95 TWh).



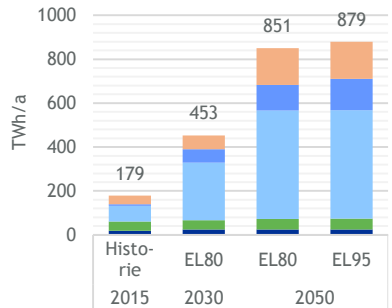
	2015	2020	2030	2040	2050
EL80	567	628	840	1029	1150
EL95	567	635	849	1035	1156

ABBILDUNG 58: STROMNACHFRAGE (EL80/95)

Größerer PtX-Bedarf bedingt eine noch etwas höhere Stromnachfrage im EL95-Szenario

Im EL95-Szenario ist die Stromnachfrage 2050 mit ca. 1156 TWh ca. 6 TWh höher. Der Unterschied erklärt sich im Wesentlichen durch einen leicht höheren Strombedarf zur heimischen PtX-Produktion.

Erneuerbare Stromerzeugung wächst um den Faktor 2,5 bis 2030 und 4,8 bis 2050



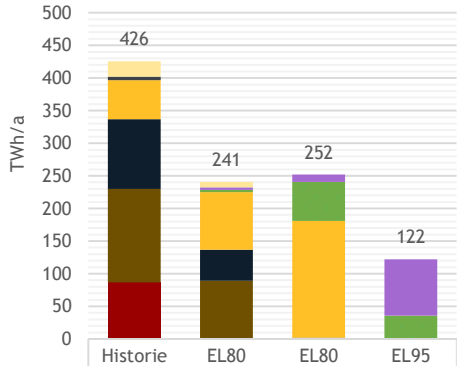
	Histo-rie	EL80	EL80	EL95
	2015	2030	2050	
Gesamt	179	453	851	879
Photovoltaik	39	62	168	168
Wind Offshore	8	62	116	144
Wind Onshore	71	262	493	494
Biomasse/Biogas	42	42	49	49
Wasserkraft	19	24	24	24

ABBILDUNG 59: EE-STROMERZEUGUNG (EL80/95)

Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wächst zwischen 2015 und 2030 um den Faktor 2,5 und erreicht einen Wert von 453 TWh. Wesentliche Treiber für diesen Anstieg sind die nationalen Klimaziele, die im Szenario EL80 damit einhergehende stark steigende Stromnachfrage, die EE-Ausbauziele, sinkende Technologiekosten, sowie der Kernenergieausstieg. Größter Wachstumstreiber ist Wind Onshore mit einem Zuwachs von 192 TWh. Aber auch das Wachstum von Wind Offshore (+54 TWh) und PV (+24 TWh) ist signifikant. Diese Zahlen werden bedingt durch einen jährlichen Nettoausbau von durchschnittlich etwa 4 GW (Wind Onshore), 0,8 GW (Wind Offshore) und 1,8 GW (PV) pro

Jahr, sowie durch steigende Volllaststunden aufgrund modernerer Anlagentechnik.
Bis 2050 steigt die Stromerzeugung aus EE um weitere knapp 400 TWh und erreicht damit 851 TWh. Dies entspricht etwa dem 1,7-fachen der heutigen Stromnachfrage. Den größten Teil der EE-Erzeugung stellt Wind Onshore mit 493 TWh, was etwa 7 Mal so viel ist wie in 2015. Dies entspricht einer Kapazität von 179 GW, so dass die angenommene Grenze der Flächenpotenziale erreicht wird. Die Photovoltaikkapazitäten steigen ebenfalls stark an, auf 165 GW. Mit 168 TWh leistet die PV damit einen signifikanten Beitrag zur Stromerzeugung. Die dritte Säule der EE-Produktion bilden Wind Offshore Anlagen, deren Kapazität bis auf 27 GW steigt, womit sie 116 TWh generieren. Die Stromerzeugung aus EE erreicht in 2050 damit das 4,8-fache des Werts aus 2015.

Konventionelle Stromerzeugung sinkt und verschiebt sich von Kohle zu Gas.



	Historie 2015	EL80 2030	EL80 2050	EL95 2050
Gesamt	426	241	252	122
Andere	23	8	0	0
Konv. Öl	5,6	0	0	0
Synth. Gas	0	4	11	87
Biog. Gas	0	3	60	36
Konv. Gas	60	88	179	0
Steinkohle	107	47	2	0
Braunkohle	143	89	0	0
Kernenergie	87	0	0	0

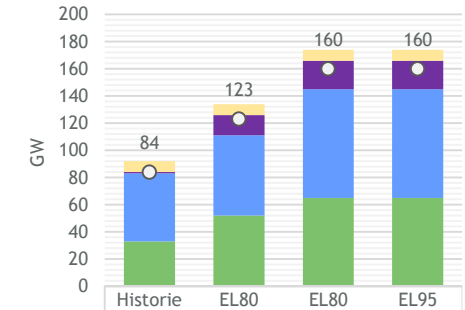
ABBILDUNG 60: KONV. STROMERZEUGUNG (EL80/95)

Bereits bis 2030 wandelt sich die konventionelle Stromerzeugung gegenüber heute drastisch: Die Nettostromerzeugung aus Braun- und Steinkohlekraftwerken sinkt auf 137 TWh gegenüber 250 TWh in 2015. Die Gasverstromung steigt dagegen um 60% an und erreicht in 2030 96 TWh. Dieses Bild ist die Folge der nationalen Klimaziele von 55% THG-Minderung bis 2030. Bis 2050 findet nahezu keine Stromerzeugung mehr in Kohlekraftwerken statt. Dagegen tragen Gaskraftwerke ca. 250 TWh bei. Dabei kommt allerdings nicht nur Erdgas (179 TWh) zum Einsatz, sondern auch klimaneutrale Gase, wie synthetisches Methan (11 TWh) oder Biomethan (60 TWh).

Bedarf an gesicherter Leistung verdoppelt sich nahezu bis 2050

Die zu sichernde Spitzenleistung steigt von 84 GW in 2015 auf 123 GW in 2030 bzw. 160 GW in 2050 an. In den Sektoren Gebäude und Verkehr sorgt die starke Elektrifizierung bereits in 2030 für einen stark steigenden Bedarf an gesicherter Leistung. Obwohl hier bereits ein hohes Maß an „Smartness“ angenommen wird, d.h. Lastspitzen durch intelligente Steuerung oder intelligenten Ladebetrieb vermieden werden, sorgt der Anstieg elektrischer Wärmeanwendungen besonders in Gebäuden für einen insgesamt höheren Leistungsbedarf. Zusätzliches Stromnachfragewachstum der Industrie erhöht den Bedarf an gesicherter Leistung ebenso. Diese Tendenzen setzen sich bis 2050 fort. Bis dahin ist im Szenario EL80 mit einer Verdopplung der Spitzenleistung auf 160 GW gegenüber 2015 zu rechnen.

Steigender Bedarf an Backup hauptsächlich durch gasbefeuerte Anlagen bedient



	Historie 2015	EL80 2030	EL80 2050	EL95 2050
Andere	8	8	8	8
Verkehr	1	15	21	21
Industrie	50	59	80	80
Gebäude	33	52	65	65
Saldo*	84	123	160	160

ABBILDUNG 61: JAHRESHÖCHSTLAST (EL80/95)

Die steigende Nachfrage nach gesicherter Leistung sorgt neben dem Kernenergieausstieg und dem Rückgang der Stein- und Braunkohlekapazitäten bereits in 2030 für einen großen Bedarf an gasbefeuerten Erzeugungsanlagen (z.B. Gaskraftwerke oder kleinere dezentralere Anlagen). Für 2030 werden im Szenario EL80 etwa 75 GW an Gaskraftwerkskapazitäten benötigt um einerseits stündliche Lastspitzen abzusichern und andererseits längere Kälteperioden mit geringer Stromerzeugung aus EE, d.h. während einer kalten Dunkelflaute. In 2030 sind nur mehr 24 GW an Stein- und Braunkohlekraftwerken im Markt (2015: 45 GW), da bei einer Umsetzung des nationalen Klimaziels (z.B. über einen nationalen CO_2-Preis) ein wirtschaftlicher Betrieb vieler Kraftwerke nicht mehr möglich wäre.

Bis 2050 sorgt unter anderem der steigende Bedarf an gesicherter Leistung dafür, dass weitere 42 GW an Gaskraftwerken benötigt werden. Auch, um den weiteren Rückgang der Kohlekraftwerke zu kompensieren. In 2050 sichern ca. 117 GW an gasbefeuerten Kapazitäten das System, sowie 7 GW an Kohlekraftwerken. Wasserkraft, Biomasse, Speicher (18 GW) und nachfrageseitige Laststeuerung tragen weitere 39 GW an Erzeugungskapazität bei. Gaskraftwerke liefern zudem in einer zweiwöchigen kalten Dunkelflaute mit einer durchschnittlichen Leistung von etwa 90 GW etwa zwei Drittel der benötigten Strommengen.

Im Szenario EL95 sind Bedarf und Deckung der gesicherten Leistung sehr ähnlich zum Szenario EL80. Dies ist damit begründet, dass die Endenergienachfrage und damit auch die Zeitstruktur der Sektoren Verkehr, Gebäude und Industrie zwischen EL95 und EL80 sehr ähnlich ist.

Ab 2030 sind deutliche Stromimportüberschüsse zu erwarten

ABBILDUNG 62: NETTOSTROMIMPORTE (EL80/95)

In 2030 ist Deutschland Nettoimporteur von Strom. Es werden 116 TWh mehr importiert als exportiert. Ursächlich dafür sind die rückgängige Erzeugung aus der Kernenergie sowie der marktgetriebene Rückgang bei der Kohleverstromung bei einer gleichzeitig stark steigenden Stromnachfrage. Bis 2050 bleibt Deutschland Nettoimporteur von Strom, allerdings sinkt der Importüberschuss trotz weiter steigender Nachfrage wieder: Durch den rasanten Ausbau der EE-Kapazitäten sinkt der Importsaldo auf 15 TWh.

Im EL95-Szenario ergibt sich ein ähnliches Bild, allerdings mit geringerer Gasverstromung, mehr EE und mehr Importen

Im EL95-Szenario beläuft sich die Stromerzeugung aus Gas in 2050 auf 122 TWh, also über 40% weniger als im Szenario EL80. Aufgrund der verschärften Klimaziele von 95% THG-Minderung muss der Energiesektor in 2050 THG-neutral sein. Daher kann kein konventionelles Erdgas mehr zum Einsatz kommen, sondern nur noch die teureren Brennstoffe Biomethan oder synthetisches Methan. Dies begünstigt Stromimporte aus dem Ausland und Stromerzeugung aus EE. Insbesondere die Stromerzeugung aus Wind Offshore ist in 2050 im Szenario EL95 mit 144 TWh um 28 TWh höher als in EL80. Der Importüberschuss in 2050 beträgt 136 TWh und ist damit um etwa 120 TWh höher als in EL80.

6.2.5 Stromnetze[137]

6.2.5.1 Verteilnetz

Die in diesen Szenarien angenommene weitgehende Elektrifizierung der Endenergieverbrauchssektoren im Jahr 2050 resultieren in einen massiven Leistungsanstieg im Bereich der DEA und neuer Lasten (siehe Kapitel 5 und 6.2). Die Szenarien EL95 und EL80 weisen lediglich hinsichtlich der installierten Leistung von WP einen Unterschied auf. Der Grund für den nur geringfügigen Unterschied liegt insbesondere an der gegenläufigen Entwicklung des Wärmebedarfes und der Anzahl von Wärmepumpen in den Szenarien. Während im Szenario EL95 die Anzahl an WP steigt, sinkt hingegen der thermische Energiebedarf der Gebäude und damit auch die anzusetzende Leistung der Wärmepumpen gegenüber dem Szenario EL80. Als Ergebnis ergibt sich für die Netzplanung eine anzusetzende installierte Leistung in einer ähnlichen Größenordnung. Abbildung 63 stellt den zu erwartenden Investitionsbedarf für diese Szenarien, aufgeschlüsselt nach Spannungsebene dar. Der höchste Investitionsbedarf ist mit 149,8 Mrd. € in der NS-Ebene zu erwarten. Für die MS- bzw. HS-Ebene liegen die zu erwartenden Bedarfe bei 35,7 Mrd.€ bzw. 67,1 Mrd. €.

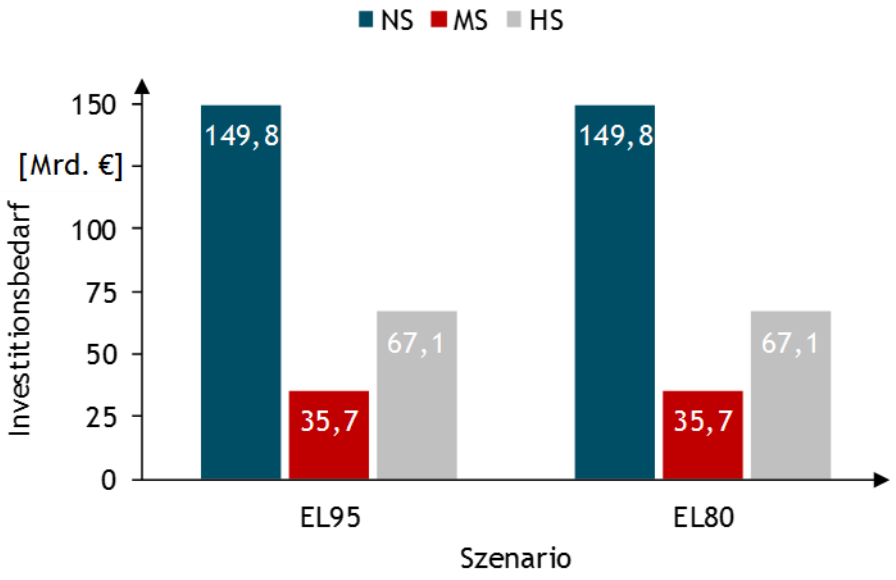


ABBILDUNG 63: INVESTITIONSBEDARF BIS 2050 IM VERTEILNETZ FÜR DIE ELEKTRIFIZIERUNGSSZENARIEN

Es zeigt sich, dass die gestiegene Anzahl von WP im Szenario EL95 die zu beherrschende Versorgungsaufgaben der Netze in nur geringem Maße beeinflusst. Der für das Szenario EL95 ermittelte Netzaus- und Neubau ist auch für diese zusätzliche Leistung ausreichend oder erfordert, im Rahmen der untersuchten Netzgebiete, keinen zusätzlichen Ausbau. Insbesondere

[137] Autor: ef.Ruhr.

vor dem Hintergrund des Zeithorizontes 2050 sind folglich bei ähnlicher Versorgungsaufgabe keine signifikanten Änderungen des zu tätigenden Investitionsvolumens zu erwarten.

Hier gilt es zu beachten, dass insbesondere in der NS-Ebene teilweise Netzneubaumaßnahmen erforderlich sind (s. Methodik Unterabschnitt 3.4.2.2). Diese führen dazu, dass eine parallele Netzinfrastruktur entsteht. Analog zu Netzausbaumaßnahmen verfügen Netzneubaumaßnahmen durch die Dimensionierung mit Standardbetriebsmitteln über eine zusätzliche Aufnahmekapazität für weitere Lasten und Einspeiser, welche ggf. keine weiteren Netzausbaumaßnahmen erforderlich macht. Eine pauschale Aussage über den Netzausbaubedarf in einzelnen, konkreten Netzgebieten kann hieraus jedoch nicht abgeleitet werden. In einer deutschlandweiten Betrachtung der Elektrifizierungsszenarien führt dies jedoch in Summe über alle Netzgebiete zu keinen wesentlichen Änderungen des Investitionsbedarfes.

Der sich ergebende Investitionsbedarf in der HS-Ebene basiert auf einer Extrapolation von ermittelten Netzausbaumaßnahmen aus bereits bestehenden Studien anhand der jeweiligen EE-Zubauleistungen. Da in beiden Szenarien von einer identischen EE-Zubauleistung ausgegangen wird, ergeben sich in beiden Szenarien erforderliche Investitionen im Bereich von ca. 67 Mrd. €.

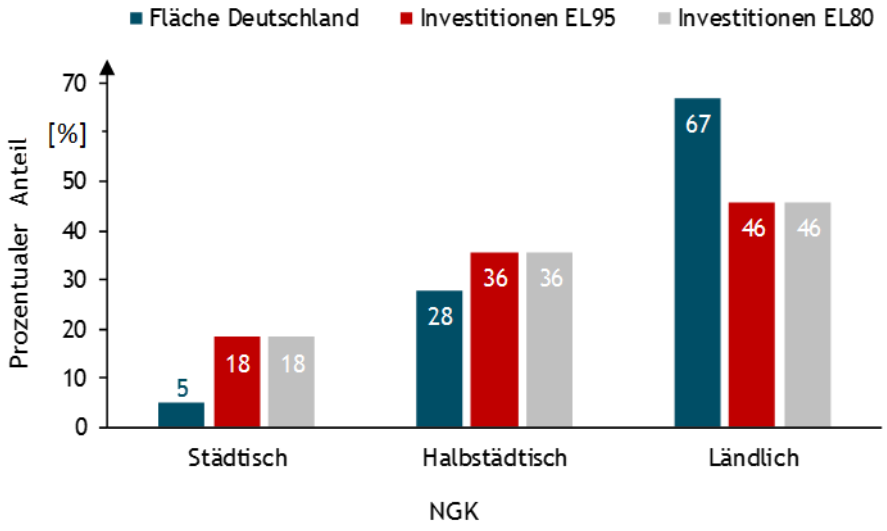


ABBILDUNG 64: PROZENTUALER ANTEIL DER STRUKTURKLASSEN AN DER FLÄCHE DEUTSCHLANDS BZW. AM INVESTITIONSBEDARF IN DER MS- UND NS-EBENE BIS 2050 IN DEN ELEKTRIFIZIERUNGSSZENARIEN

In Abbildung 64 werden die prozentualen Anteile an den Investitionsbedarfen in der MS- und NS-Ebene für die beiden Elektrifizierungsszenarien in den Strukturklassen mit dem prozentualen Anteil der Strukturklassen an der Gesamtfläche Deutschlands verglichen. Diese Gegenüberstellung zeigt, dass gemessen am Flächenanteil, überproportional viel Investitionsbedarf in städtischen Gebieten zu erwarten ist. Der Flächenanteil städtischer Gebiete liegt in Deutschland bei 5 %. Der zu erwartende Investitionsbedarf liegt bei 18 %. In ländlichen Gebieten wird dagegen gemessen

am Flächenanteil von 67 %, mit 46 % überproportional wenig Investitionsbedarf erwartet. Der hohe Investitionsbedarf im städtischen Raum ergibt sich zu großen Teilen aus der Zunahme von neuen Lasten. Diese sorgen insbesondere in Gebieten mit hoher Bevölkerungsdichte für eine hohe Lastzunahme.

6.2.5.2 Übertragungsnetz

Die zunehmende Elektrifizierung der Endenergiesektoren führt auf Übertragungsnetzebene zu den in Abbildung 65 ausgewiesenen Investitionsbedarfen bis 2050. Hierbei wird der Investitionsbedarf in dem jeweiligen Szenario hinsichtlich der bereits im NEP und O-NEP ermittelten Investitionen und der zusätzlich erforderlichen Maßnahmen unterschieden. Darüber hinaus erfolgt eine Unterteilung in die Bereiche Onshore-Netz und Offshore-Netz.

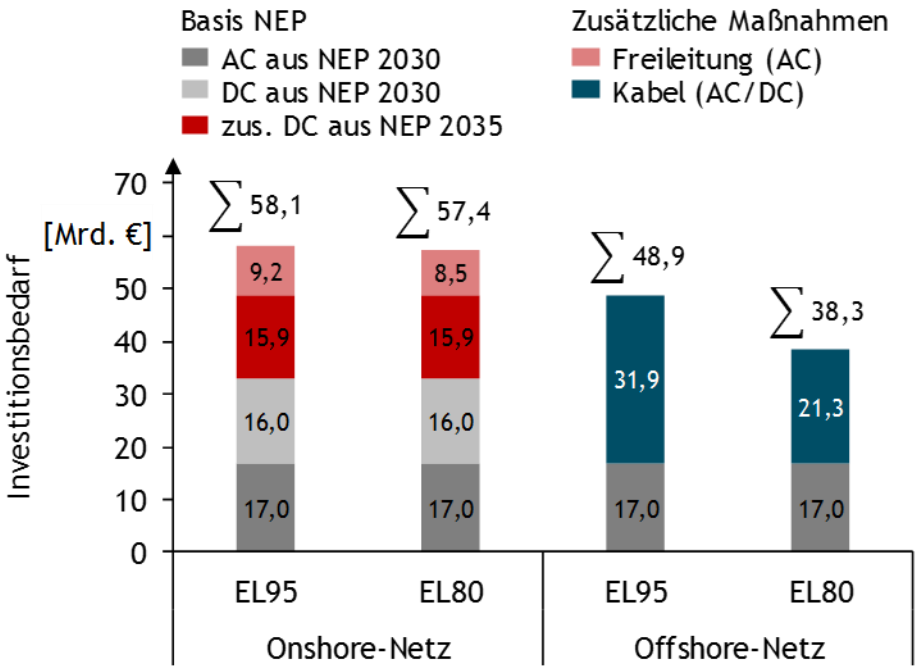


ABBILDUNG 65: INVESTITIONSBEDARF BIS 2050 IM ÜBERTRAGUNGSNETZ FÜR DIE ELEKTRIFIZIERUNGSSZENARIEN

Die erforderlichen Investitionen an Land liegen mit 58,1 Mrd. € bzw. 57,4 Mrd. € in beiden untersuchten Szenarien in einer vergleichbaren Größenordnung. Der Großteil der anfallenden Investitionen ist hierbei bereits in den Maßnahmen des NEP enthalten. Grundlage bildet hier immer das Szenario NEP B. Dies gilt sowohl für den Zeitbereich bis 2030 als auch für die erforderlichen DC-Maßnahmen bis 2035. Letztgenannte Maßnahmen sind in der Abbildung 65 dunkelrot eingefärbt und werden ausschließlich in Kabeltechnik ausgeführt.

Alle zusätzlich zu erwartenden Netzausbaumaßnahmen in Freileitungstechnik sind in hellrot dargestellt. Der bevorzugte Einsatz von Freileitungstechnologien in beiden betrachteten

Szenarien liegt vorwiegend an den erheblich geringeren Investitionen im Vergleich zur Erdverkabelung. In Summe führt der zusätzliche Netzausbau in Freileitungstechnik im Szenario EL95 zu zusätzlich erforderlichen Investitionen von 9,2 Mrd. €. Dies bedeutet eine Erhöhung von mehr als 50 % gegenüber den bereits eingeplanten Freileitungsinvestitionen von 17,0 Mrd. €. Hierbei gilt es jedoch zu diskutieren inwieweit ein zusätzlicher Netzausbau in Freileitungstechnologien über die heute bestehenden Trassen hinaus aus Akzeptanzgründen überhaupt realisiert werden kann. Eine Begrenzung des Freileitungsausbaus erfolgt im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse (vgl. Unterkapitel 8.1).

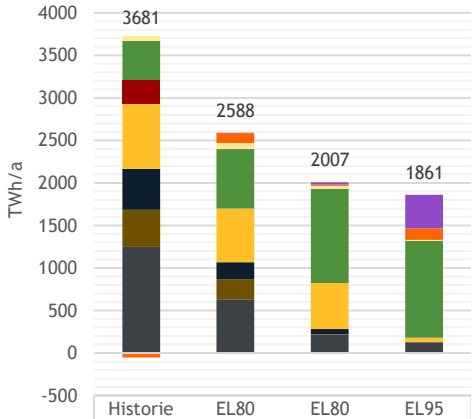
Im Bereich der Offshore-Netze sind bis 2050 zusätzliche Investitionen zwischen ca. 38 Mrd. € und 49 Mrd. € in den Elektrifizierungsszenarien zu erwarten. Der Unterschied zwischen den beiden Szenarien ergibt sich durch eine höhere installierte Leistung von Offshore-WEA von mehr als 6 GW.

6.2.6 Gesamtsystem

Erneuerbare Energien decken mehr als die Hälfte des deutschen Primärenergiemixes in 2050 in EL80

Der deutsche Primärenergieverbrauch sinkt bis 2050 gegenüber 2015 um 45%. Von den 2007 TWh an verbleibendem Primärenergieverbrauch in 2050 decken erneuerbare Energien mit 1110 TWh mehr als die Hälfte. Etwas mehr als ein Viertel wird durch Erdgas gedeckt. Der Anteil von Öl (11 %) und Kohle (3%) ist stark rückläufig gegenüber heute. Stromimporte sowie Importe von PtX tragen gemeinsam weitere 2% bei.

Keine energetische Nutzung fossiler Primärenergie mehr möglich bei einem 95%-Ziel



	Historie 2015	EL80 2030	EL80 2050	EL95 2050
Gesamt	3681	2588	2007	1861
Nettoimporte PtX	0	3	25	396
Nettoimporte Strom	-52	116	15	136
Andere	62	72	33	8
Erneuerbare	457	700	1110	1139
Uran	278	0	0	0
Gas	770	630	542	49
Steinkohle	480	199	58	4
Braunkohle	435	236	5	5
Öl	1248	632	218	124

ABBILDUNG 66: PRIMÄRENERGIEBEDARF (EL80/95)

Um bis 2050 95 % der THG-Emissionen auf dem Pfad „Elektrifizierung“ zu verringern, sinkt der Primärenergieverbrauch um etwa die Hälfte gegenüber 2015 auf etwa 1861 TWh. Mehr als 60 % werden durch heimische EE gedeckt. Ein weiterer wichtiger Baustein sind die Importe von synthetischen Brennstoffe, welche über 20 % beitragen. Weitere 7 % liefern Nettostromimporte. Nur noch 10 % der Primärenergie sind fossile Brennstoffe. Die insgesamt 182 TWh werden vollständig für die stoffliche Nutzung in der Industrie (überwiegend chemische Industrie) eingesetzt. Fossile Brennstoffe werden bei einem 95 %-Ziel in 2050 nicht mehr für die energetische Nutzung verwendet. Es ist denkbar, dass auch die verbleibenden fossilen Mengen in 2050 durch weitere PtX-Importe oder den verstärkten Einsatz strombasierter Verfahren weiter reduziert werden.

Bioenergie wird bis zur Potenzialgrenze genutzt

Die Bioenergie spielt eine wesentliche Rolle im Szenario EL80. In 2050 wird das maximale angenommene Potenzial von 310 TWh vollständig genutzt. 45% der Bioenergie wird als Biomethan unter Anderem zur Stromerzeugung in Gaskraftwerken eingesetzt. 50% der Bioenergie ist feste Biomasse zum Einsatz in Biomasse-(KWK)-Kraftwerken, Pelletöfen oder Industrieanlagen.

Im Szenario EL95 sorgen die verschärften Klimaziele für Verlagerungseffekte: Um einen klimaneutralen Verkehrssektor zu ermöglich, steigt der Bedarf von Bioenergie als flüssiger Kraftstoff gegenüber EL80 und erreicht einen Anteil von 20%. Je 40% werden gasförmig oder als feste Biomasse verfeuert.

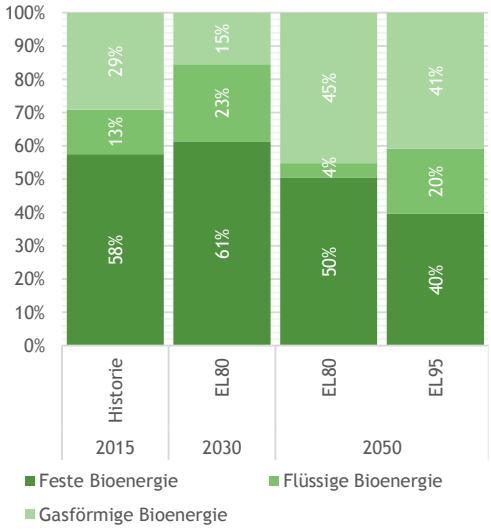
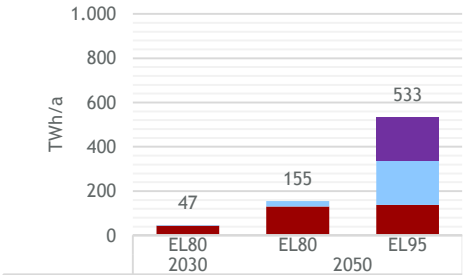


ABBILDUNG 67: BIOGENE ENERGIETRÄGER (EL80/95)

EL80-Szenario sieht in 2050 signifikanten Bedarf an synthetischen Brennstoffen – im Wesentlichen Wasserstoff



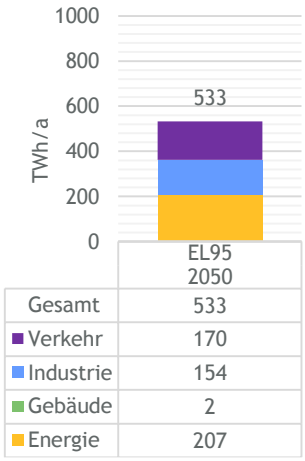
	EL80 2030	EL80 2050	EL95 2050
Gesamt	47	155	533
Nicht-EU-Ausland	0	0	196
EU-Ausland	3	25	201
Deutschland	44	130	137

ABBILDUNG 68: SYNTHETISCHE ENERGIETRÄGER NACH HERKUNFT (EL80/95)

Synthetische Brennstoffe erreichen in 2050 einen Bedarf von 155 TWh. Den größten Anteil davon bildet Elektrolyse-Wasserstoff, welcher größtenteils in Deutschland produziert wird. Entsprechend der angenommenen Entwicklungen in den Endenergieverbrauchssektoren trägt Wasserstoff bereits in 2030 etwa 45 TWh zur Bedarfsdeckung bei. Annahmegemäß dürfen ab 2030 die neu entstehenden Anwendungen von Wasserstoff (z.B. Brennstoffzellen-PKW) nur mit elektrolysebasiertem Wasserstoff versorgt werden, also nicht mit konventionellem, d.h. über Dampfreformierung hergestelltem Wasserstoff. Folglich steigt die Kapazität der Elektrolyseure auf knapp 16 GW an. Bis 2050 sind sogar knapp 60 GW an Elektrolyseuren installiert.

Im Szenario EL95 ist ein Einsatz aller synthetischen Brennstoffe (Methan, Fuels und H_2) zwingend erforderlich.

Das 95%-Klimaziel ist auch unter Annahme einer weit fortgeschrittenen Elektrifizierung nur mit dem großmaßstäbigen Einsatz aller PtX-Energieträger zu erreichen. Im Szenario EL95 erreichen synthetische Brennstoffe in 2050 einen jährlichen Bedarf von 533 TWh. Dieser Wert ist 378 TWh höher als in EL80. Neben einigen nur aufwendig zu elektrifizierenden Anwendungen in der Industrie (Bedarf: 154 TWh) oder dem Güter- und Luftverkehr (Bedarf: 170 TWh), entstehen auch im Energiesektor große Bedarfe (207 TWh), insb. zum Ausgleich der fluktuierenden Stromerzeugung aus EE. Aufgrund der weitgehenden Elektrifizierung der Heizanwendungen im Gebäudesektor werden dort lediglich 2 TWh an PtX benötigt.[138] Daher beläuft sich der Verbrauch an synthetischem Methan in 2050 auf 332 TWh. Auch synthetischer Wasserstoff (159 TWh) und synthetische Fuels (43 TWh) werden in signifikanten Mengen benötigt. 26% der Gesamtmenge werden in Deutschland produziert, im Wesentlichen Wasserstoff. Der Rest wird importiert, wobei Importe aus dem nicht-EU-Ausland und aus dem EU-Ausland etwa die gleiche Größenordnung haben.



	EL95 2050
Gesamt	533
Verkehr	170
Industrie	154
Gebäude	2
Energie	207

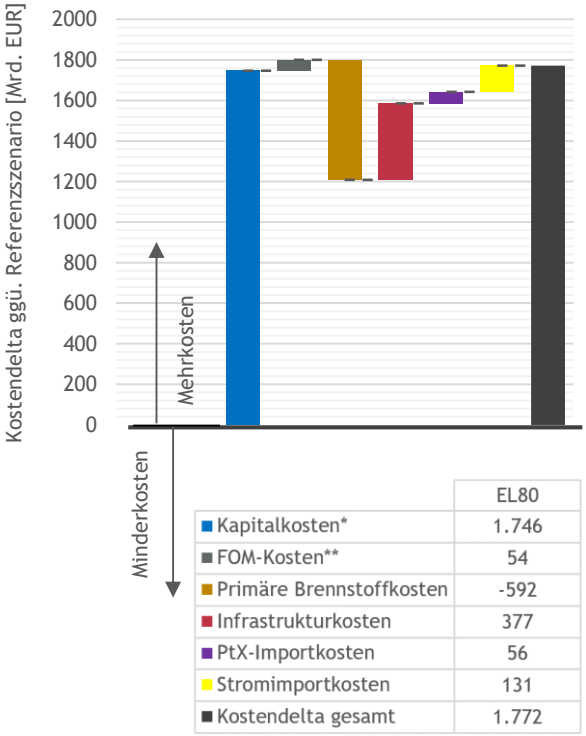
ABBILDUNG 69: SYNTHETISCHE ENERGIETRÄGER NACH SEKTOREN (EL95)

[138] In diesem Zusammenhang ist allerdings darauf hinzuweisen, dass die sektorale Verwendung synthetischer Energieträger in der Realität wesentlich komplexer ist, als sie in einem Energiesystemmodell abgebildet werden kann. Dies liegt darin begründet, dass eine Aussage über sektorale Zahlungsbereitschaften für einen spezifischen synthetischen Energieträger stark von der Wahl eines Mechanismus zur CO_2-Regulierung abhängt. Dies gilt insb. für synthetisches Methan, dass in allen Endenergieverbrauchssektoren eingesetzt werden kann. Darüber hinaus ist das vorliegende Ergebnis zur sektoralen Aufteilung getrieben durch die hohe PtX-Nachfrage aus dem Stromsektor, der neben dem sektorenübergreifenden, nationalen THG-Minderungsziel zusätzlich einem THG-Minderungsziel aus dem EU-ETS unterliegt. Aufgrund dessen hat die THG-Minderung im Energiesektor einen hohen Wert, was sich in einer überproportional hohen Nachfrage nach klimaneutralen, synthetischen Energieträgern niederschlägt.

6.2.7 Kosten

Im Szenario EL80 entstehen bis 2050 1,77 Bio. EUR an Mehrkosten gegenüber der Referenz

Die gesamten nicht-diskontierten, bis 2050 kumulierten Mehrkosten des EL80-Szenarios betragen 1,77 Bio. EUR. Größter Treiber der Mehrkosten des EL80-Szenarios im Vergleich zur Referenz sind die Kapitalkosten der zu tätigenden Investitionen in Gebäude, Fahrzeuge, Stromerzeuger oder Elektrolyseure. Sie liegen mit 1,75 Bio. EUR nur geringfügig unterhalb der gesamten nicht-diskontierten, bis 2050 kumulierten Mehrkosten. Ein weiterer Kostentreiber stellen die höheren Betriebs- und Wartungskosten der Anlagen. Diese erklären ein Kostendelta von weiteren 54 Mrd. EUR. Das Szenario EL80 ist zudem deutlich kostenintensiver (+377 Mrd. EUR) bezüglich der Vollkosten der Netzinfrastrukturen. Grund hierfür ist maßgeblich der zusätzlich Ausbau der Stromnetze. Weitere Mehrkosten entstehen durch den höheren Importbedarf von Strom (+131 Mrd. EUR) sowie klimaneutralen synthetischen Brennstoffen (+56 Mrd. EUR). Größter Vorteil des Szenario EL80 ist die Kostenersparnis bei den konventionellen Brennstoffen. Durch das hohe Maß an Energieeffizienz und die rasche Umstellung auf strombasierte Technologien sinkt der Brennstoffbedarf rapide, so dass im Vergleich zum Referenzszenario 592 Mrd. EUR gespart werden.

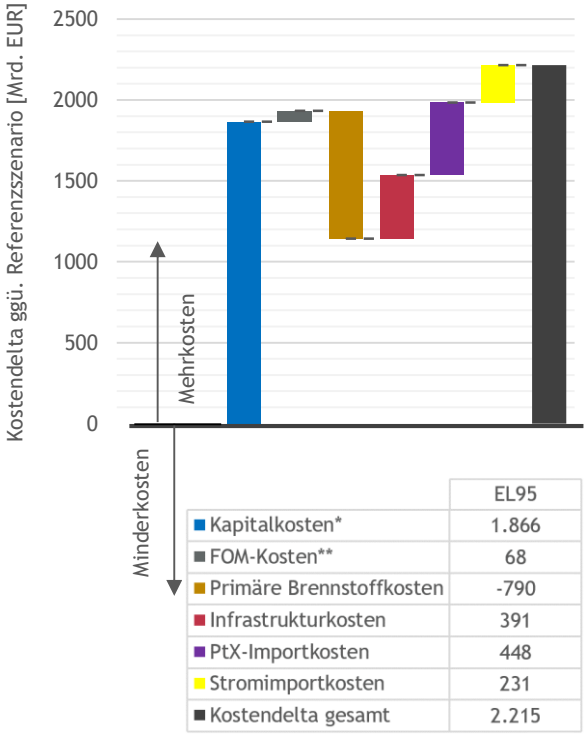


	EL80
Kapitalkosten*	1.746
FOM-Kosten**	54
Primäre Brennstoffkosten	-592
Infrastrukturkosten	377
PtX-Importkosten	56
Stromimportkosten	131
Kostendelta gesamt	1.772

ABBILDUNG 70: KOSTENDELTA EL80 GGÜ. RF

Kosten im EL95-Szenario sind deutlich höher aufgrund von Importen synthetischer Energieträger, Stromimporten und Kapitalkosten

Für das Ziel einer THG-Reduktion um 95% entstehen im Szenario EL95 bis 2050 kumuliert 2,22 Bio. EUR an zusätzlichen Kosten gegenüber dem Referenzszenario. Gegenüber dem EL80-Szenario ergeben sich Mehrkosten von 443 Mrd. EUR aufgrund drei wesentlicher Unterschiede: Erstens sind die Importe synthetischer Energieträger im 95%-Szenario sehr viel höher, was 392 Mrd. EUR an zusätzlichen Kosten versuracht. Zweitens schlagen höhere Kapitalkosten insbesondere im Gebäudesektor mit 122 Mrd. EUR zu Buche. Drittens sind auch die Kosten für Stromimporte um 100 Mrd. EUR höher. Auf der anderen Seite ist der Bedarf an konventionellen Brennstoffen deutlich geringer als in EL80, so dass 198 Mrd. EUR an Kosten zusätzlich vermieden werden.



	EL95
Kapitalkosten*	1.866
FOM-Kosten**	68
Primäre Brennstoffkosten	-790
Infrastrukturkosten	391
PtX-Importkosten	448
Stromimportkosten	231
Kostendelta gesamt	2.215

ABBILDUNG 71: KOSTENDELTA EL95 GGÜ. RF

6.3 Technologiemixszenarien

6.3.1 TM80 und TM95 im Überblick

Technologiemix	2015	2030	2050 (80%)	2050 (95%)
Entwicklungen THG-Emissionen				
Gesamt (Mio. t CO_2ä)	908	561	250	64
Gebäude	124	98	40	0
Industrie	182	165	134	27
Verkehr	164	125	21	0
Energie	355	90	3	0
Andere	83	83	51	37
Reduktion ggü. 1990 (%)	27%	55%	80%	95%
Entwicklungen im Gebäudesektor[139]				
Endenergieverbrauch (TWh)	998	763	532	523
Öl	208	110	44	41
Gas	396	286	151	141
Strom	213	230	234	240
Reduktion ggü. 2015 (%)	0%	24%	47%	48%
Sanierungsrate Hülle (%/a)	1,0%	1,4%	1,4%	1,4%
Sanierungsrate Anlagen (%/a)	< 3,5%	> 3,5%	> 3,5%	> 3,5%
Anzahl Wärmepumpen (Mio. Stk.)	0,5	3,4	6,5	7,4
Leistung Wärmepumpen (GW_{th})	5,7	32,8	50,4	57,8
Anzahl Gasheizungen (Mio. Stk.)	10	9,3	7,1	6,4
Anzahl Ölheizungen (Mio. Stk.)	6,2	4,5	3,2	2,9
Entwicklungen im Industriesektor				
Endenergieverbrauch (TWh)	823	800	741	673
Gas	200	234	255	254
Strom	286	271	248	239
Reduktion ggü. 2015 (%)	0%	2,7%	9,9%	18%
Effizienzfortschritt ggü. 2015 (%)	0%	12%	28%	33%
Effizienzfortschritt ggü. 2015 (TWh)	0	106	282	339
Nicht-energetischer Verbrauch (TWh)	265	255	226	245
Entwicklungen im Verkehrssektor				
Endenergieverbrauch (TWh)	698	553	401	401

[139] Sanierungsraten, Anzahl und Leistung beziehen sich nur auf Wohngebäude.

Mineralölprodukte	683	359	129	129
CNG/LNG/H_2	3,5	122	185	185
Strom	11	72	86	86
Reduktion ggü. 2015 (%)	0,0%	21%	43%	43%
Anzahl PKW (Mio. Stk.)	44,7	44,7	42,5	42,5
Benzin/Diesel	44,3	13,5	0,0	0,0
CNG/LNG/H_2	0,3	9,1	14,5	14,5
Elektrisch (BEV/PHEV)	0,1	22,1	28,1	28,1
Anzahl LKW/LNF (Mio. Stk.)	2,8	3,2	3,3	3,3
Benzin/Diesel	2,7	1,6	0,1	0,1
CNG/LNG/H_2	0,0	0,7	1,7	1,7
Elektrisch (BEV/PHEV)	0,0	0,9	1,4	1,4
Entwicklungen im Energiesektor				
Stromnachfrage (TWh)	567	699	809	837
Erzeugung (TWh)	604	590	813	847
Braunkohle/Steinkohle	250	93	0	0
Gas	60	56	69	74
Erneuerbare	179	431	740	769
Importsaldo (TWh)	-52	92	-22	-29
Bedarf an gesicherter Leistung (GW)	84	99	102	101
Kapazitäten (GW)	192	285	417	424
Braunkohle/Steinkohle	45	20	7	7
Gas	30	56	59	57
Speicher/Biomasse/Wasserkraft	19	25	34	35
Wind/Photovoltaik	81	171	303	310
Entwicklungen im Gesamtsystem				
Primärenergieverbrauch (TWh)	3681	2644	2069	2007
Öl	1248	692	231	99
Gas	770	804	609	141
Erneuerbare	457	678	999	1029
PtX-Importe	0	1	152	744
Reduktion ggü. 2015 (%)	0,0%	28,2%	43,8%	45,5%
Einsatz von PtX (TWh)	0	46	294	908
Heimische Produktion	0	46	142	164
EU-Importe	0	1	151	199
Nicht-EU-Importe	0	0	0	545

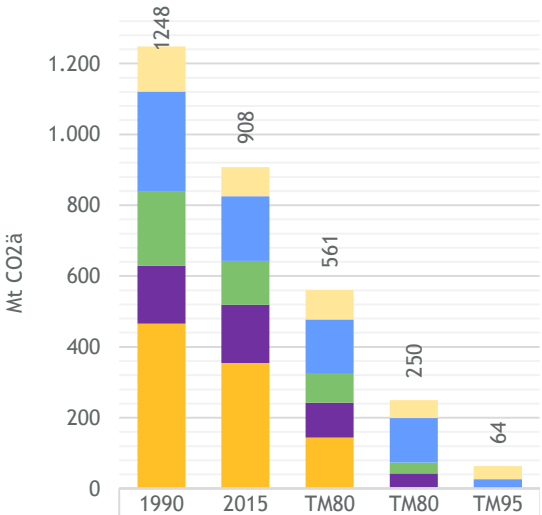
6.3.2 Treibhausgasemissionen

Ein Technologiemix in den Endverbrauchssektoren bedarf bei einem 80%-Ziel eines nahezu klimaneutralen Energiesektors in 2050.

Das Szenario TM80 erreicht per Definition alle Klimaziele der Jahre 2030 (-55%), 2040 (-70%) und 2050 (-80%).
Der Energiesektor leistet die in absoluten und relativen Größen größten THG-Minderungen: 2030 stößt er noch 144 Mio. t CO_2ä aus, was mit etwa 59% Reduktion mehr als eine Halbierung gegenüber 2015 bedeutet. Zwischen 2015 und 2030 spart der Energiesektor also jährlich 14 Mio. t CO_2ä ein. Bis 2050 ist der Energiesektor nahezu klimaneutral und verringert seine Emissionen um 99% gegenüber 2015. Zwischen 2015 und 2030 leistet der Verkehrssektor die zweitgrößten Minderungen – 40% bis 2030 und 76% bis 2050. Der Gebäudesektor reduziert seinen THG-Ausstoß im gleichen Zeitraum um 35% bis 2030 und 76% bis 2050, während die Industrie mit 15% bis 2030 und 31% bis 2050 den geringsten Minderungsbeitrag leistet.
Verglichen mit den sektoralen Zielen für 2030 entsprechend Klimaschutzplan mindert die Energiewirtschaft im Szenario TM80 etwa 39 Mio. t CO_2ä mehr. Gebäudesektor (+9 Mio. t CO_2ä), Verkehrssektor (+1 Mio. t CO_2ä) und Industrie (+11 Mio. t CO_2ä) sowie Landwirtschaft und Andere (+18 Mio. t CO_2ä) überschießen die sektoralen Ziele des Jahres 2030 dagegen jeweils.

Klimaneutralität in Energie-, Gebäude- und Verkehrssektor durch große Mengen an synthetischen Brennstoffen für 95%-Ziel erforderlich

Das Szenario TM95 erreicht per Definition alle Klimaziele der Jahre 2030 (-55%), 2040 (-75%) und 2050 (-95%). Die Ziele für 2040 und 2050 sind um 5 bzw. 15 Prozentpunkte ambitionierter als jene des Szenarios TM80.
Zum Erreichen der verschärften Minderungsziele von 95% auf 80% in 2050 in den TM-Szenarien leistet der Industriesektor mit zusätzlich eingesparten 100 Mio t CO_2ä den mit Abstand größten Beitrag. Gebäude- und Verkehrssektor müssen aufgrund der strengeren 95%-Klimaziele 39 bzw. 30 Mio t CO_2ä mehr einsparen. Der Energiesektor, welcher auch im TM80-Szenario in 2050 nahezu klimaneutral ist, mindert um zusätzliche 4 Mio t CO_2ä.
Die Sektoren Energie, Verkehr und Gebäude sind damit in 2050 vollständig klimaneutral, was auf den verstärkten Einsatz von klimaneutralen synthetischen Brennstoffen zurückzuführen ist. Die Industrie erreicht ihre THG-Minderung nur durch signifikante Innovationen bei den Prozessrouten.



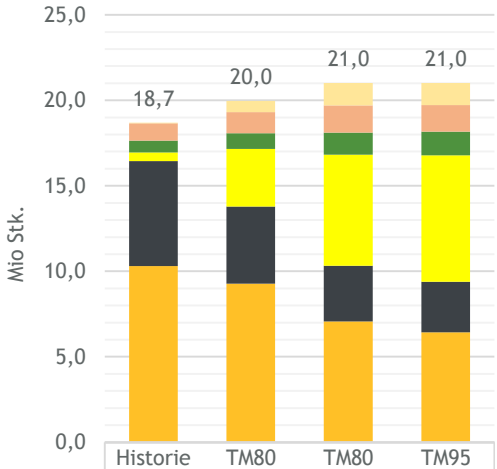
	1990	2015	TM80	TM80	TM95
	Historie		2030	2050	
Andere	127	83	83	51	37
Industrie	283	182	154	126	27
Gebäude	209	124	81	30	0
Verkehr	163	164	99	39	0
Energie	466	355	144	4	0
Summe	1248	908	561	250	64

ABBILDUNG 72: THG-EMISSIONEN (TM80/95)

6.3.3 Endenergieverbrauchssektoren

Gebäude: Vielfältiges Bild an Technologien und Energieträgern bei steigender Gebäude- und Geräteeffizienz

Im Szenario TM80 sinkt der Endenergieverbrauch des Gebäudesektors ggü. 2015 bis 2030 um 15% und bis 2050 um 41%. Insbesondere die Verbräuche an Gas und Öl sind rückläufig und erreichen in 2050 nur noch 45% bzw. 24% ihres 2015er-Ausgangsniveaus. Ursächlich für den Rückgang ist einerseits ein Anstieg der Sanierungsrate auf 1,4%, andererseits die beschleunigte Umrüstung auf energieeffizientere Technologien wie z.B. moderne Gas- und Ölheizungen oder Wärmepumpen.
Ein Blick auf die Beheizungsstruktur bei den Wohngebäuden verdeutlicht diesen Zusammenhang:



	Historie 2015	TM80 2030	TM80 2050	TM95 2050
Gesamt	18,7	20,0	21,0	21,0
Andere	0,0	0,6	1,3	1,3
Fernwärme	1,0	1,2	1,6	1,5
Pellet	0,7	0,9	1,3	1,4
El. WP	0,5	3,4	6,5	7,4
Öl	6,2	4,5	3,2	2,9
Gas	10,3	9,3	7,1	6,4

ABBILDUNG 73: ANZAHL HEIZUNGSSYSTEME (TM80/95)

Auch wenn der Verbrauch bei Gas und Öl stark rückläufig ist, sind Gas- und Ölheizungen in 2030 immer noch in 69% der Gebäude das primäre Heizsystem. Auch in 2050 werden in TM80 noch 10,3 Mio. Gebäude durch sie beheizt (49%). Wärmepumpen bilden bereits in 2030 in 3,4 Mio. Gebäuden das primäre Heizsystem. Dies entspricht einem Zuwachs von mehr als 260.000 Geräten pro Jahr. Bis 2050 steigt die Anzahl auf in TM80 6,5 Mio. (50,4 GW_{th}), so dass Wärmepumpen dann 31% aller Wohngebäude beheizen.
Für die Nichtwohngebäude ergeben sich ähnliche Tendenzen: Der Endenergieverbrauch sinkt bis 2050 um ein Drittel. Während der Stromverbrauch durch eine zunehmende Elektrifizierung steigt (+24%), sind die Energieverbräuche bei Gas (-63%) und Öl (-79%) stark rückläufig. Auch hier gilt, dass die Gebäude- und Anlageneffizienz ein starker Treiber der Reduktion ist, während die Anzahl der gas- und ölbeheizten Nichtwohngebäude auf vergleichsweise hohem Niveau verbleibt.
Im Szenario TM95 ist eine ähnliche Entwicklung unterstellt. Wesentlicher Unterschied ist eine stärkere Nutzung von Strom zur Wärmegewinnung. Die Anzahl der Wohngebäude mit Wärmepumpe steigt auf 7,4 Mio. (57,8 GW_{th}) bis 2050 an.

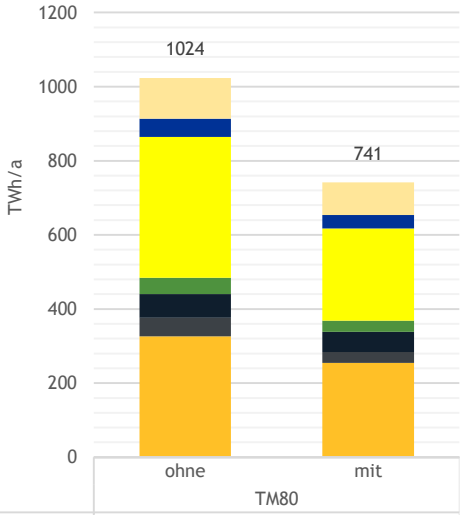
Industrie: Energieeffizienz steigt und Gase gewinnen im Energiemix an Bedeutung

Der Endenergiebedarf in der Industrie sinkt im Szenario TM 80 bleibt der trotz eines angenommenen Wachstums bei der Bruttowertschöpfung von durchschnittlich 1% p.a. Der Endenergieverbrauch in 2050 von 741 TWh ist um 10% niedriger als im Jahr 2015 (823 TWh). Fortschritte bei der Energieeffizienz bewirken, dass der eigentlich durch das Wirtschaftswachstum steigende Energiebedarf überkompensiert wird. Da ohne die angenommenen Effizienzgewinne der

Endenergieverbrauch in 2050 bei ca. 1024 TWh läge, vermeiden die Effizienzfortschritte in der Industrie im Szenario TM80 einen Energieverbrauch von 283 TWh.

Im Energiemix der Industrie (energetischer Verbrauch) wächst die Bedeutung von Gasen, d. h. Methan, aber zunehmend auch Wasserstoff: bis 2030 steigt der Gasbedarf von heute ca. 200 TWh auf 234 TWh und Wasserstoff deckt 19 TWh des Energiebedarfs. Bis 2050 setzt sich dieser Trend fort. Der Gasbedarf steigt auf 255 TWh, der Bedarf an Wasserstoff steigt auf 37 TWh. Der Einsatz von Öl und Kohle in der Industrie sinkt bis 2050 um 55% oder 118 TWh. Auch die Stromnachfrage sinkt um 38 TWh, was die Folge kontinuierlicher Verbesserungen bei der Energieeffizienz ist.

Der nicht-energetische Verbrauch sinkt bis 2050 um 15%. Auch die Zusammensetzung der Energieträger ändert sich. Durch eine zunehmende Umstellung von öl- auf gasbasierte Steamcracker zur Ethylen-Produktion steigt im Zeitraum 2015 bis 2050 der nicht-energetische Gasbedarf von 31 TWh auf 122 TWh, wohingegen der nichtenergetische Mineralölbedarf von 229 TWh auf 99 TWh sinkt.



TM80	ohne	mit
Andere	110	87
Wasserstoff**	49	37
Strom	380	248
Erneuerbare	44	30
Kohle	63	55
Öl**	50	29
Gas**	326	255
Gesamt	1024	741

ABBILDUNG 74: WIRKUNG ENERGIEEFFIZIENZ IN DER INDUSTRIE IN 2050 (TM80)

Industrie: Weitere Energieeinsparungen und mehr Wasserstoffeinsatz im TM95-Szenario

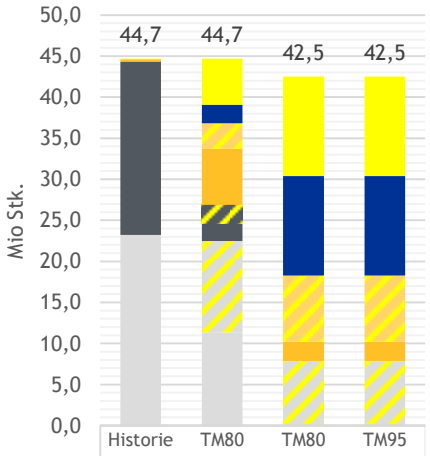
Der Energieverbrauch der Industrie sinkt durch weitere Effizienzgewinne im Szenario TM95 etwas stärker ab als in TM80. In 2050 werden 673 TWh verbraucht, 69 TWh weniger als in TM80. Durch die Umstellung einiger Prozessrouten bis 2050 verändert sich auch der Energiemix ggü. TM80. Beispielsweise wird die Nutzung von metallurgischer Kohle in der Stahlindustrie fast vollständig heruntergefahren und durch Wasserstoffstahl ersetzt. Der Wasserstoffbedarf wächst bis 2050 auf 64 TWh, 27 TWh mehr als in TM80.

Bezüglich des nicht-energetischen Verbrauchs unterscheidet sich das Szenario TM95 in einem Aspekt. Die Ammoniak-Herstellung, welche in TM80 zum Teil auf Erdgas basiert und zu Prozessemissionen führt, erfolgt zunehmend auf Basis der Methan-Pyrolyse, welche Erdgas in festen Kohlenstoff und Wasserstoff umwandelt. Folglich ist der nicht-energetische Erdgas-Einsatz im Szenario TM95 ca. 20 TWh höher als in TM80.

Verkehr: CNG, LNG, Wasserstoff und Strom gewinnen an Bedeutung

Im Szenario TM80 sinkt die Endenergienachfrage des Verkehrssektors von 698 TWh in 2015 bis auf 401 TWh in 2050 (-43%). Für die meisten Verkehrsträger wird mit einer steigenden Verkehrsnachfrage gerechnet. Trotzdem bedingen zwei gegenläufige Trends den stark sinkenden Energiebedarf: Erstens steigt die Energieeffizienz der Fahrzeuge signifikant an. Je nach

Fahrzeugtyp wird zwischen 20% und 30% weniger Energie pro Fahrzeug-Kilometer verbraucht als noch in 2015. Zweitens verdrängen E-PKW, d.h. rein batterieelektrische Fahrzeuge und Plugin-Hybride, konventionelle PKW nahezu vollständig bis 2050, was einen geringeren Endenergieverbrauch bedeutet. Die Stromnachfrage wächst bis 2050 auf 86 TWh. Ölbasierte Kraftstoffe werden nur noch zu geringen Teilen im PKW-Verkehr, sowie verstärkt im Güterverkehr, Luft- und Schifffahrt genutzt. Ihre Nachfrage sinkt gegenüber heute um 81% bis 2050. Der Einsatz von Methan (CNG, LNG sowie später deren klimaneutrale Pendants) steigt bis auf 93 TWh, insbesondere bedingt durch den Güterverkehr. Wasserstoff gewinnt ebenfalls deutlich an Bedeutung – der Verbrauch wächst bis 2050 auf 92 TWh.



	Historie 2015	TM80 2030	TM80 2050	TM95 2050
Gesamt	44,7	44,7	42,5	42,5
PKW BEV	0,1	5,6	12,1	12,1
PKW H2 FCV	0,0	2,2	12,1	12,1
PKW Methan PHEV	0,0	3,1	8,1	8,1
PKW Methan	0,3	6,8	2,3	2,3
PKW Diesel PHEV	0,0	2,2	0,0	0,0
PKW Diesel	21,1	2,2	0,0	0,0
PKW Benzin PHEV	0,0	11,1	7,9	7,9
PKW Benzin	23,2	11,3	0,0	0,0

ABBILDUNG 75: ANZAHL PKW (TM80/95)

Bei den PKW wird ein sehr starkes Marktwachstum bei den primär elektrisch betriebenen PKW (BEV und Diesel-/Benzin-/Methan-PHEV) auf 22 Mio. in 2030 bzw. auf 28,1 Mio. in 2050 unterstellt. Dies bedeutet ein durchschnittliches Marktwachstum von 2 Mio Fahrzeugen zwischen 2020 und 2030. Eine Vielzahl dieser E-PKW (je etwa 16 Mio. in 2030 und 2050) sind PHEV. Bis 2050 verdrängen die E-PKW (inkl. PHEV) die heute vorherrschenden Benzin- und Diesel-PKW, deren Anzahl auch bis 2030 bereits auf 13,5 Mio. sinkt (ggü. 44,3 Mio. in 2015), vollständig. CNG-PKW, in Form von Hybridlösungen, erreichen in 2050 eine Anzahl von 10,4 Mio. Wasserstoff-PKW erreichen in 2050 einen Marktanteil von 12,1 Mio.

Im Straßengüterverkehr werden Wasserstoff und Methan (LNG, CNG und deren klimaneutrale Alternativen) die wichtigsten Energieträger. Bei den leichten Nutzfahrzeugen werden die heute vorherrschenden Diesel primär durch batterieelektrische, methan- und wasserstoffbetriebene Fahrzeuge verdrängt. Bei den schwereren Nutzfahrzeugen (>3,5 t) sinkt die Anzahl der Diesel-LKW ebenfalls stark von ca. 0,7 Mio. in 2015 auf 0,13 Mio. in 2050. In dieser Fahrzeugklasse stellen Wasserstoff-LKW in 2050 den größten Anteil mit ca. 0,28 Mio, gefolgt von Methan-LKW (0,27 Mio.). Etwa 0,1 Mio. batterieelektrische LKW sorgen für eine steigende Stromnachfrage aus dem Güterverkehr.

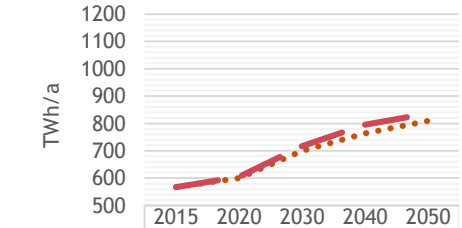
Für Binnenschifffahrt, Schienenverkehr und Luftfahrt bleiben Diesel bzw. Kerosin die wesentlichen Energieträger. Alternative Energieträger wie LNG oder Wasserstoff drängen dabei aber zunehmend in den Energiemix.

Das Szenario TM95 unterstellt den gleichen Transformationspfad. Allerdings ändern sich, wie später diskutiert wird, die THG-Intenstitäten der Energieträger, z.B. durch mehr erneuerbare Energien in der Stromerzeugung.

6.3.4 Energiesektor

Deutsche Stromnachfrage steigt um etwa 43% bis 2050 im Szenario TM80

Im Szenario TM80 erreicht die Stromnachfrage (inkl. Leitungsverluste und Stromverbrauch durch Elektrolyseure) in 2050 einen Wert von 809 TWh. Dies entspricht einem Anstieg von 43%. Bereits in 2030 ist die Stromnachfrage 130 TWh höher als 2015. Das Nachfragewachstum wird zum einen durch die Entwicklungen im Verkehrssektor getrieben, der bis 2030 um 60 TWh und bis 2050 um 75 TWh mehr an Strom beansprucht. Zweiter wesentlicher Treiber der Stromnachfrage ist die heimische PtX-Produktion. In 2030 werden 55 TWh an Strom in Elektrolyseuren verbraucht, in 2050 sind es 162 TWh. Ein Teil dieser Strommengen sind Erzeugungsspitzen aus der Windenergie, welche nicht ins Stromnetz eingespeist werden, sondern dem Gasnetz in Form von elektrolysebasiertem Wasserstoff. Die Stromnachfrage aus dem Gebäudesektor steigt bis 2030 um 17 TWh leicht an, da eine zunehmende Elektrifizierung angenommen. Bis 2050 bleibt diese auf einem ähnlichen Niveau. Die Stromnachfrage des Industriesektors ist entsprechend der angenommenen Energieeffizienzfortschritte leicht rückläufig.



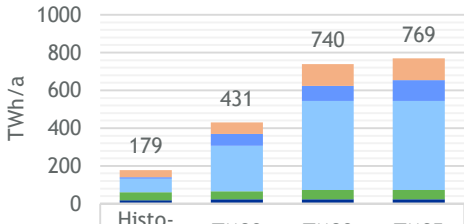
	2015	2020	2030	2040	2050
TM80	567	600	699	764	809
TM95	567	605	717	796	837

ABBILDUNG 76: STROMNACHFRAGE

95%-Ziel bedingt höhere Stromnachfrage durch mehr heimische PtX-Produktion

Wesentlicher Unterschied zwischen den Szenarien TM95 und TM80 ist der Strombedarf zur heimischen PtX-Produktion. Dieser ist in TM95 in 2050 etwa 30 TWh höher. In den anderen Sektoren ergeben sich ähnliche Bedarfe. Damit beträgt die Stromnachfrage in 2050 rund 837 TWh, was einem Anstieg von 48% gegenüber 2015 entspricht.

Erneuerbare Stromerzeugung wächst um den Faktor 2,4 bis 2030 und 4,1 bis 2050



	Histo-rie	TM80	TM80	TM95
	2015	2030	2050	
Gesamt	179	431	740	769
Photovoltaik	39	62	116	116
Wind Offshore	8	62	80	110
Wind Onshore	71	241	471	471
Biomasse/Biogas	42	42	49	49
Wasserkraft	19	24	24	24

ABBILDUNG 77: EE-STROMERZEUGUNG (TM80/95)

Die EE-Stromerzeugung erreicht in 2030 einen Wert von 431 TWh, vervielfacht sich damit gegenüber 2015 um den Faktor 2,4. Zentrale Ursachen sind die nationalen Klimaziele, der Stromnachfrageanstieg, die EE-Ausbauziele, der Kernenergieausstieg sowie steigende Volllaststunden aufgrund modernerer Anlagentechnik. Den größten Beitrag leistet die Stromerzeugung aus Wind Onshore-Stromerzeugung (+170 TWh), gefolgt von Wind Offshore (+54 TWh) und PV (+24 TWh). Diese Zahlen werden bedingt durch einen jährlichen Nettoausbau von durchschnittlich etwa 3,5 GW

(Wind Onshore), 0,8 GW (Wind Offshore) und 1,8 GW (PV).
Bis 2050 erreicht die Stromerzeugung aus EE etwa 740 TWh, das 4,1-fache des 2015er Wertes. Den größten Teil der EE-Erzeugung trägt auch in 2050 Wind Onshore bei mit 471 TWh, was mehr als 6,5 Mal so viel ist wie in 2015. Mit einer Kapazität von 171 GW werden die angenommenen Ausbaupotenziale von 179 GW fast erreicht. Die Kapazitäten an PV verdreifachen sich gegenüber 2015 und erreichen 114 GW. Dies entspricht einer jährlichen Stromerzeugung von 116 TWh. Mit 168 TWh leistet die PV damit einen signifikanten Beitrag zur Stromerzeugung. Wind Offshore Anlagen generieren 80 TWh mit einer Kapazität von 19 GW.

Höhere EE-Erzeugung für 95%-Ziel in 2050 erforderlich

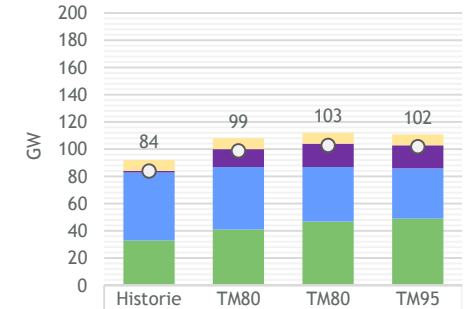
Im TM95-Szenario beträgt die EE-Stromerzeugung in 2050 etwa 769 TWh, was etwa 30 TWh höher ist als in TM80. Wegen der ambitionierteren Klimaziele von 95% THG-Minderung und der insgesamt höheren Stromnachfrage (u.a. durch PtX) wird in 2050 mehr Kapazität an Wind Offshore (+8 GW gegenüber TM80) benötigt. Deutschland bleibt in 2050 ebenfalls Nettoexporteur von Strom mit einem Exportüberschuss von 29 TWh.

Kohleverstromung sinkt bis 2030 um über 60% und verschwindet bis 2050 vollständig.

Das Szenario TM80 verlangt bereits bis 2030 einen drastischen Wandel bei der konventionellen Stromerzeugung: Die Nettostromerzeugung aus Braun- und Steinkohlekraftwerken sinkt bis 2030 auf 93 TWh, was einem Rückgang von 63% gegenüber 2015 entspricht. Die Gasverstromung bleibt in etwa auf dem aktuellen Niveau. In 2050 tragen Kohlekraftwerke keine relevanten Mengen mehr zur Stromerzeugung bei. Dagegen erzeugen Gaskraftwerke etwa 69 TWh. Dabei kommt allerdings kein Erdgas zum Einsatz, sondern klimaneutrale Gase, wie synthetisches Methan (56 TWh) und Biomethan (14 TWh).

Bedarf an gesicherter Leistung steigt um 20%

Der Bedarf an Spitzenleistung erhöht sich gegenüber 2015 (84 GW) auf 99 GW in 2030 bzw. 102 GW in 2050. Die zunehmende Zahl der Elektroanwendungen (z.B. E-Fahrzeuge, Wärmepumpen) in den Sektoren Gebäude und Verkehr treibt diesen Bedarf. Obwohl für diese Sektoren ein hohes Maß an Lastglättung angenommen wird, z.B. durch intelligentes Laden bei E-PKWs, ergibt sich insgesamt ein höherer Leistungsbedarf. Die Stromnachfrage des Industriesektors sinkt aufgrund angenommener Effizienzfortschritte. Folglich sinkt auch der Bedarf an gesicherter Leistung aus diesem Sektor.



	Historie 2015	TM80 2030	TM80 2050	TM95 2050
Andere	8	8	8	8
Verkehr	1	13	17	17
Industrie	50	46	40	37
Gebäude	33	41	47	49
Saldo*	84	99	103	102

ABBILDUNG 78: JAHRESHÖCHSTLAST (TM80/95)

Gasbefeuerte Erzeugungsanlagen sichern einen Großteil des Leistungsbedarfs

Neben dem Kernenergieausstieg ist in 2030 ein Rückgang der Stein- und Braunkohlekapazitäten zu kompensieren. Da bei einer Umsetzung des nationalen Klimaziels (z.B. über einen nationalen CO_2-Preis) ein Betrieb vieler Kraftwerke unwirtschaftlich wäre, sind in 2030 nur mehr 21 GW an Stein- und Braunkohlekraftwerken im Markt (2015: 45 GW). Dies sorgt in 2030 für einen Bedarf an gasbefeuerten Erzeugungsanlagen (z.B. Gaskraftwerke oder kleinere dezentralere Anlagen) von etwa 56 GW. Bis 2050 ersetzen weitere 3 GW an Gaskraftwerken Teile des fortschreiten Rückganges der Kohlekraftwerke (-14 GW ggü. 2030). Die verbleibenden Kohlekraftwerke sind in erster Linie Reservekraftwerke. Die Gaskraftwerkskapazitäten sowohl zur Absicherung der Jahreshöchstlast als auch Stromerzeugung verwendet. Speicherkapazitäten (15 GW) tragen gemeinsam mit Wasserkraft, Biomasse und nachfrageseitiger Laststeuerung weitere 35 GW Kapazität bei.
Gaskraftwerke liefern zudem in einer zweiwöchigen kalten Dunkelflaute mit einer durchschnittlichen Leistung von etwa 45 GW etwa die Hälfte der benötigten Strommengen.
Für die Szenarien TM95 und TM80 ergeben sich sehr ähnliche Ergebnisse hinsichtlich des Bedarfs und der Deckung der gesicherten Leistung. Da die Transformationspfade der Sektoren Verkehr, Gebäude und Industrie in beiden Szenarien recht ähnlich sind, ist es auch die Endenergienachfrage und damit deren Zeitstruktur.

In 2030 sind deutliche Stromimportüberschüsse zu erwarten, in 2050 wird Deutschland wieder Nettoexporteur.

In 2030 importiert der deutsche Strommarkt 92 TWh mehr als er exportiert. Die aktuell zum Teil deutlichen Exportüberschüsse gehören damit der Vergangenheit an. Die Gründe: Die nationalen Klimaziele sorgen im TM80-Szenario für einen Rückgang der Kohleverstromung um mehr als 60%. Daneben bedingen der Ausstieg aus der Kernenergie und eine steigende Stromnachfrage, dass ein deutlicher Anstieg der Stromimporte notwendig wird. In 2050 wird Deutschland wieder Nettoexporteur von Strom mit einem leichten Exportüberschuss von 22 TWh.

ABBILDUNG 79: NETTOSTROMIMPORTE (TM80/95)

6.3.5 Stromnetze[140]

6.3.5.1 Verteilnetz

Die angenommene breite Variation der eingesetzten Technologien und Energieträger in den Technologiemixszenarien führt zu einem sehr hohen Zuwachs an DEA insbesondere in Form von WEA. Signifikant ist in diesen Szenarien zudem der Zubau neuer Lasten (siehe Kapitel 5 und 6.3). Diese führen in Kombination mit dem Zubau von PV-Anlagen in beiden Szenarien zu einem hohen Investitionsbedarf in der NS-Ebene. In Abbildung 80 werden die Investitionsbedarfe der Szenarien in den einzelnen Strukturklassen dargestellt. Demnach liegt in beiden Szenaren mit 67,9 Mrd. € bzw. 72,8 Mrd. € der Investitionsschwerpunkt im Bereich der NS-Ebene. Die zu erwartenden Investitionen in der MS-Ebene belaufen sich sowohl im Szenario TM95 als auch im Szenario TM80 auf 26,3 Mrd. €. Im Bereich der HS-Ebene ist in beiden Szenarien ein Bedarf von 52,0 Mrd. € zu erwarten.

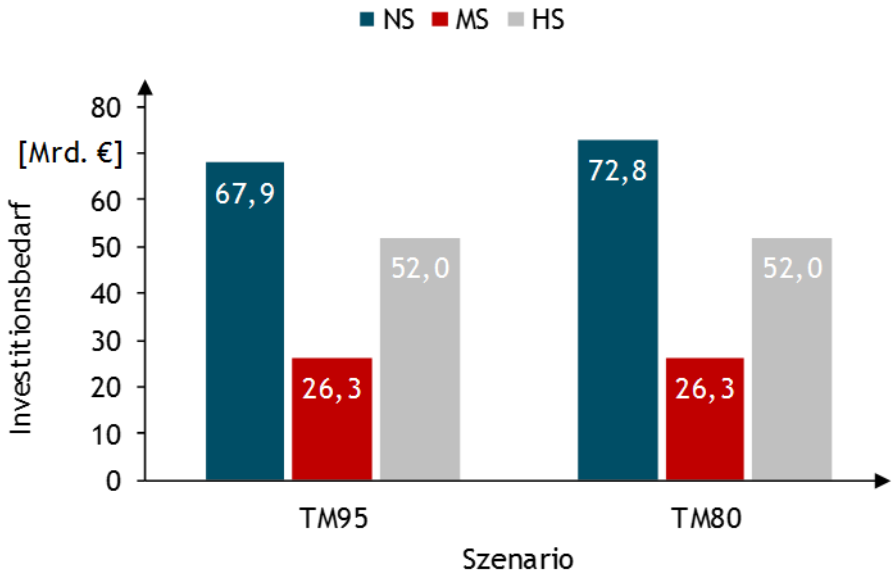


ABBILDUNG 80: INVESTITIONSBEDARF BIS 2050 IM VERTEILNETZ FÜR DIE TECHNOLOGIEMIXSZENARIEN

Die Unterschiede zwischen den beiden Szenarien im Bereich der NS-Ebene liegen in einer höheren Zubauleistung von WP im Szenario TM80 gegenüber dem Szenario TM95 begründet. Hierbei gilt es zu beachten, dass die installierte Leistung von WP im Szenario TM80 gegenüber dem Szenario TM95 größer ist, wenngleich die Anzahl an Wärmepumpen geringer ist. Dies liegt insbesondere in der Tatsache begründet, dass im Szenario TM80 von einem höheren thermischen Energiebedarf und gleichzeitig von einem weniger verbreiteten Einsatz von WP ausgegangen wird. Bei der Interpretation der Ergebnisse muss jedoch beachtet werden, dass sich die resultierenden Investitionen immer aus der gesamten Versorgungsaufgabe des Netzgebietes ergeben. Daher kann

[140] Autor: ef.Ruhr.

der sich hieraus ergebene Unterschied im Investitionsbedarf nicht alleine auf den WP-Zuwachs zurückgeführt werden. Vielmehr ergibt sich der Investitionsunterschied aus der veränderten kumulierten Versorgungsaufgabe und ist nicht einem einzelnen Treiber zuzuordnen.

Die gleichbleibenden Investitionen in der MS-Ebene sind darauf zurückzuführen, dass sich die ergebende Versorgungsaufgabe im Vergleich der beiden Szenarien ähnelt. Der erforderliche Netzausbau beinhaltet alleine durch den Einsatz von Standardbetriebsmitteln immer eine gewisse zusätzliche Aufnahmekapazität für neue Lasten und Einspeiser. Unter anderem führt dieser Effekt dazu, dass im Vergleich der Szenarien kein weiterer Netzausbau durch eine geringe Veränderung der installierten WP-Leistung erforderlich ist.

6.3.5.2 Übertragungsnetz

In den Technologiemixszenerien gilt es eine Vielzahl verschiedener Erzeugungstechnologien auch in das Übertragungsnetz zu integrieren. Die erforderlichen Investitionen bis zum Jahr 2050 sind in Abbildung 81 aufgeführt. So führt die Einhaltung des Treibhausgasminderungsziels von 95 % zu zusätzlichen Investitionen in Freileitungstechnik gegenüber den bereits geplanten Maßnahmen des NEP von 7,4 Mrd. €.

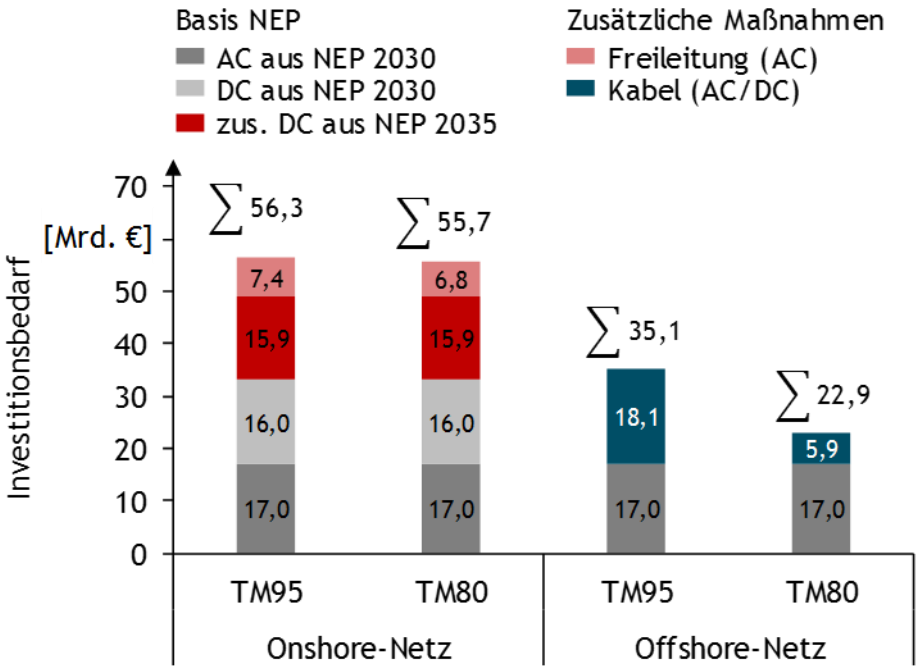


ABBILDUNG 81: INVESTITIONSBEDARF BIS 2050 IM ÜBERTRAGUNGSNETZ FÜR DIE TECHNOLOGIEMIXSZENARIEN

Zur Einhaltung des 80 % Zieles sind hingegen zusätzliche Investitionen von 6,8 Mrd. € erforderlich. Analog zur Beschreibung der Elektrifizierungsszenarien gilt es jedoch zu beachten, dass im Rahmen des NEP alleine ca. 32 Mrd. € für DC-Maßnahmen angesetzt werden. Die zusätzlich erforderlichen AC-Maßnahmen sind hingegen deutlich weniger kapitalintensiv pro Leitungslänge. Daher ergeben sich kumuliert zusätzliche Investitionen im einstelligen Milliardenbereich.

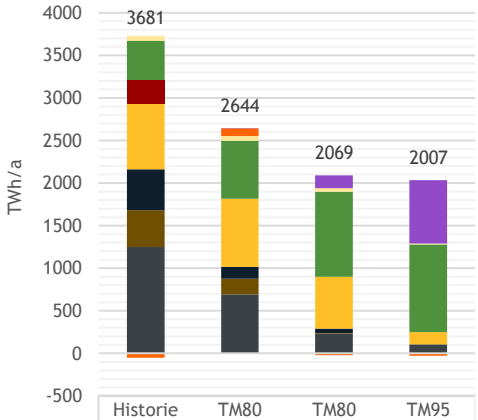
Im Bereich der Anbindung von Offshore-WEA ergibt sich eine Differenz zwischen den beiden Technologiemixszenarien von ca. 12 Mrd. €. Der deutliche Unterschied im Vergleich zu den Investitionen im Bereich des Onshore-Netzes ergibt sich aufgrund der höheren Investitionen pro Leitungslänge durch die Verkabelung der entsprechenden Trassen.

6.3.6 Gesamtsystem

Im Szenario TM80 stellen Erneuerbare und PtX-Importe 55% des Primärenergiemixes in 2050

Bis 2050 sinkt der deutsche Primärenergieverbrauch gegenüber 2015 um 44%. In 2050 verbleibt ein Primärenergiebedarf von 2069 TWh. Etwa 48% werden durch heimische EE gedeckt. Zudem tragen klimaneutrale PtX-Importe weitere 7% bei. Erdgas stellt 29%, wobei etwa ein Fünftel davon nicht-energetischer Verbrauch ist. Mineralöl deckt 11%, von denen etwas weniger als die Hälfte für die stoffliche Nutzung eingesetzt wird.

Für das 95%-Ziel in 2050 decken Erneuerbare und PtX-Importe nahezu den gesamten Primärenergiebedarf



	Historie 2015	TM80 2030	TM80 2050	TM95 2050
Gesamt	3681	2644	2069	2007
Nettoimporte PtX	0	1	152	744
Nettoimporte Strom	-52	92	-22	-29
Andere	62	55	40	14
Erneuerbare	457	678	999	1029
Uran	278	0	0	0
Gas	770	804	609	141
Steinkohle	480	138	55	5
Braunkohle	435	184	5	5
Öl	1248	692	231	99

ABBILDUNG 82: PRIMÄRENERGIEBEDARF (TM80/95)

Der Primärenergiebedarf im Szenario TM95 ist gegenüber TM80 nochmals um ca. 62 TWh geringer. Erneuerbare Energien liefern 1029 TWh des Gesamtbedarfs von 2004 TWh. Der verbleibende Rest wird nahezu vollständig mit dem Import THG-neutraler PtX-Brennstoffe in Höhe von 744 TWh gedeckt. Lediglich 12% der Primärenergienachfrage entfällt noch auf fossile Energieträger. Allerdings sind dies ausschließlich Gas und Öl für die stoffliche Nutzung. Es ist denkbar, dass auch diese fossilen Mengen in 2050 durch weitere PtX-Importe weiter reduziert werden. In 2050 werden keine fossilen Energieträger für energetische Zwecke eingesetzt.

Feste, gasförmige und flüssige Bioenergien werden bis zur Potenzialgrenze genutzt

Im Szenario TM80 wird das maximale angenommene Bioenergie-Potenzial von 310 TWh vollständig genutzt. 57% der Bioenergie wird als feste Biomasse in Biomasse-(KWK)-Kraftwerken, Pelletöfen oder Industrieanlagen eingesetzt. 23% werden in Form von flüssigen Brennstoffen genutzt, 20% als Biogas und Biomethan.
Im Szenario TM95 sorgen die verschärften Klimaziele für andere Bedarfe an Bioenergie, wobei auch in diesem Szenario das maximale Potenzial von 310 TWh vollständig genutzt wird: Für eine Klimaneutralität im Verkehrs- und Gebäudesektor, steigt der Bedarf an Biokraftstoffen auf 28% und der Bedarf an Biogasen auf 31%.

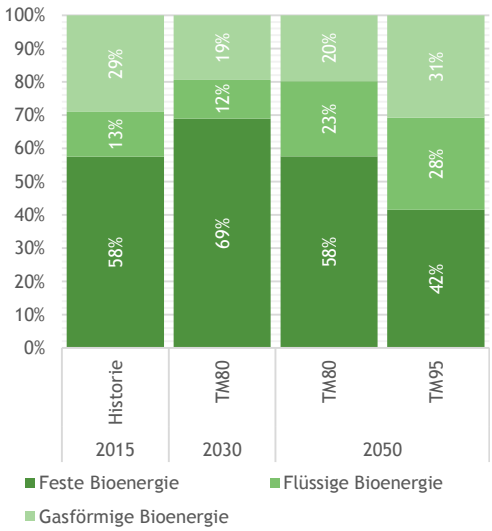
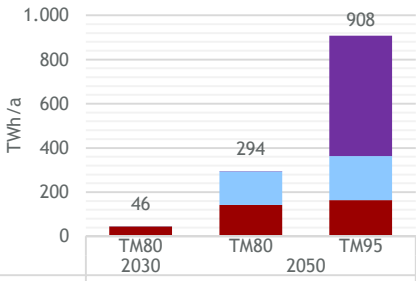


ABBILDUNG 83: BIOGENE ENERGIETRÄGER (TM80/95)

Im Szenario TM80 werden synthetisches Methan und Wasserstoff als THG-Vermeidungsoption eingesetzt



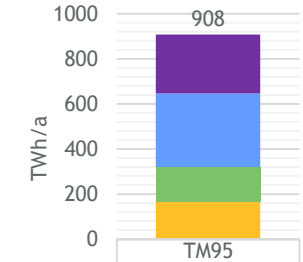
	TM80 2030	TM80	TM95
Gesamt	46	294	908
Nicht-EU-Ausland	0	0	545
EU-Ausland	1	151	199
Deutschland	46	142	164

ABBILDUNG 84: SYNTHETISCHE ENERGIETRÄGER NACH HERKUNFT (TM80/95)

Der Bedarf an synthetischen Brennstoffen beträgt 294 TWh in 2050. Etwa die Hälfte davon ist Wasserstoff. Dieser wird hauptsächlich in Deutschland produziert. Um die angenommenen Bedarfe in den Endenergiesektoren zu decken, werden bereits in 2030 etwa 46 TWh an Wasserstoff benötigt. Wie in den Annahmen definiert, dürfen ab 2030 neue wasserstoffbasierte Anwendungen (z.B. Brennstoffzellen-PKW) nicht mit konventionellem, d.h. über Dampfreformierung hergestelltem Wasserstoff, sondern nur mit elektrolysebasiertem Wasserstoff betrieben werden. Folglich steigt die Kapazität der Elektrolyseure auf knapp 15 GW an. Bis 2050 sind 60 GW an Elektrolyseuren notwendig. Neben dem Wasserstoff wird vor allem synthetisches Methan nachgefragt, in 2050 etwa 146 TWh, also etwa ein Sechstel der heutigen deutschen Gasnachfrage. Dieses Gas wird überwiegend aus dem EU-Ausland importiert.

Das Szenario TM95 erfordert den Einsatz aller synthetischen Brennstoffe (Methan, Fuels und H_2) in großem Umfang.

Das 95%-Klimaziel erfordert bei Annahme eines Technologiemixes in allen Sektoren den Einsatz aller PtX-Energieträger. 908 TWh an synthetischen Brennstoffe werden in 2050 zur Umsetzung des Szenarios TM95 benötigt. Diese Energiemenge entspricht in etwa dem heutigen Bedarf an Braun- und Steinkohle im deutschen Energiemix. Gegenüber dem Szenario TM80 werden 630 TWh mehr an synthetischen Brennstoffen nachgefragt. Da die Sektoren Gebäude, Verkehr und Energiewirtschaft bis 2050 THG-neutral sein müssen, werden hier ausschließlich synthetische oder biogene Energieträger eingesetzt. Im Gebäudesektor beläuft sich der Einsatz auf 151 TWh, im Energiesektor auf 169 TWh und im Verkehrssektor auf 262 TWh. Auch in der Industrie kompensieren synthetische Brennstoffe ihre konventionellen Pendants so weit wie möglich. Hieraus resultiert der im Sektorenvergleich größte PtX-Bedarf von 327 TWh.[141] Der Großteil dieser Energiemenge ist synthetisches Methan mit 630 TWh, gefolgt von Wasserstoff (169 TWh) und synthetischen Kraftstoffen (108 TWh). 18% der Gesamtmenge werden in Deutschland produziert, im Wesentlichen Wasserstoff. 60% werden aus dem nicht-EU-Ausland bezogen, der Rest aus anderen EU-Mitgliedsstaaten.



	TM95 2050
Gesamt	908
Verkehr	262
Industrie	327
Gebäude	151
Energie	169

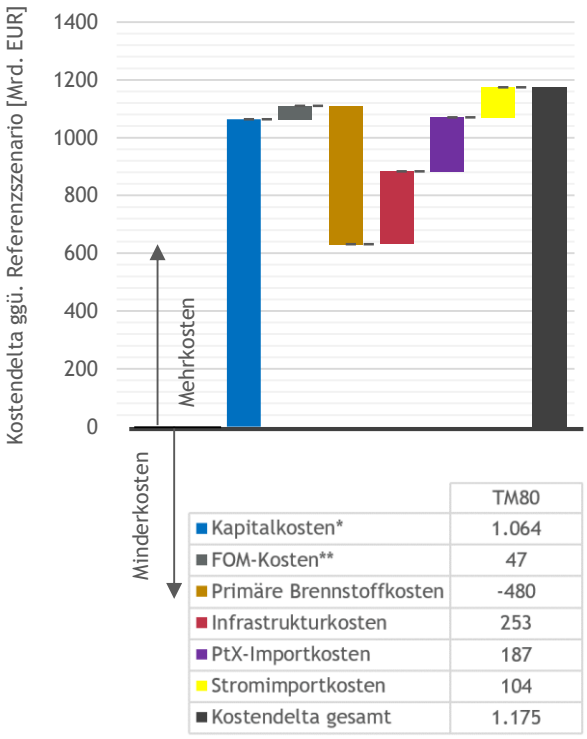
ABBILDUNG 85: SYNTHETISCHE ENERGIETRÄGER NACH SEKTOREN (TM95)

[141] Zur Einordnung der Ergebnisse zur sektoralen Aufteilung der PtX-Mengen siehe Fußnote 138.

6.3.7 Kosten

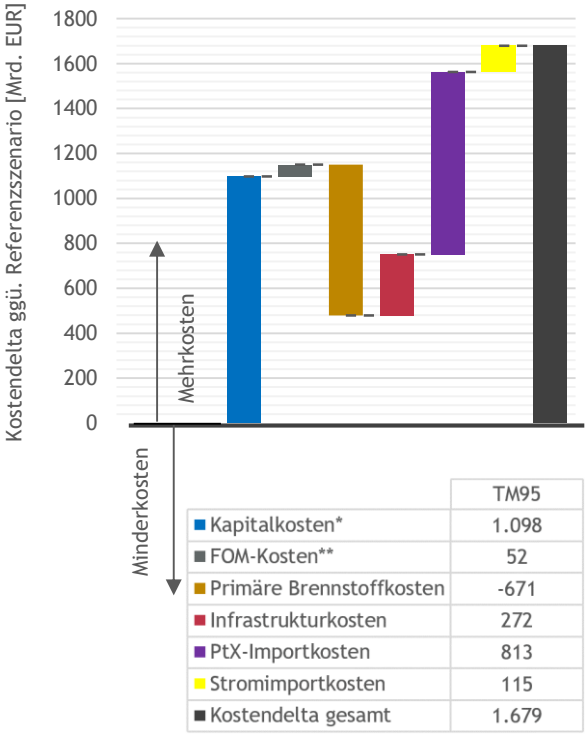
Kumuliert bis 2050 ist das Szenario TM80 1,18 Bio. EUR teurer als die Referenz

Um das 80%-Ziel bis 2050 auf dem Pfad eines Technologiemix zu erreichen, sind gegenüber dem Referenzszenario, welches „nur“ eine THG-Minderung von 62% erreicht, deutliche Anstrengungen zu tätigen. Allein 1,06 Bio. EUR höhere Kapitalkosten für Investitionen in THG-ärmere Fahrzeuge, Gebäude, Kraftwerke, Erneuerbare Erzeugungsanlagen und Elektrolyseure müssen in Kauf genommen werden. Weitere Mehrkosten in geringen Umfang gegenüber dem Referenzszenario entstehen durch die höheren Betriebs- und Wartungskosten der neu zu errichtenden Anlagen (+47 Mrd. EUR). Deutliche Mehrausgaben ergeben sich durch zusätzliche Infrastrukturkosten in Höhe von 253 Mrd. EUR. Hauptursache ist der rasche Ausbau von Wind und PV auf der Angebotsseite, sowie von strombasierten Anwendungen auf der Nachfrageseite, welcher zu hohen zusätzliche Stromnetzkosten führt. Das Szenario TM80 kann nur gelingen, wenn sowohl Stromimporte als auch PtX-Importe zur Verfügung stehen. Gegenüber der Referenz verursachen diese Stromimporte Mehrkosten von 104 Mrd. EUR und PtX-Importe weitere 187 Mrd. EUR. Die raschere Umstellung auf eine THG-ärmere Volkswirtschaft bringt einen Vorteil von etwa 480 Mrd. EUR an Kostenersparnis bei den fossilen Brennstoffimporten. Insgesamt führt das höhere Ambitionsniveau des Szenarios TM80 bis zu kumulierten Mehrkosten von 1,18 Bio. EUR gegenüber der Referenz.



	TM80
Kapitalkosten*	1.064
FOM-Kosten**	47
Primäre Brennstoffkosten	-480
Infrastrukturkosten	253
PtX-Importkosten	187
Stromimportkosten	104
Kostendelta gesamt	1.175

ABBILDUNG 86: KOSTENDELTA TM80 GGÜ. RF



	TM95
Kapitalkosten*	1.098
FOM-Kosten**	52
Primäre Brennstoffkosten	-671
Infrastrukturkosten	272
PtX-Importkosten	813
Stromimportkosten	115
Kostendelta gesamt	1.679

ABBILDUNG 87: KOSTENDELTA TM95 GGÜ. RF

Größter Kostentreiber im TM95-Szenario sind die Importe synthetischer Brennstoffe

Für das Ziel einer THG-Reduktion um 95% entstehen im Szenario TM95 kumuliert bis 2050 1,68 Bio. EUR an zusätzlichen Kosten gegenüber der Referenz. Gegenüber dem TM80-Szenario

ergeben sich zwei wesentliche Unterschiede: Erstens sind die Importe synthetischer Brennstoffe im 95%-Szenario sehr viel höher, was 626 Mrd. EUR an zusätzlichen Kosten versursacht. Zweitens ist der Bedarf an konventionellen Brennstoffen deutlich geringer als in TM, so dass 191 Mrd. EUR an Kosten vermieden werden.

7 ERGEBNISSE: SZENARIENVERGLEICH

7.1 Treibhausgasemissionen

In Tabelle 20 sind die prozentualen THG-Minderungen im Vergleich zu 1990 in den verschiedenen Sektoren und Szenarien dargestellt. Daraus wird deutlich, dass a) auch das Referenzszenario ambitioniert ist, b) in einem Elektrifizierungsszenario der Minderungsdruck verstärkt auf den Endenergieverbrauchssektoren liegt, während in einem Technologiemixszenario der Energiesektor größere Beiträge liefern muss und c) zum Erreichen des 95 %-Klimaziels umfassende Anstrengungen in allen Sektoren notwendig sind.

TABELLE 20: ÜBERSICHT THG-MINDERUNG IM VERGLEICH ZU 1990

Sektoren	2015	2030			2050				
	Hist.	RF	EL80	TM80	RF	EL80	TM80	EL95	TM95
Gesamt	27 %	47 %	55 %	55 %	62 %	80 %	80 %	95 %	95 %
Energie	24 %	62 %	55 %	69 %	78 %	84 %	99 %	100 %	100 %
Gebäude	41 %	53 %	81 %	61 %	71 %	98 %	86 %	100 %	100 %
Industrie	36 %	38 %	49 %	46 %	45 %	65 %	56 %	91 %	91 %
Verkehr	-1 %	17 %	48 %	39 %	39 %	88 %	76 %	100 %	100 %

7.1.1 Gesamtsystem

Die jährliche THG-Minderung muss sich deutlich beschleunigen

Deutschland hat im Zeitraum von 1990 bis 2016 seine THG-Emissionen um 27 % gemindert (von 1.248 auf 906 Mio. t CO_2ä) und damit einen Teil des Weges zu seinen Klimazielen von 80 % bzw. 95 % Minderung bereits zurückgelegt. Die prozentual größte Minderung ist im Gebäude- und Industriesektor geschehen. Ein Teil davon ist auf die Effekte der Wiedervereinigung zurückzuführen. In den letzten Jahren seit 2010 erfolgten relevante THG-Minderungen nur noch im Gebäude- sowie im Energiesektor, während Industrie und Verkehr in Zeiten des wirtschaftlichen Aufschwungs nahezu keinen Beitrag leisten konnten.[142]

Es ist folglich klar, dass der Weg bis 2050 anspruchsvoller sein wird als ein „Weiter wie bisher". Für das 55 %-Ziel bis 2030 sowie das 95 %-Ziel bis 2050 müssen die THG-Emissionen fortan um etwa 24 Mio. t CO_2ä pro Jahr sinken, was etwa das Dreifache des Schnitts der letzten 10 Jahre ist. Zum Vergleich: Die Minderung muss sogar schneller erfolgen als in den 10 Jahren nach der Wiedervereinigung, in denen etwa jährlich 20 Mio. t CO_2ä reduziert wurden.

[142] UBA (2018).

Welche Maßnahmen konkret notwendig sind, unterscheidet sich zwischen den betrachteten Szenarien stark. In Abbildung 88 ist die Entwicklung der Treibhausgasemissionen historisch sowie für die Szenarien Referenz, EL80 und TM80 nach Sektoren dargestellt. Hier ist zu beachten, dass die Entwicklung der Sektoren Land- und Abfallwirtschaft einem exogen vorgegebenen Pfad folgt, der nicht zwischen den Szenarien variiert (siehe Kapitel 3.1).

Die 2020er-Ziele werden in allen Szenarien verfehlt

Aufgrund der hohen Ausgangswerte der Emissionen, erreicht kein Szenario das klimapolitische Ziel für 2020. Die THG-Emissionen liegen etwa 90 bis 100 Mio. t CO_2ä darüber, d.h. die Szenarien erreichen nur maximal 33 % statt 40 %. Dies liegt auch in den Studienannahmen begründet: Da bereits der aktuelle Koalitionsvertrags eine Handlungslücke für das Erreichen des 2020-Ziels einräumt, ist dieser Meilenstein auch in der vorliegenden Studie nicht bindend.[143] Die Transformationspfade sind nicht dahingehend ausgerichtet, und auch im Energiesektor werden keine zusätzlichen Maßnahmen unternommen.

Die Klimaziele 2030 sind auf verschiedenen Wegen erreichbar, erfordern aber immer große Veränderungen in jedem Sektor

Das 2030er-Ziel einer THG-Minderung um 55 % wird sowohl in den Elektrifizierungs- als auch in den Technologiemixszenarien erreicht. Dabei gibt es jedoch deutliche Unterschiede hinsichtlich der Belastung der einzelnen Sektoren. Im Szenario EL80 leistet der Gebäudesektor im Vergleich zu 2015 die prozentual größten Minderungen. Bis 2030 sinkt sein THG-Ausstoß (nach Quellprinzip) um 68 %. Unterstellt man, dass sich der THG-Ausstoß im Gebäudesektor von 2015 bis 2017 kaum geändert hat, werden in den Jahren 2018 bis 2030 also mehr als 5 % pro Jahr gemindert. Damit ergibt sich im Gebäudesektor ein starker Kontrast zwischen den Szenarien EL80 und TM80. In letzterem findet bis 2030 nur eine THG-Minderung um 35 % statt.

Auch in den Sektoren Verkehr und Industrie ist die THG-Minderung bis 2030 in EL80 stärker als in TM80. Im Verkehrssektor halbiert sich in EL80 der THG-Ausstoß bis 2030 gegenüber dem heutigen Niveau, für TM80 beträgt die Minderung hingegen lediglich 40 %. Auch dieses Ambitionsniveau stellt vor dem Hintergrund steigender Emissionen in den letzten Jahren im Verkehrssektor eine deutliche Kehrtwende dar. In der Industrie werden von 2015 bis 2030 in EL80 21 % und in TM80 15 % der THG-Emissionen reduziert. Das entspricht einem Rückgang um 2,5 bzw. 1,9 Mio. t CO_2ä pro Jahr. Das Tempo der THG-Minderung muss angesichts der jährlichen 0,9 Mio. t CO_2ä von 2005 bis 2015 also mehr als verdoppelt werden.

Die Sektoren Gebäude, Verkehr und Industrie mindern zusammen im Szenario EL80 bis 2030 43 % ihrer Emission im Vergleich zu 2015. In TM80 sind es lediglich 29 %. Um die höheren Emissionen durch den Einsatz fossiler Brennstoffe in den Endverbrauchssektoren auszugleichen, muss der Energiesektor in TM80 seine Emissionen massiv verringern. 2030 stößt er noch 144 Mio. t CO_2ä aus, was mehr als eine Halbierung gegenüber 2015 bedeutet. Zwischen 2015 und 2030 spart der Energiesektor also jährlich 14 Mio. t CO_2ä ein. In EL80 sind bis 2030 weniger Anstrengungen im

[143] CDU, CSU und SPD (2018).

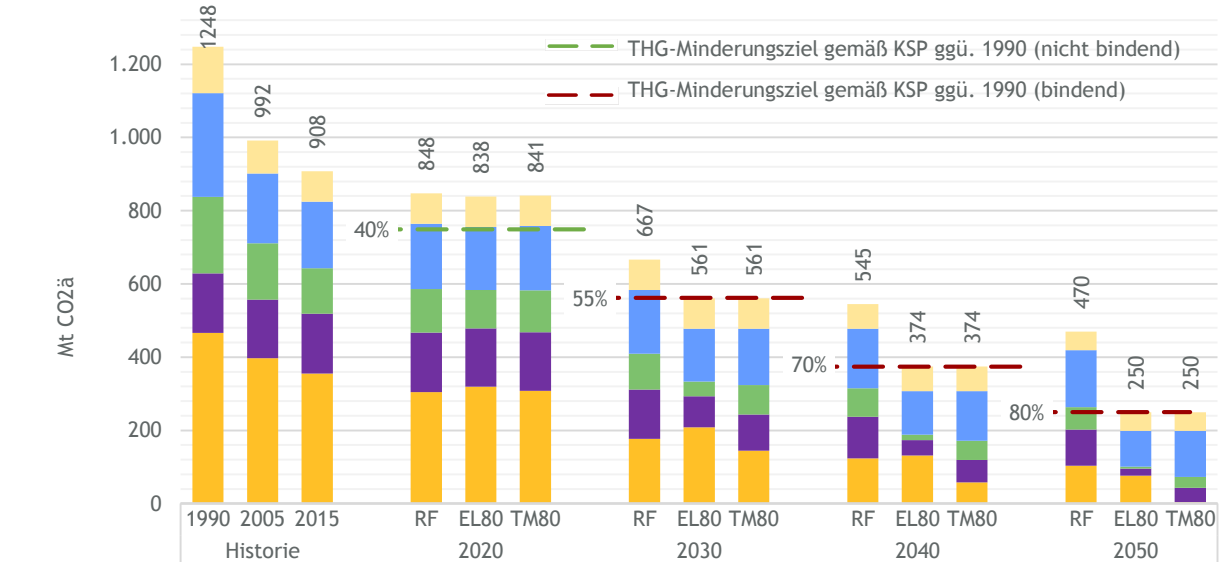
Energiesektor nötig. Trotzdem wird hier eine Reduktion um 55 % gegenüber 2015 und damit um 10 Mio. t CO_2ä pro Jahr erreicht. Beide Szenarien verlangen daher eine wesentliche Beschleunigung der THG-Minderung gegenüber den jährlich 4 Mio. t CO_2ä der letzten zehn Jahre.

Obwohl im Referenzszenario nahezu eine Halbierung der aktuellen deutschen THG-Emissionen im Vergleich zu 1990 erreicht wird, wird das Klimaziel für 2030 von -55 % gerissen. Auch ein ambitioniertes „Weiter so“ wie im Referenzszenario führt also dazu, dass das Ziel um 100 Mio. t CO_2ä oder um fast 10 Jahre verfehlt wird.

Für das 80 %-Ziel werden 2050 entweder Gebäude- und Verkehrssektor (EL80) oder der Energiesektor (TM80) nahezu klimaneutral

Die Trends und Unterschiede zwischen den Szenarien von 2015 bis 2030 setzen sich bis 2050 fort. Obwohl im Referenzszenario gegenüber dem Jahr 1990 eine Minderung der THG-Emissionen um 62 % bis 2050 gelingt, wird das 80 %-Ziel mit einem Jahresausstoß von 470 Mio. t CO_2ä um 220 Mio. t CO_2ä verfehlt. In EL80 und TM80 wird das Ziel hingegen erreicht. Dafür dürfen in EL80 jedoch der Gebäude- und Verkehrssektor und in TM80 der Energiesektor kaum noch Emissionen verursachen. In EL80 gelingt im Gebäudesektor eine THG-Minderung von 98 % gegenüber 1990, während es in TM80 hingegen nur 76 % sind. Auch der Verkehrssektor erreicht in EL80 mit 88 % Minderung eine fast vollständige THG-Neutralität. In TM80 gelingt hingegen nur eine Reduzierung um 76 %, da es hier noch einen höheren Anteil konventioneller Motoren gibt. Der Industriesektor mindert in beiden Szenarien vergleichsweise wenig, da die verbleibenden Emissionen hier nur schwer vermeidbar sind.

In den Sektoren Gebäude, Verkehr und Industrie verbleiben 2050 zusammen 123 Mio. t CO_2ä in EL80; in TM80 sind es 195 Mio. t CO_2ä. Durch die hohen Emissionen in den Endverbrauchssektoren muss in TM80 der Energiesektor nahezu klimaneutral werden. Gegenüber 2015 mindert er 99 % seiner Emissionen. Im EL80-Szenario besteht aufgrund der zunehmenden Elektrifizierung eine deutlich höhere Stromnachfrage, sodass die THG-Minderung mit 79 % bis 2050 gegenüber 2015 geringer ausfällt.



	1990	2005	2015	RF	EL80	TM80	RF	EL80	TM80	RF	EL80	TM80	RF	EL80	TM80
	Historie			2020			2030			2040			2050		
Andere	127	90	83	83	83	83	83	83	83	67	67	67	51	51	51
Industrie	283	191	182	179	172	176	174	144	154	162	119	136	155	98	126
Gebäude	209	154	124	119	104	114	98	40	81	79	15	52	61	5	30
Verkehr	163	160	164	162	160	160	135	85	99	113	42	61	99	20	39
Energie	466	397	355	305	319	308	177	209	144	124	132	58	104	76	4
Summe	1248	992	908	848	838	841	667	561	561	545	374	374	470	250	250

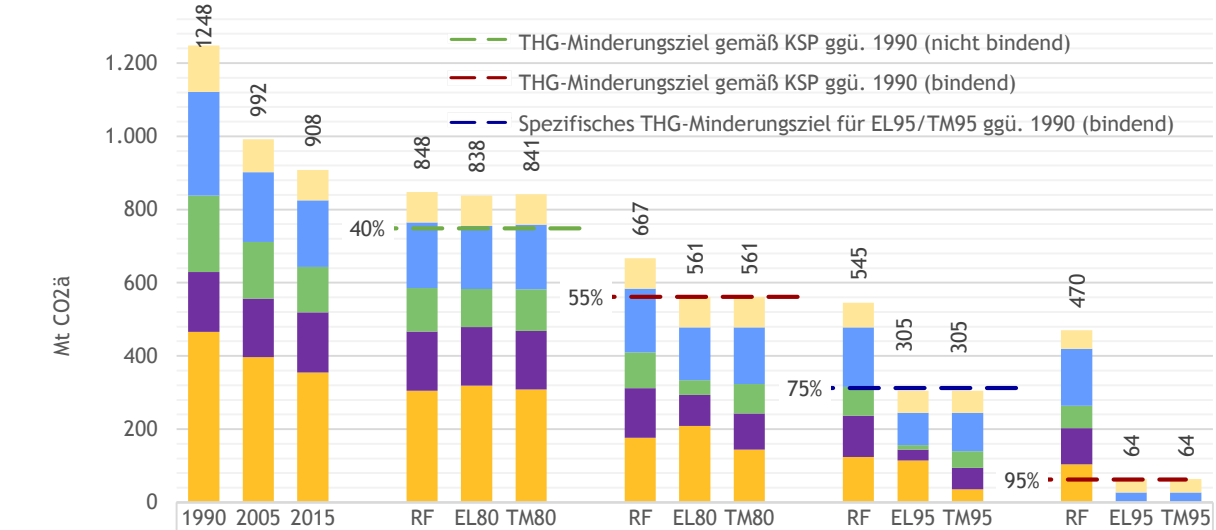
ABBILDUNG 88: THG-EMISSIONEN IN RF, EL80 UND TM80

Das 95 %-Ziel erfordert in beiden Szenarien einen klimaneutralen Energie-, Gebäude- und Verkehrssektor

In EL95 und TM95 werden die Sektoren Energie, Gebäude und Verkehr vollständig klimaneutral, d. h. sie verursachen 2050 keine THG-Emissionen mehr. Abbildung 89 illustriert die Entwicklung der Treibhausgasemissionen historisch sowie für die Szenarien Referenz, EL95 und TM95. In den Szenarien EL95 und TM95 werden die verbindlich vorgegebenen Treibhausgasminderungsziele für 2050 (-95 %) per Definition erreicht. Die Ziele für 2040 und 2050 sind um 5 bzw. 15 Prozentpunkte ambitionierter als jene der 80 %-Szenarien. Nach Abzug der THG-Emissionen in Land- und Abfallwirtschaft dürfen 2050 nur noch 27 Mio. t CO_2ä in Gebäude-, Verkehrs-, Industrie- und Energiesektor ausgestoßen werden (im Vergleich zu aktuell 825 Mio. t CO_2ä). Um 2050 den zusätzlichen Minderungsschritt von 80 % auf 95 % zu machen, sind in EL95 die größten Anstrengungen im Energiesektor notwendig (zusätzliche Minderung um 76 Mio. t CO_2ä). Gebäude- und Verkehrssektor mindern bereits für das 80 %-Ziel ihre Emissionen weitgehend durch eine umfassende Elektrifizierung und leisten für das 95 %-Ziel eine zusätzliche Minderung von lediglich 25 Mio. t CO_2ä. In TM95 verteilt sich die zusätzliche Last anders: hier wird der größte Beitrag von 80 % auf 95 % durch das vollständige Verdrängen fossiler Brennstoffe im Gebäude- und Verkehrssektor geleistet (zusätzliche Minderung um 69 Mio. t CO_2ä). Dieses wird durch den Einsatz großer Mengen an synthetischen Brennstoffen erreicht. Der Energiesektor mindert für das Erreichen des 95 %-Ziels in TM95 nur noch 4 Mio. t CO_2ä zusätzlich, da er bereits für das 80 %-Ziel nahezu klimaneutral ist.

Zusätzlich sind für das Gesamtziel von 95 % in der Industrie bedeutsame Innovationen und CCS notwendig

Für den Schritt von 80 % auf 95 % muss die Industrie in beiden Szenarien einen großen Beitrag leisten. In den EL-Szenarien müssen zusätzliche 71 Mio. t CO_2ä gemindert werden, in den TM-Szenarien sind es sogar 99 Mio. t CO_2ä. Damit erfordert das 95 %-Ziel in der Industrie bedeutsame zusätzliche Innovationen, damit z.B. Prozessemissionen in der Zementindustrie oder Emissionen aus der Stahlherstellung gemindert werden. Auch wenn alle zum heutigen Zeitpunkt absehbaren Innovation Anwendungsreife und Skalierbarkeit erreichen, ist der Einsatz von CCS zur Minderung von 16 Mio. t CO_2ä für das 95 %-Ziel erforderlich.



	1990	2005	2015	RF	EL80	TM80	RF	EL80	TM80	RF	EL95	TM95	RF	EL95	TM95
	Historie			2020			2030			2040			2050		
Andere	127	90	83	83	83	83	83	83	83	67	60	60	51	37	37
Industrie	283	191	182	179	172	176	174	144	154	162	88	105	155	27	27
Gebäude	209	154	124	119	104	114	98	40	81	79	12	46	61	0	0
Verkehr	163	160	164	162	160	160	135	85	99	113	30	59	99	0	0
Energie	466	397	355	305	319	308	177	209	144	124	114	35	104	0	0
Summe	1248	992	908	848	838	841	667	561	561	545	305	305	470	64	64

ABBILDUNG 89: THG-EMISSIONEN IN RF, EL95 UND TM95

7.1.2 Gebäudesektor

Das sektorspezifische 2030er-Ziel für den Gebäudesektor aus dem Klimaschutzplan wird in EL80 übererfüllt, in TM80 leicht verfehlt, im Referenzszenario deutlich verfehlt

Der Klimaschutzplan der letzten Bundesregierung setzt für das Jahr 2030 THG-Minderungsziele für die einzelnen Sektoren. Für den Gebäudesektor liegt das Ziel bei einer Minderung zwischen 66 und 67 % gegenüber 1990. Dies entspricht verbleibenden Emissionen in Höhe von 70 bis 72 Mio. t CO_2ä. Hier ist zu beachten, dass die THG-Bilanzierung im Klimaschutzplan (wie auch in der vorliegenden Studie) nach Quellprinzip erfolgt. Das heißt, elektrische Anlagen erzeugen für den Sektor, in dem sie verwendet werden, keine Emissionen, denn die Emissionen der Stromerzeugung

werden dem Energiesektor zugerechnet. Folglich werden aufgrund des großflächigen Einsatzes von Wärmepumpen in EL80 die Ziele für den Gebäudesektor hier übererfüllt. In TM80 werden sie hingegen leicht (um 6 bis 8 Mio. t CO_2ä) und im Referenzszenario deutlich (um 26 bis 28 Mio. t CO_2ä) verfehlt. In Abbildung 90 sind die Entwicklung der THG-Emissionen im Gebäudesektor historisch sowie für die Szenarien Referenz, EL80, TM80, EL95 und TM95 mit allen relevanten Klimazielen dargestellt.

Für das 80 %-Gesamtziel 2050 mindert der Gebäudesektor in EL80 und TM80 überproportional

Sowohl in EL80 als auch in TM80 verringert der Gebäudesektor seine THG-Emissionen um mehr als 80 % gegenüber 1990 und damit nach dem Quellprinzip überproportional verglichen mit anderen Sektoren. In EL80 wird der Gebäudesektor 2050 sogar nahezu klimaneutral. Im Referenzszenario wird hingegen auch das 80 %-Ziel anteilig verfehlt.

Für das 95 %-Ziel muss der Gebäudesektor in beiden Zielszenarien klimaneutral werden

Die Szenarien EL95 und TM95 sind im Vergleich zu EL80 und TM80 noch ambitionierter in Bezug auf die angenommenen Sanierungsraten, Energieeffizienzgewinne und anderen Maßnahmen zur THG-Minderung. Der Gebäudesektor muss bis 2050 klimaneutral werden, da bei einem 95 %-Ziel die verbleibenden THG-Emissionen in den Sektoren Industrie, Land- und Abfallwirtschaft deutlich schwieriger zu vermeiden sind.

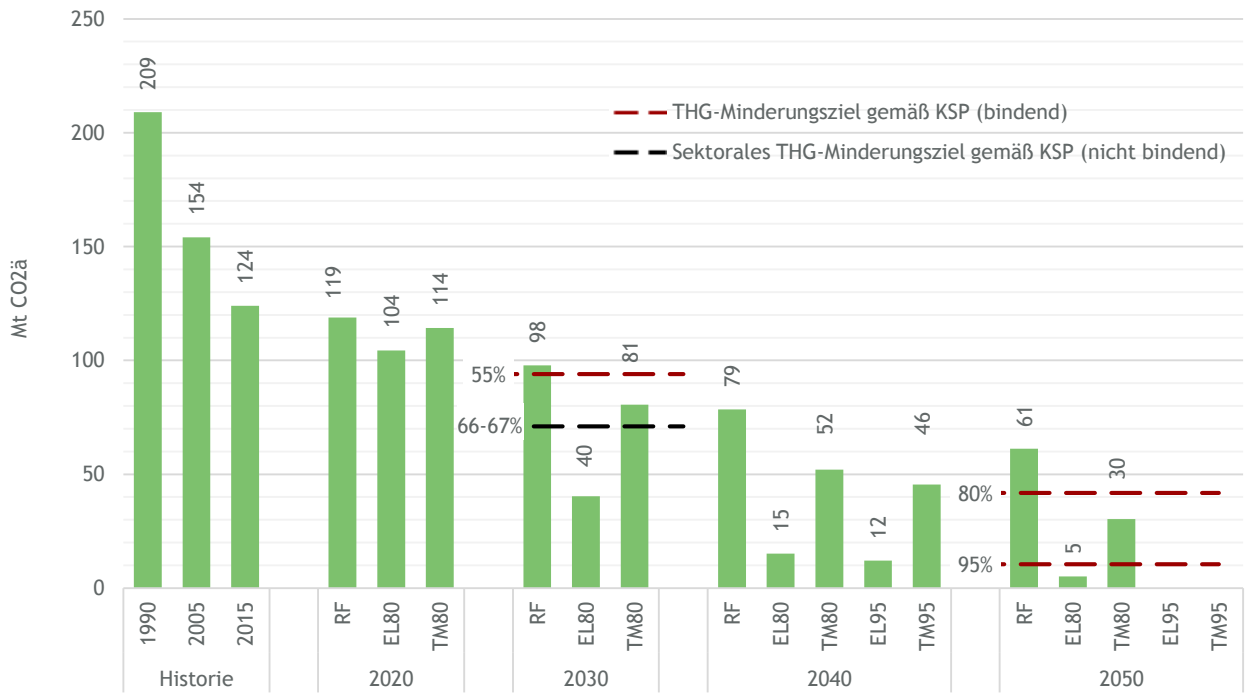


ABBILDUNG 90: THG-EMISSIONEN GEBÄUDESEKTOR (QUELLPRINZIP)

7.1.3 Industriesektor

Die Minderung der THG-Emissionen im Industriesektor ist in allen Szenarien im Vergleich weniger stark als in den anderen Sektoren. Begründet liegt dies zum einen darin, dass der Industriesektor stärker wächst als die Sektoren Gebäude und Verkehr. Gleichzeitig sind viele Industrieprozesse sehr energieintensiv und die industrielle Produktion führt zu schwer vermeidbaren prozessbedingten Emissionen (vor allem bei der Herstellung von Metall, Glas, Ammoniak, Zement und Kalk). Auch der Einsatz von Kohle und Kokskohle lässt sich nach derzeitigem Entwicklungsstand zwar reduzieren, aber nicht vollständig vermeiden. In den 80er-Szenarien sind Technologien zum Ersatz von Kohle und Kokskohle in Produktionsprozessen nicht immer wirtschaftlich. In Abbildung 91 ist die Entwicklung der THG-Emissionen im Industriesektor historisch sowie für die verschiedenen Szenarien dargestellt.

Das sektorale Ziel für 2030 aus dem Klimaschutzplan wird in EL80 erreicht, in TM80 leicht und im Referenzszenario deutlich verfehlt

Das sektorenübergreifende THG-Minderungsziele von -55 % für 2030 wird in den Szenarien EL80 und TM80 um 6 bzw. 9 Prozentpunkte überschritten (entspricht einer Minderung um 49 % bzw. 46 %). Dies ist im Einklang mit den sektoralen Zielen aus dem Klimaschutzplan, welche für die Industrie eine unterdurchschnittliche Minderung von 49 % bis 51 % vorsehen. Im Referenzszenario sinken die THG-Emissionen im Vergleich zu 1990 um 39 % bis 2030. Die vergleichsweise starke THG-Minderung seit 1990 (der Verkehrssektor, z. B., erreicht im Referenzszenario -39 % nur bis 2050) ergibt sich aus dem Rückgang der Emissionen durch den Zusammenbruch der ostdeutschen Industrie nach der Wiedervereinigung Deutschlands.

Für das 80 %-Gesamtziel 2050 mindert der Industriesektor deutlich unterproportional

Bis 2050 wird in EL80 eine Minderung um 65 % und in TM80 um 55 % erreicht. Damit liegt der Industriesektor deutlich über dem sektorenübergreifenden Minderungsziel von 80 %. Dadurch, dass die THG-Minderung im Industriesektor vergleichsweise schwierig ist, braucht die Industrie vom verbleibenden THG-Budget für die Erreichung der 80 %-Ziels mehr als die Sektoren Gebäude, Verkehr und Energie. Im Referenzszenario erreicht der Industriesektor nur eine THG-Minderung um 45 %, was mit einem Rückgang um 0,8 Mio. t CO_2ä pro Jahr etwa einer Fortsetzung des Tempos der letzten zehn Jahre entspricht.

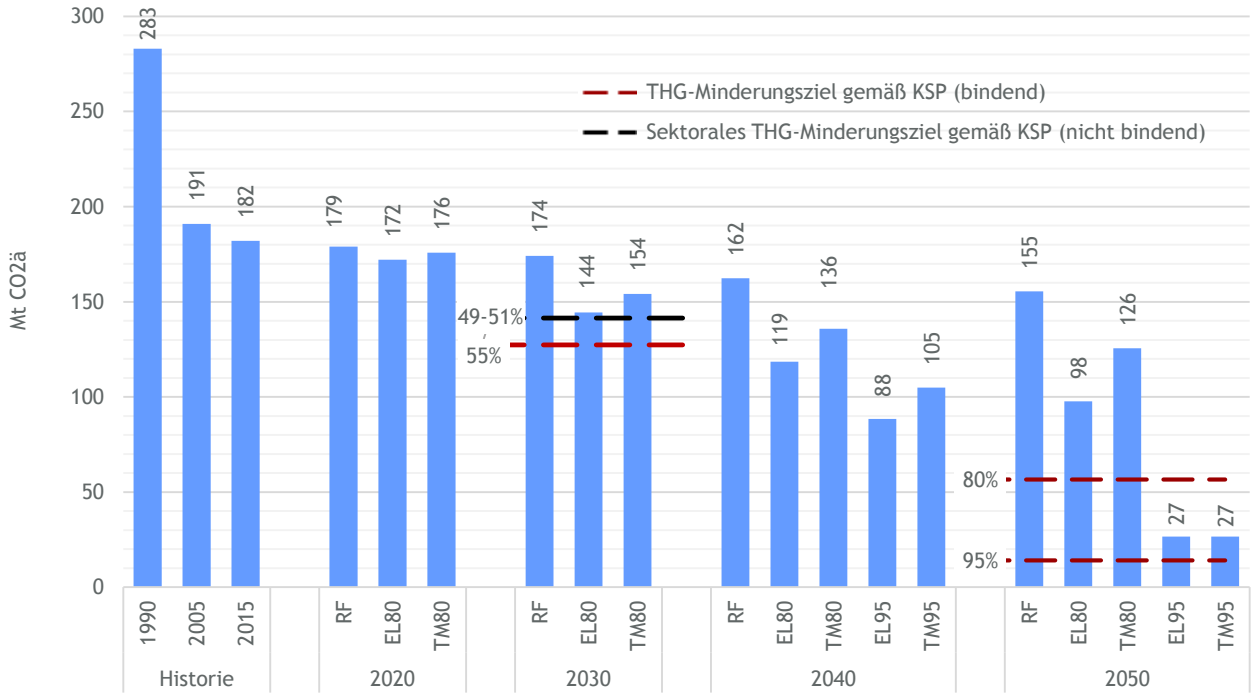


ABBILDUNG 91: THG-EMISSIONEN IM INDUSTRIESEKTOR (QUELLPRINZIP)

Ohne den Einsatz innovativer Technologien sowie CCS in der Industrie ist das 95 %-Ziel nicht zu erreichen

Für das Erreichen des 95 %-Ziels ist ein deutlicher Sprung im Ambitionsniveau der THG-Minderungen in der Industrie notwendig. Sämtliches Potential muss ausgeschöpft werden. Trotz einer Minimierung des Einsatzes von Kohle und Kohlekoks müssen zusätzlich die CCS-Technologie zum Einsatz kommen sowie weitere Innovationen getätigt werden (z.B. zur Reduktion von Prozessemissionen), um das Klimaziel zu erreichen. Die verbleibenden THG-Emissionen liegen bei 27 Mio. t CO_2ä.

Abbildung 92 vergleicht die Szenarien EL80 und EL95 hinsichtlich der verbleibenden Emissionen im Industriesektor und illustriert, welche Technologien und Maßnahmen in EL95 zusätzlich bzw. verstärkt eingesetzt werden müssen. Da für ein Erreichen des 95 %-Ziels alle Optionen gezogen werden müssen, unterscheiden sich die Technologiemixszenarien bezüglich der zusätzlichen Minderungsmaßnahmen nur wenig. Den größten Beitrag leistet hier die vollständige Umstellung der Hochofenroute in der Stahlproduktion auf eine alternative Route mit Direktreduktion. Hier können 25 Mio. t CO_2ä durch einen geringeren Kohleeinsatz und geringere Prozessemissionen gemindert werden. Weitere 16 Mio. t CO_2ä können durch die branchenübergreifende Minimierung der Kohleverbrennung erreicht werden. Wenn nicht nur ein Teil (wie in EL80), sondern alle Anlagen der Zementproduktion alternative Einsatzstoffe zum Ersatz von Klinker verwenden, spart dies weitere 3 Mio. t CO_2ä. Eine Ausweitung der Energieeffizienzmaßnahmen über das ansonsten angenommene Maß kann in EL95 im Vergleich zu EL80 11 Mio. t CO_2ä mindern. Um das 95 %-Ziel

zu erreichen, ist für die Restemissionen der Einsatz von CCS für 16 Mio. t CO_2 für Anlagen der Herstellung von Zement, Kalk, Glas und chemischen Produkten nötig.

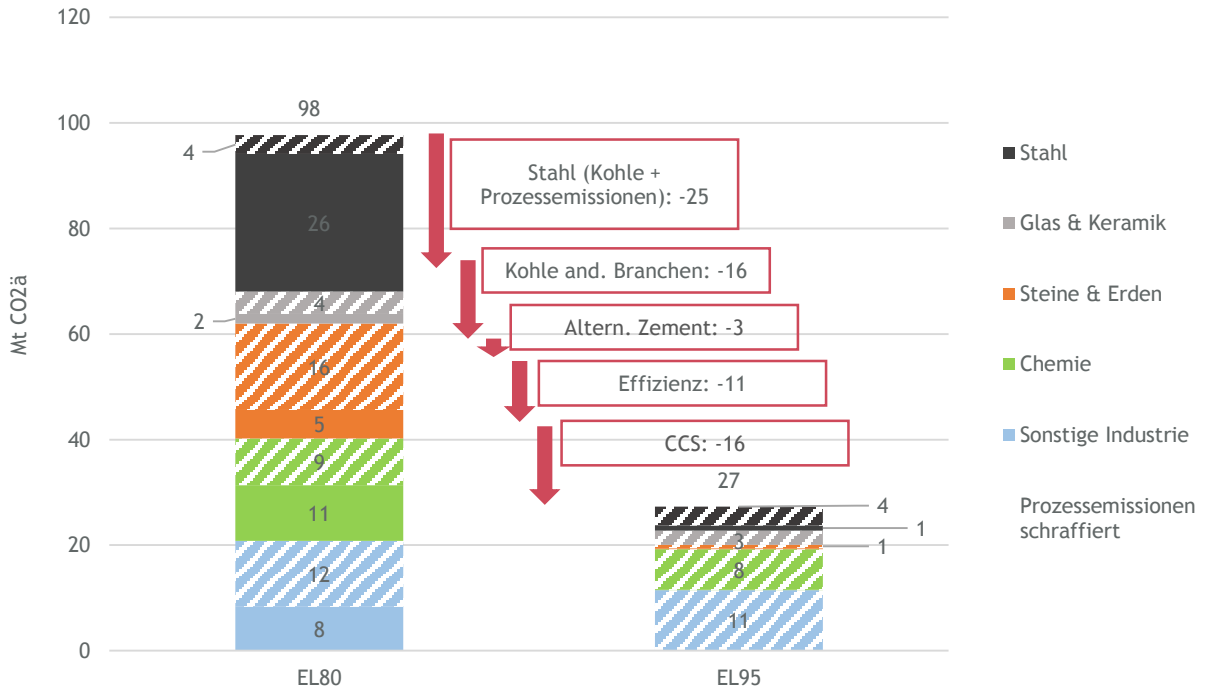


ABBILDUNG 92: RESTEMISSIONEN INDUSTRIE EL80 VERSUS EL95

INFOBOX 5: TECHNISCHE, WIRTSCHAFTLICHE UND SOZIALE UNSICHERHEIT MIT HINBLICK AUF INNOVATIONEN

Die dargestellten THG-Minderungsalternativen im Industriebereich, welche für das Erreichen der 95%-Ziele benötigt werden, sind aus heutiger Sicht mit einer großen Unsicherheit verbunden, technologisch (wie in Kapitel 5.2.3 dargestellt wurde), als auch in Hinblick auf die künftigen Kosten oder die gesellschaftliche Akzeptanz. Daher basiert die angenommene CO_2-Vermeidungsmenge, die jede Alternative in den aktuellen Szenarien leistet, auf Experteneinschätzungen. Es ist keine Rangfolge der verschiedenen Technologieoptionen hinsichtlich ihrer Kosten hinterlegt, da diese nicht seriös zu quantifizieren wäre, insbesondere in Hinblick auf das Jahr 2050. Stattdessen wird ein aus heutiger Sicht unter den absehbaren technischen Alternativen möglicher Pfad skizziert, welcher die notwendigen Minderungsmengen in Richtung 95 %-Ziel erreicht. Es könnten sich 2050 aber auch ganz andere Minderungsmengen ergeben: Beispielsweise wäre auch eine größere CO_2-Vermeidungsmenge durch CCS denkbar, welches etwa den CO_2-Ausstoß der Hochofen-Stahlerzeugung vermeiden würde. Dadurch könnte ein Umstieg der Hochofenroute auf strom- oder wasserstoffbasierte Prozessrouten vermieden werden. Welche der verschiedenen denkbaren Varianten aus heutiger Sicht die Kostengünstigste ist bzw. jene mit den geringsten Akzeptanzproblemen, ist vom künftigen technologischen Fortschritt und gesellschaftlichen Entwicklungen abhängig und damit in dieser Studie nicht zu beurteilen.

7.1.4 Verkehrssektor

Der Verkehrssektor hat eine grundlegend verschiedene Ausgangslage im Vergleich zu den anderen Sektoren: von 1990 bis heute sind die THG-Emissionen hier ungefähr gleich geblieben. Um die deutschen Klimaziele zu erreichen, sind daher massive Veränderungen über den gesamten Betrachtungszeitraum der Studie notwendig. In Abbildung 93 ist die Entwicklung der THG-Emissionen im Verkehrssektor historisch sowie für die Szenarien Referenz, EL80, TM80, EL95 und TM95 dargestellt.

Das Ziel für den Verkehrssektor aus dem Klimaschutzplan wird in EL80 übererfüllt, in TM80 marginal verfehlt, im Referenzszenario deutlich verfehlt

Aufgrund der hohen Ausgangswerte der THG-Emissionen wird dem Verkehrssektor von den hier betrachteten Sektoren das niedrigste sektorale Ziel im Klimaschutzplan zugewiesen, nämlich eine THG-Minderung von 40 bis 42 % bis 2030. Dieses Ziel wird in EL80 erreicht, aber in TM80 hauchdünn verfehlt. Damit kommt es im Vergleich zum Stillstand in der THG-Minderung zwischen 1990 bis 2015 zu einer großen Umstellung im Verkehrssektor bis 2030 in den zielerreichenden Szenarien. Im Referenzszenario wird lediglich eine Reduktion um 17 % erreicht.

Für das 80%-Ziel mindert der Verkehrssektor in EL80 überproportional, in TM80 dagegen nicht

Die THG-Minderung in EL80 ist 2050 aufgrund der hohen Umstellung auf Elektrofahrzeuge und der Bilanzierung nach Quellprinzip überdurchschnittlich (mit 88 % deutlich über dem Ziel von 80 %). Das TM80-Szenario liegt mit 76 % hingegen aufgrund der stärkeren Nutzung fossiler Kraftstoffe leicht unter dem Durchschnitt. Im Referenzszenario wird im Verkehrssektor nur eine Minderung um 39 % erreicht. Damit hinkt die Entwicklung hier um 20 Jahre dem Szenario TM80 hinterher.

Klimaneutraler Verkehrssektor für das Erreichen der 95 %-Ziele notwendig

In den 95 %-Szenarien ist der Unterschied zwischen Elektrifizierung und Technologiemix bis 2040 sichtbar. Danach muss der Verkehrssektor jedoch, wie auch der Gebäudesektor, in beiden Szenarien nahezu klimaneutral werden, um schwer vermeidbare THG-Emissionen in den Sektoren Industrie, Land- und Abfallwirtschaft zu kompensieren. Gegenüber dem 80 %-Ziel wird die Klimaneutralität im Verkehr (insbesondere in TM95) durch den zusätzlichen Einsatz synthetischer Energieträger erreicht.

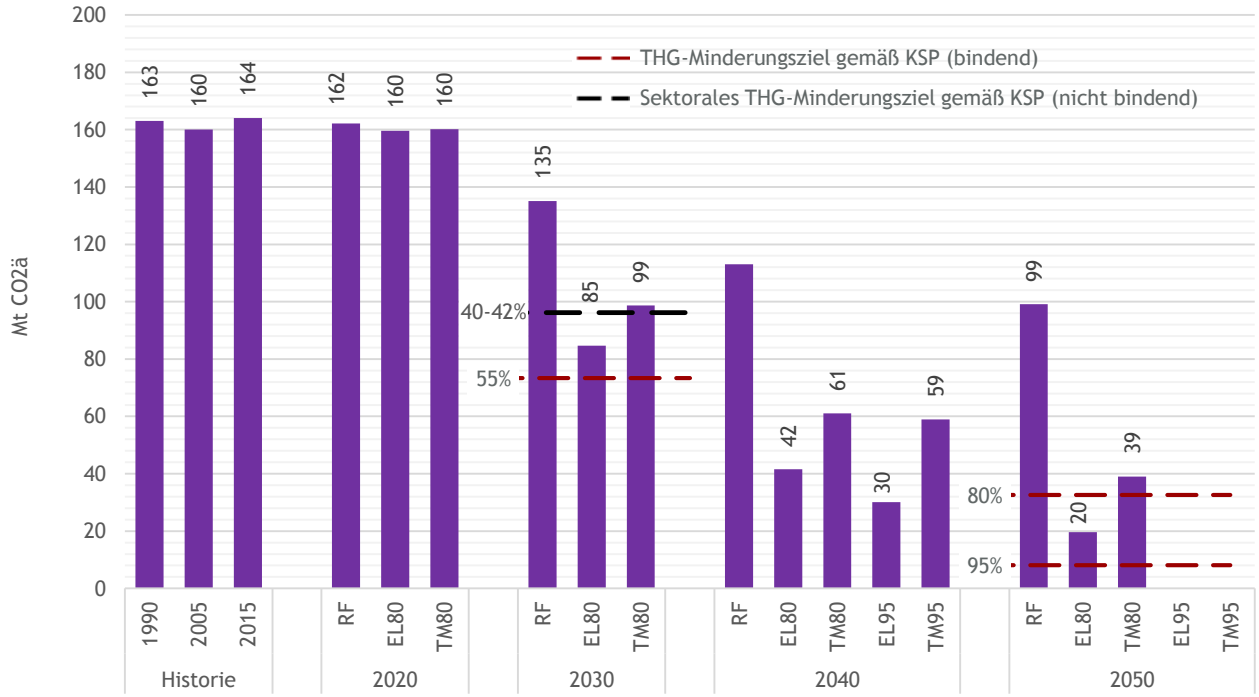


ABBILDUNG 93: THG-EMISSIONEN IM VERKEHRSSEKTOR (QUELLPRINZIP)

7.1.5 Energiesektor

Der Energiesektor hat bereits im Zeitraum von 1990 bis 2015 seine THG-Minderung deutlich, um 24 %, durch die Stilllegung von Kohlekraftwerken und den Ausbau erneuerbarer Energien gemindert. Nach 2015 wird die Entwicklung der Emissionen hier durch die Transformationspfade der betrachteten Sektoren Gebäude, Industrie und Verkehr getrieben. Abbildung 94 zeigt die Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Energiesektor historisch sowie für die Szenarien Referenz, EL80, TM80, EL95 und TM95.

In TM80 und im Referenzszenario liegen die Emissionen unter den Vorgaben des Klimaschutzplans für 2030, EL80 verfehlt dieses Ziel

Der Klimaschutzplan setzt für den Energiesektor für 2030 ein THG-Minderungsziel von 61 bis 62 %. gegenüber 1990. Dies entspricht verbleibenden Emissionen in Höhe von 175 bis 183 Mio. t CO_2ä. TM80 und das Referenzszenario erfüllen dieses Ziel, TM80 liegt mit einer THG-Minderung um 69 % sogar deutlich über dem Ziel. Im Elektrifizierungsszenario sind die THG-Emissionen aufgrund der hohen Stromnachfrage jedoch höher als in den anderen beiden Szenarien. Der Energiesektor verfehlt hier das sektorale Klimaziel.

Für das 80 %-Ziel mindert der Energiesektor überproportional und wird in TM80 nahezu klimaneutral

Für das Erreichen des 80 %-Ziels für 2050 muss der Energiesektor seine Emissionen in allen Szenarien überproportional reduzieren. Dabei verbleiben in EL80 mit 76 Mio. t CO_2ä mehr Restemissionen im Energiesektor als in TM80, wo dieser Sektor nahezu klimaneutral wird.

Insgesamt ist die THG-Minderung in EL80 schwieriger als in TM80. Dies hängt mit dem großen Anstieg der Stromnachfrage in den Endverbrauchssektoren zusammen, welche sich nicht vollständig aus erneuerbaren Energien decken lässt. Im Szenario TM80 sinken die Emissionen deutlich schneller, da der Energiesektor die Verbrennung fossiler Energieträger in den anderen Sektoren ausgleichen muss.

Für das 95 %-Ziel wird der Energiesektor in allen Szenarien klimaneutral

Wie auch der Gebäude- und Verkehrssektor wird der Energiesektor in beiden 95 %-Szenarien 2050 klimaneutral, was ebenfalls in der Kompensation nicht weiter vermeidbarer THG-Emissionen in den Sektoren Industrie, Land- und Abfallwirtschaft begründet liegt. Erreicht wird die Klimaneutralität vor allem durch die Rückverstromung von synthetischem Gas in den zahlreichen Gaskraftwerken. Besonders deutlich zeigt sich diese im EL95-Szenario.

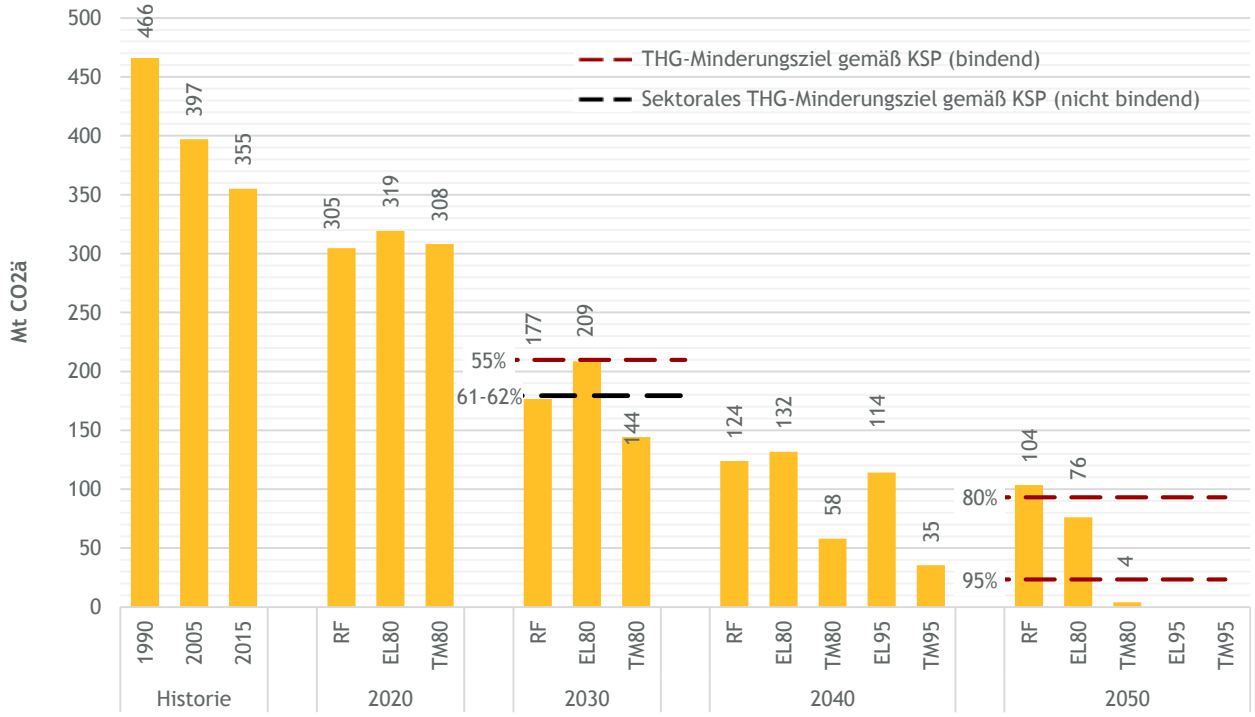


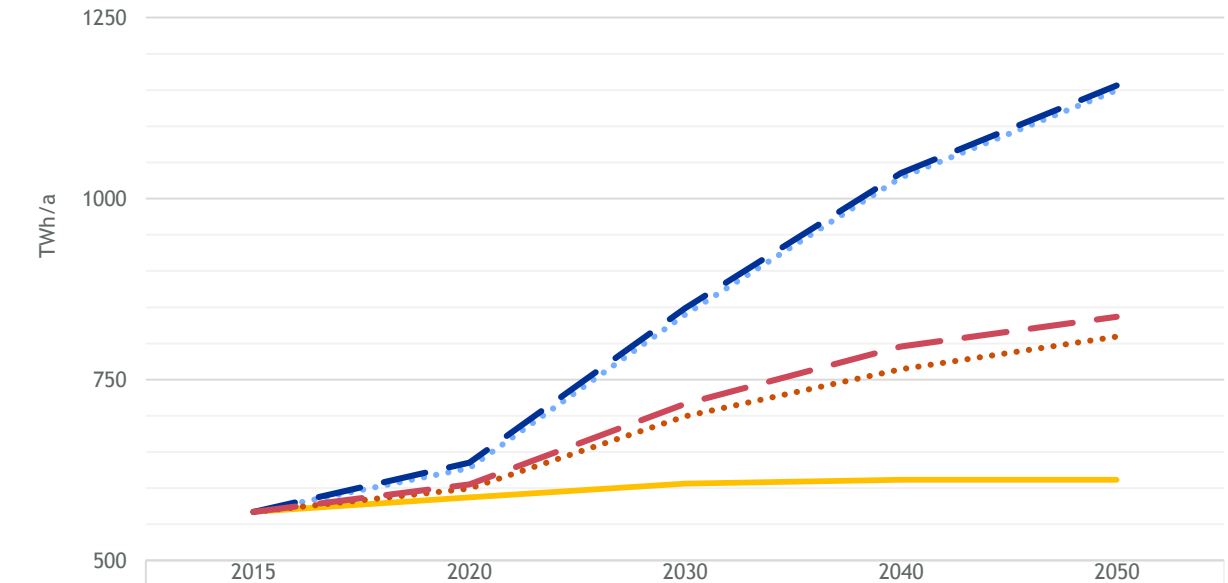
ABBILDUNG 94: THG-EMISSIONEN IM ENERGIESEKTOR

7.2 Energiesektor

7.2.1 Stromnachfrage

Stromnachfrage verdoppelt sich bis 2050 in EL und steigt in TM um 43 %

Die deutsche Stromnachfrage (inkl. Leitungsverluste und ohne Kraftwerkseigenverbrauch aber inkl. Stromverbrauch durch Elektrolyseure) steigt in allen Szenarien von 2015 bis 2050 an. Im Referenzszenario wächst die Stromnachfrage ggü. 2015 nur geringfügig um etwa 8 % bis 2050, was einem Anstieg von rund 42 TWh entspricht. Im Szenario EL80 hingegen verdoppelt sich die Nachfrage ggü. 2015 bis 2050 und erreicht 1129 TWh. Im TM80-Sezanario liegt der Anstieg der Stromnachfrage bis 2050 ggü. 2015 mit 43 % zwischen diesen Entwicklungen. Bereits bis 2030 ist in den Szenarien EL80 und TM80 eine Zunahme der Nachfrage um 49 % bzw. 24 % zu beobachten. In EL95 und TM95 ist der Strombedarf in 2050 mit 1136 TWh bzw. 818 TWh noch einmal etwa 11 TWh bzw. 30 TWh höher als in den jeweiligen 80 %-Szenarien. Letzteres erklärt sich im Wesentlichen durch einen etwas höheren Strombedarf zur heimischen PtX-Produktion. Abbildung 95 stellt die Stromnachfrage von 2015 bis 2050 im Szenarienvergleich dar.



	2015	2020	2030	2040	2050
RF	567	587	606	612	612
EL80	567	628	840	1029	1150
TM80	567	600	699	764	809
EL95	567	635	849	1035	1156
TM95	567	605	717	796	837

ABBILDUNG 95: SZENARIENVERGLEICH - STROMNACHFRAGE

Strombedarf des Gebäudesektors steigt um 34 % in EL und lediglich um 10 % in TM

Die Stromnachfrage im Gebäudesektor steigt bis 2050 im Szenario EL80 auf ca. 285 TWh (+34 %), in TM80 auf ca. 234 TWh (+10 %) und in RF auf ca. 215 TWh (+1 %) ggü. rund 213 TWh in 2015 (siehe Abbildung 96). Im EL80-Szenario ist das Nachfragewachstum bis 2030 (+60 TWh) durch den zunehmenden Einsatz von Wärmepumpen getrieben. In TM80 steigt die Nachfrage bis 2030 aufgrund des geringeren Elektrifizierungsgrads mit +17 TWh weit weniger an. Das weitere Wachstum zwischen 2030 und 2050 (+11 TWh in EL80, +3 TWh in TM80) fällt in beiden Szenarien durch die im Vergleich bis 2030 langsamere Marktdurchdringung mit Wärmepumpen sowie die deutliche Erhöhung der Sanierungsrate- und tiefe geringer aus. In der Referenzentwicklung bleibt die Stromnachfrage des Gebäudesektors bis 2050 nahezu konstant. Zwischen den 95 %- und den 80 %-Szenarien ergeben sich nur geringfügige Unterschiede, da die Transformationspfade bzgl. des Strombedarfs ähnlich sind.

Industriestromnachfrage verdoppelt sich in den Elektrifizierungsszenarien bis 2050

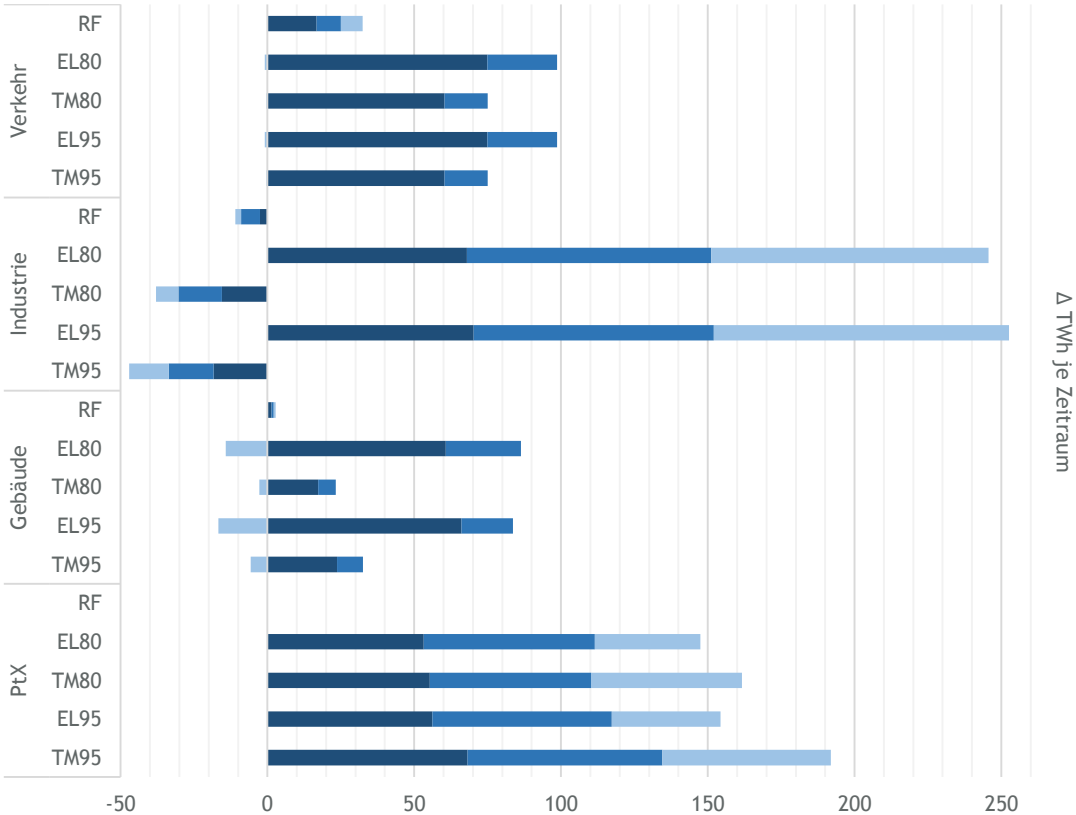
Der Strombedarf im Industriesektor, dargestellt in Abbildung 96, steigt im Szenario EL80 von 286 TWh in 2015 auf 532 TWh (+86 %) in 2050. Im TM80-Szenario und der Referenzentwicklung ist er hingegen leicht rückläufig und sinkt bis 2050 auf 248 TWh (-13 %) bzw. 275 TWh (-4 %). Das Nachfragewachstum im EL80-Szenario bis 2030 (+64 TWh) ist im Wesentlichen getrieben durch die fortschreitende Elektrifizierung etwa durch Power-to-Heat-Anwendungen. In Folge des zunehmenden Einsatzes strombasierter chemischer Prozesse setzt sich diese Entwicklung zwischen 2030 und 2050 (+176 TWh) fort. Der Rückgang des Strombedarfs bis 2050 in den Szenarien TM80 und RF (-39 TWh bzw. -10 TWh ggü. 2015) ist auf den weitgehenden Verzicht auf eine zusätzliche Elektrifizierung von Industrieprozessen sowie auf die angenommenen Energieeffizienzfortschritte zurückzuführen. Da die Transformationspfade der 95 %- und 80 %-Szenarien jeweils nur geringfügige Unterschiede bzgl. des Einsatzes von strombasierten Technologien aufweisen, sind auch die Entwicklungen des Strombedarfs vergleichbar. Auch der Einsatz von CCS in den 95 %-Szenarien zur Vermeidung von Restemissionen in der Zement-, Kalk- und Chemieindustrie fällt nur wenig ins Gewicht: Der Endenergiebedarf aus CCS beträgt in 2050 etwa 11 TWh in beiden 95 %-Szenarien.

Zunehmende Elektrifizierung des Verkehrs führt in allen Szenarien zu einem starken Anstieg des Strombedarfs

Im Verkehrssektor wächst die Stromnachfrage bis 2050 auf 110 TWh (Faktor 8) im Szenario EL80, 86 TWh (Faktor 6) in TM80 und 44 TWh (Faktor 4) in RF ggü. rund 12 TWh in 2015 (siehe Abbildung 96). Die zunehmende Marktdurchdringung mit Elektrofahrzeugen treibt das Nachfragewachstum bis 2030 sowohl im EL80- (+74 TWh) als auch im TM80-Szenario (+60 TWh). Zwischen 2030 und 2050 fällt das weitere Wachstum mit +23 TWh (EL80) und +15 TWh (TM80) aufgrund der Verbesserung der Flotteneffizienzen geringer aus. Auch in der Referenzentwicklung führt die zunehmende Elektrifizierung zu einem Anstieg der Stromnachfrage von 2015 bis 2050 um 32 TWh. Die Entwicklung der Strombedarfe in den 95 %-Szenarien entsprechen jenen der jeweiligen 80 %-Pfade, da identische Transformationspfade angenommen wurden.

Nachfrage nach Elektrolyse-H_2 führt in allen Szenarien zu einem Anstieg des PtX-Strombedarfs auf über 140 TWh in 2050

Der Strombedarf für die heimische PtX-Produktion wächst bis 2050 auf 147 TWh im Szenario EL80, 161 TWh in TM80, 154 TWh in EL95 und 191 TWh in TM95 ggü. 0 TWh in 2015. Der Anstieg der Stromnachfrage ist getrieben durch den zunehmenden Bedarf an elektrolysebasiertem Wasserstoff[144], der in der Industrie, im Verkehr und zur Beimischung ins Gasnetz und damit in allen Sektoren eingesetzt wird und aufgrund der relativ hohen Transportkosten am kostengünstigsten in Deutschland produziert werden kann. Da sowohl in der EL- als auch in der TM-Entwicklung bereits in 2030 etwa 45 TWh Elektrolyse-H_2 eingesetzt wird (siehe auch Kapitel 7.4.3), entfällt ein Großteil des Nachfragewachstums (68 % bis 76 %) auf den Zeitraum 2015 bis 2040.



	PtX					Gebäude					Industrie					Verkehr				
	TM95	EL95	TM80	EL80	RF	TM95	EL95	TM80	EL80	RF	TM95	EL95	TM80	EL80	RF	TM95	EL95	TM80	EL80	RF
Δ Stromnachfrage 2015-2030	68	56	55	53	0	24	66	17	61	1	-18	70	-16	68	-3	60	75	60	75	17
Δ Stromnachfrage 2030-2040	66	61	55	58	0	9	18	6	26	1	-15	82	-15	83	-6	15	24	15	24	8
Δ Stromnachfrage 2040-2050	57	37	51	36	0	-6	-17	-3	-14	1	-14	100	-8	94	-2	0	-1	0	-1	7

ABBILDUNG 96: SZENARIENVERGLEICH - STROMNACHFRAGE NACH SEKTOREN

[144] Den Annahmen gemäß dürfen ab 2030 neu entstehende Anwendungen von Wasserstoff (z. B. Brennstoffzellen-PKW) nur mit elektrolysebasiertem Wasserstoff betrieben werden, also nicht mit konventionellem, d. h. über Dampfreformierung hergestelltem Wasserstoff.

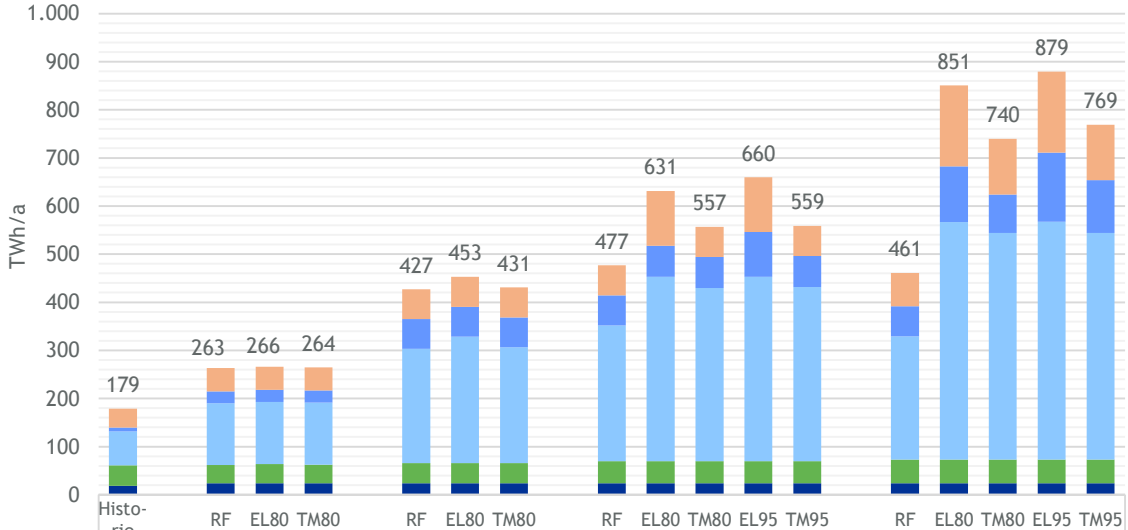
7.2.2 Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien

EE-Stromerzeugung verdoppelt sich bis 2030 in allen Szenarien, auch in der Referenz

In den Zielszenarien EL80 und TM80 wächst die Stromerzeugung aus EE zwischen 2015 und 2030 um den Faktor 2,5 bzw. 2,4 auf 453 TWh bzw. 431 TWh. In der Referenzentwicklung wächst sie mit einer vergleichbaren Rate. Wesentliche Ursachen sind die EE-Ausbauziele, die nationalen Klimaziele, der Anstieg der Stromnachfrage (insb. in EL80), sinkende Technologiekosten, steigende Volllaststunden und der Kernenergieausstieg. Größter Wachstumstreiber ist in beiden Szenarien die Erzeugung aus Wind Onshore mit einem Zuwachs im Bereich von 170 bis 192 TWh, gefolgt von Wind Offshore (+54 TWh) und Photovoltaik (+24 TWh).

In den Zielszenarien wächst die EE-Stromerzeugung bis 2050 um den Faktor 4,1 bis 4,7

Wie in Abbildung 97 dargestellt, setzt sich das Wachstumstempo bei der Stromerzeugung aus EE bis 2050 in allen Zielszenarien fort. In der Referenz steigt die EE-Erzeugung nur noch geringfügig an. In den Elektrifizierungsszenarien erfolgt der stärkste Anstieg der EE-Stromerzeugung, wie im EL80-Szenario, etwa um weitere knapp 400 TWh auf 851 TWh. Dies sind knapp 110 TWh mehr als in den TM-Szenarien. Diese Werte entsprechen dem 4,1 bzw. 4,7-fachen der 2015er-EE-Erzeugung. Den größten Teil der EE-Erzeugung trägt in allen Szenarien auch in 2050 Wind Onshore bei mit 493 TWh bzw. 471 TWh, was mehr als 6,5-mal so viel ist wie in 2015. Mit einer Stromerzeugung von 168 TWh bzw. 116 TWh leistet auch die Photovoltaik einen signifikanten Beitrag zur jährlichen Stromerzeugung in 2050. Die dritte Säule der EE-Produktion bildet mit 116 TWh bzw. 80 TWh Wind Offshore. Unter welchen Gegebenheiten der Windenergie auf See eine größere Rolle zukommen könnte, wird in Infobox 6 genauer erläutert.

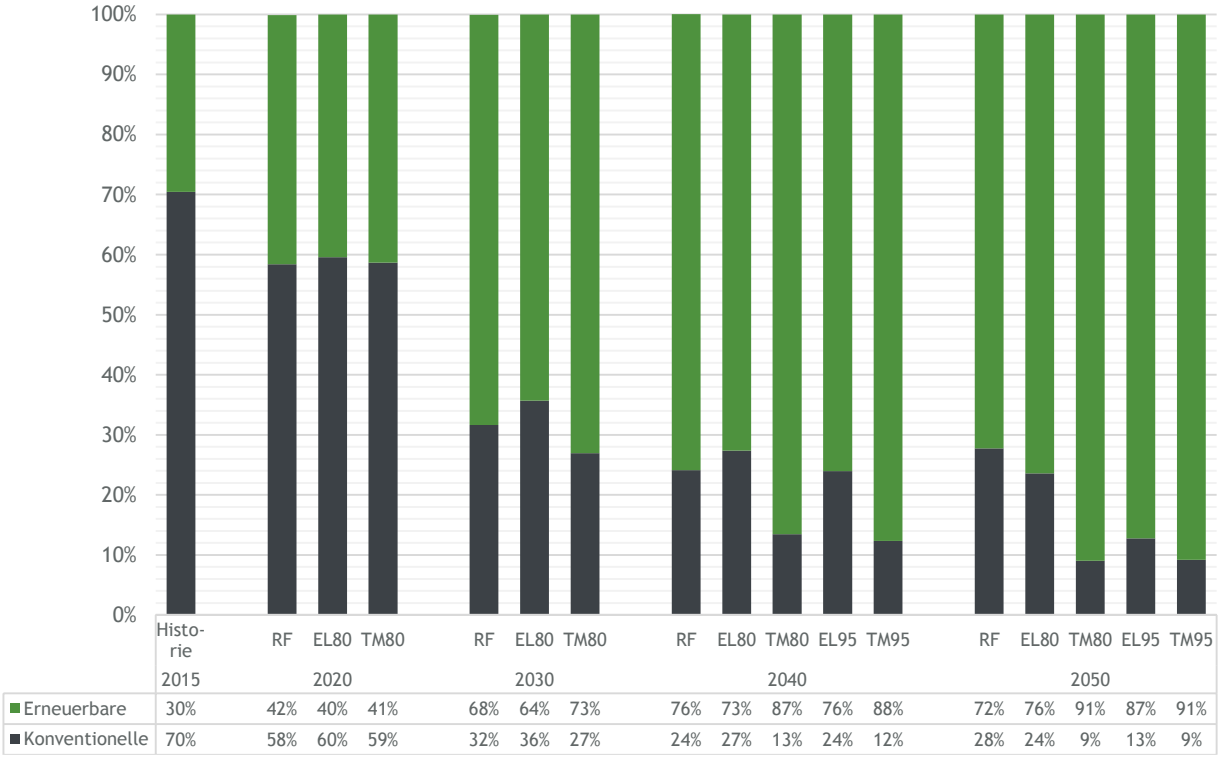


	Histo-rie	RF	EL80	TM80	RF	EL80	TM80	RF	EL80	TM80	EL95	TM95	RF	EL80	TM80	EL95	TM95
	2015	2020			2030			2040					2050				
Gesamt	179	263	266	264	427	453	431	477	631	557	660	559	461	851	740	879	769
Photovoltaik	39	48	48	48	62	62	62	63	114	63	114	63	69	168	116	168	116
Wind Offshore	8	25	25	25	62	62	62	62	65	65	93	65	63	116	80	144	110
Wind Onshore	71	128	129	129	237	262	241	282	383	360	383	362	256	493	471	494	471
Biomasse/Biogas	42	38	39	38	42	42	42	46	46	46	46	46	49	49	49	49	49
Wasserkraft	19	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24

ABBILDUNG 97: SZENARIENVERGLEICH – EE-STROMERZEUGUNG

Der Anteil der Erneuerbaren an der Stromerzeugung wächst bis 2050 auf mehr als 90 % in den TM-Szenarien

Der Anstieg der EE-Stromerzeugung führt zu einem entsprechend stetig steigenden Anteil der Erneuerbaren an der der Nettostromerzeugung, wie in Abbildung 98 dargestellt. Der Anteil des aus erneuerbaren (Primär-) Energien erzeugten Stroms an der Stromerzeugung steigt bis 2050 auf mindestens 72 % (RF) und höchstens 91 % (TM80 und TM95). Der Anteil des in konventionellen Kraftwerken erzeugten Stroms an der Stromerzeugung sinkt entsprechend bis 2050 auf höchstens 28 % (RF) und mindestens 9 % (TM80 und TM95).[145]



	Histo-rie	RF	EL80	TM80	RF	EL80	TM80	RF	EL80	TM80	EL95	TM95	RF	EL80	TM80	EL95	TM95
	2015		2020			2030				2040					2050		
Erneuerbare	30%	42%	40%	41%	68%	64%	73%	76%	73%	87%	76%	88%	72%	76%	91%	87%	91%
Konventionelle	70%	58%	60%	59%	32%	36%	27%	24%	27%	13%	24%	12%	28%	24%	9%	13%	9%

ABBILDUNG 98: SZENARIENVERGLEICH - ANTEIL DER ERNEUERBAREN AN DER NETTOSTROMERZEUGUNG

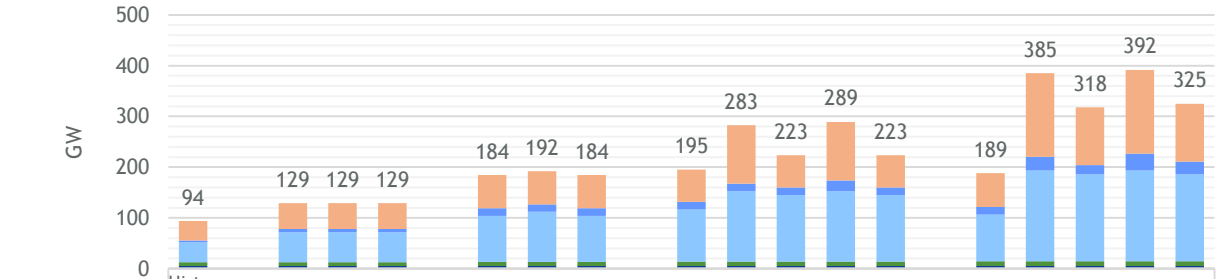
Bis 2050 bleibt in den Zielszenarien das Zubautempo auf dem Niveau der Jahre 2010 bis 2015, wobei zusätzlich der Rückbau von Alt-Anlagen zu kompensieren ist

In den Zielszenarien EL80 und TM80 wächst die installierte Leistung durchgängig von 2015 bis 2050 mit durchschnittlich netto mehr als 3,5 GW (Wind Onshore), 0,8 GW (Wind Offshore) und 1,8 GW (Photovoltaik) pro Jahr. Hierzu muss das Zubauniveau aus den Jahren 2010 bis 2015 also bis 2050 netto gehalten werden. Dabei ist zu berücksichtigen, dass aufgrund des Rückbaus von Altanlagen brutto zum Teil deutlich größere Mengen pro Jahr zugebaut werden müssen. Im Referenzszenario, welches die Klimaziele verfehlt, zeigt sich eine ähnliche EE-Zubaugeschwindigkeit bis 2030. Bis 2050 flacht sich der Zubau dann aber deutlich ab.

[145] Der in konventionellen Kraftwerken erzeugte Strom kann aber auch „Erneuerbar“ sein, wenn klimaneutrale Energieträger zur Stromerzeugung verwendet wurden. Die entsprechende Abbildung fokussiert bei der Unterscheidung auf den Kraftwerkstyp.

In jedem Zielszenario sind in 2050 über 300 GW an EE-Kapazitäten installiert

In 2050 sind als Ergebnis des EE-Ausbaus in allen Zielszenarien mehr als 300 GW EE-Kraftwerksleistung installiert (siehe Abbildung 99). In den EL-Szenarien sind es sogar nahezu 400 GW. Bereits in 2030 liegt die EE-Kapazität in allen Szenarien bei nahezu 200 GW. Der größte Anteil entfällt auf die Windenergie an Land. So sind in allen Zielszenarien in 2050 mehr als 170 GW Wind Onshore installiert, ggü. 39 GW in 2015 eine Vervierfachung. Aber auch die Photovoltaik liefert in 2050 mit 165 GW in EL80/EL95 (Faktor 4,3 ggü. 2015) und 114 GW in TM80/TM95 (Faktor 3 ggü. 2015) einen signifikanten Beitrag. Wind Offshore wird bis 2030 entsprechend des Ausbauziels im EEG in allen Szenarien auf 15 GW ausgebaut. Bis 2050 erfolgt ein weiterer Ausbau auf je nach Szenario 19 bis 34 GW, was einer Versechs- bis Verzehnfachung ggü. 2015 entspricht.



	Histo-rie	RF	EL80	TM80	RF	EL80	TM80	RF	EL80	TM80	EL95	TM95	RF	EL80	TM80	EL95	TM95
	2015	2020			2030			2040					2050				
Gesamt	94	129	129	129	184	192	184	195	283	223	289	223	189	385	318	392	325
Photovoltaik	38	51	51	51	65	65	65	64	115	64	115	64	67	165	114	165	114
Wind Offshore	3	7	7	7	15	15	15	15	15	15	22	15	15	27	19	33	26
Wind Onshore	39	59	59	59	91	99	91	103	139	131	139	131	92	179	171	179	171
Biomasse/Biogas	7	7	7	7	8	8	8	9	9	9	9	9	10	10	10	10	10
Wasserkraft	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5

ABBILDUNG 99: SZENARIENVERGLEICH - EE-KAPAZITÄTEN

Potenzialgrenzen von Wind Onshore werden in jedem Zielszenario nahezu voll ausgeschöpft

Der Vergleich der installierten EE-Kapazitäten in 2050 mit den jeweiligen Potenzialgrenzen zeigt, dass die angenommenen Wind Onshore-Potenziale (179 GW) in allen Zielszenarien nahezu vollständig ausgereizt werden, wie Abbildung 100 zeigt. Das angenommene Potenzial für Photovoltaik wird in den EL-Szenarien zu 63 % und in den TM-Szenarien zu 43 % ausgeschöpft, so dass Photovoltaikanlagen in 2050 v. a. an guten Standorten installiert sind. Das realisierbare Wind Offshore-Potenzial wird in allen Zielszenarien zu großen Teilen ausgeschöpft, im EL95-Szenario wird die Potenzialgrenze erreicht (siehe Infobox 6 für einen Vergleich von Wind Onshore und Offshore). Auch im Referenzszenario werden substanzielle Teile der Wind- und Photovoltaikpotenziale genutzt. Die über alle Sektoren hinterlegte Obergrenze für den inländischen Verbrauch von Bioenergie (310 TWh) wird 2050 in allen Szenarien erreicht. Dies zeigt, dass die Stromerzeugung aus Biomasse in Konkurrenz steht zum Einsatz von Biomasse in Gebäuden bzw. der Industrie oder zur Biomassenverwendung zur Herstellung von biogenen Brennstoffen, d. h. Biogas oder Biokraftstoffen.

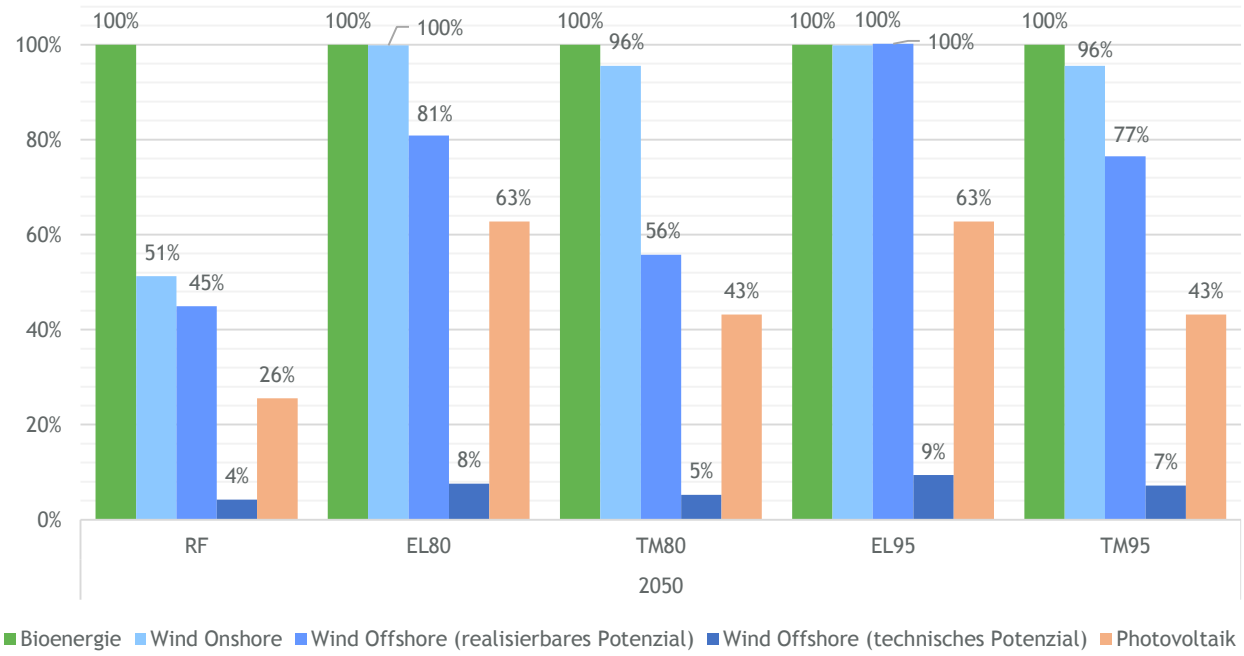


ABBILDUNG 100: SZENARIENVERGLEICH - EE-POTENZIALGRENZEN

INFOBOX 6: WIND ONSHORE VS. WIND OFFSHORE

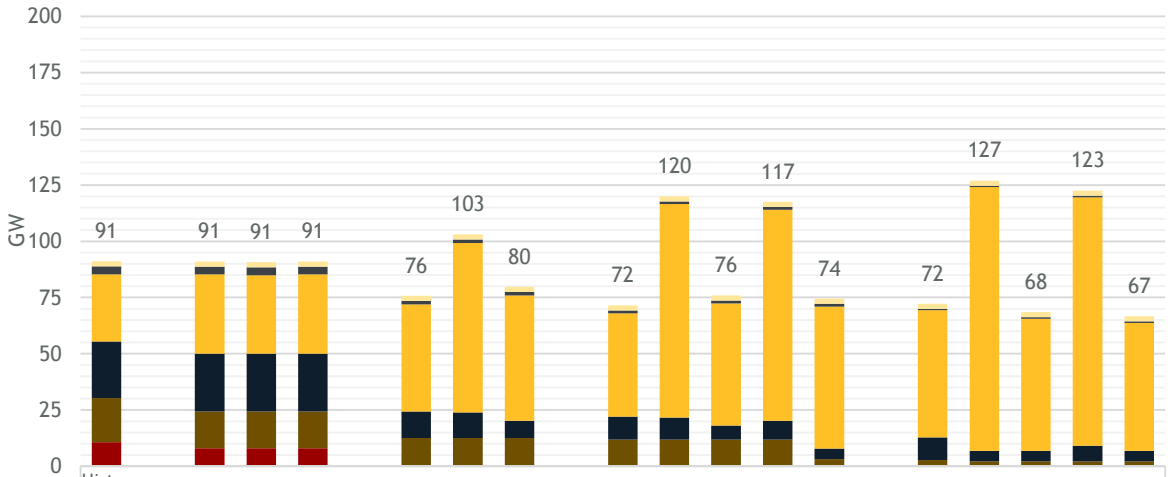
Entsprechend der angenommenen Kostenstrukturen und Volllaststunden bei den verschiedenen erneuerbaren Energien ergibt sich, dass der Ausbau von Windenergieanlagen auch in Onshore-Windzonen mit geringen Windpotenzialen kostengünstiger als Wind Offshore ist. Folglich errechnet das kostenminimierende Simulationsmodell einen deutlich stärkeren Ausbau bei Wind Onshore als bei Wind Offshore. Wie im Annahmenkapitel (siehe Kapitel 4.4) diskutiert, gibt es gute Gründe, warum der Ausbau bei Wind Onshore geringer ausfallen könnte und z. B. durch einen stärkeren Ausbau bei Wind Offshore kompensiert werden könnte: fehlender Netzausbau oder Akzeptanzprobleme, die sich z. B. durch Bürgerinitiativen oder politisch verfügte strengere Abstandsregelungen äußern, könnten die tatsächlich verfügbaren Flächenpotenziale reduzieren. Da zudem durch den Ausbau bei der Windkraft, der Photovoltaik oder der Bioenergie mit deutlich steigenden Flächenbedarfen an Land zu rechnen ist, könnten die Preise für Nutzungsflächen steigen (z. B. Pachtpreise). Folglich könnten sich höhere als die in dieser Studie angenommenen Investitions- und Betriebskosten der Wind Onshore einstellen und zu einem größeren Ausbau bei der Wind Offshore führen. Weitere Verschiebungen bei den EE-Erzeugungsmengen könnten sich außerdem dadurch ergeben, dass der Staat, wie auch aktuell, technologiespezifische Ausbaupfade definiert und entsprechende Förderregime ausgestaltet.

7.2.3 Stromerzeugung aus konventionellen Kraftwerken

Gasbefeuerte Anlagen stellen in 2050 bis zu 92 % der konventionellen Kraftwerksleistung[146]

Die installierten Kapazitäten konventioneller Kraftwerke werden mit dem Ausbau erneuerbarer Energien in den Szenarien RF und TM80/95 sinken. Wie in Abbildung 101 dargestellt, ist ihr Beitrag jedoch auch auf lange Frist noch erforderlich. In 2050 stehen weiterhin 67 GW (TM95) bis 72 GW (RF) an konventionellen Kraftwerkskapazitäten zur Verfügung. In den Szenarien EL80/95 steigt der Bedarf konventioneller Kapazitäten dagegen. Bereits bis 2030 steigen die Kapazitäten in EL80 um 12 GW ggü. 2015 und sind damit 27 GW höher als in der Referenz sowie 23 GW höher als in TM80. Diese Entwicklung setzt sich auf lange Sicht fort. Bis 2050 sind die konventionellen Erzeugungskapazitäten in den Elektrifizierungsszenarien bis zu 40 % höher (EL80) als 2015.

Den größten Anteil konventioneller Kraftwerkskapazitäten stellen in allen Szenarien gasbefeuerte Anlagen (also Gaskraftwerke, Gasmotoren, größere und kleinere KWK-Anlagen, etc.). Bereits zwischen 2020 und 2030 werden zwischen 13 GW (RF) und 40 GW (EL80) zugebaut. Die zusätzlichen Kapazitäten ersetzen zum Teil abgeschaltete Kernenergie. Braun- und Steinkohlekraftwerke gehen bei dagegen zunehmender THG-Minderung sukzessive aus dem Markt. Auch in Szenario RF nimmt ihr Anteil durch einen ansteigenden CO_2-Preis ab.



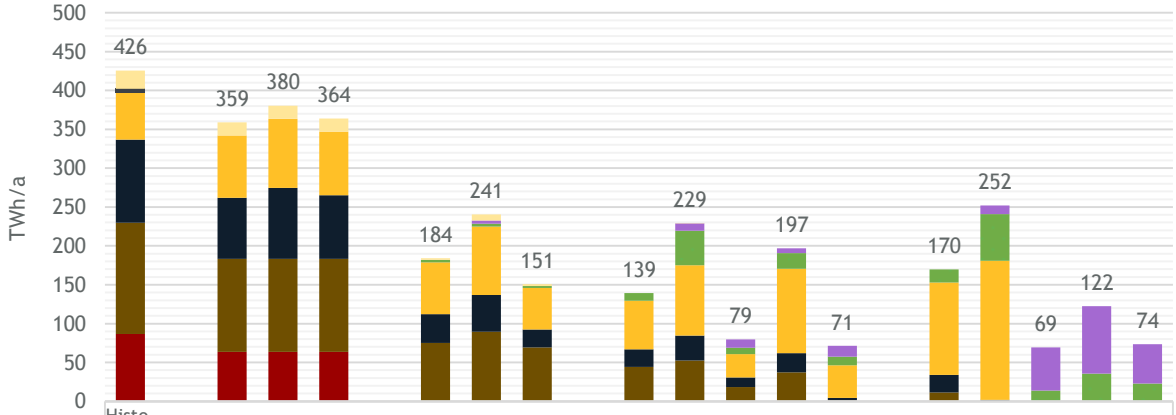
	Histo-rie	RF	EL80	TM80	RF	EL80	TM80	RF	EL80	TM80	EL95	TM95	RF	EL80	TM80	EL95	TM95
	2015	2020			2030			2040					2050				
Andere	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Öl	4	4	4	4	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Gas	30	35	35	35	48	75	56	46	95	54	94	63	57	117	59	111	57
Steinkohle	25	26	26	26	12	11	8	10	10	6	8	5	10	5	5	7	5
Braunkohle	20	16	16	16	13	13	13	12	12	12	12	3	3	2	2	2	2
Kernenergie	11	8	8	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gesamt	91	91	91	91	76	103	80	72	120	76	117	74	72	127	68	123	67

ABBILDUNG 101: SZENARIENVERGLEICH - KONVENTIONELLE KAPAZITÄTEN

[146] Konventionelle Kraftwerkskapazitäten können höher als ihr Beitrag zur gesicherten Leistung der Jahreshöchstlast sein, da mögliche ungeplante Ausfälle berücksichtigt werden.

Die Kohleverstromung ist in allen Szenarien stark rückläufig, in den Zielszenarien geht sie bis 2050 aus dem Markt

Die Stromerzeugung aus konventionellen Kraftwerken – d. h. aus Braunkohle-, Steinkohle-, Gas-, Kernenergie- und Öl-Kraftwerken – unterliegt in allen Szenarien einem starken Wandel. Um die deutschen Klimaziele in den Szenarien EL80 und TM80 zu erreichen, erfolgt, wie Abbildung 102 zeigt, eine drastische Umstrukturierung der Stromerzeugung aus konventionellen Kraftwerken: Die Stromerzeugung aus Braun- und Steinkohlekraftwerken halbiert sich bis 2030 ungefähr in allen Szenarien, sinkt also von 250 TWh in 2015 auf 137 TWh (EL80) bzw. 93 TWh (TM80) in 2030. Dieses Bild ergibt sich aufgrund der nationalen Klimaziele in den Zielszenarien bzw. dem angenommenen CO_2-Preis von 31 EUR/t CO_2ä in 2030 im Referenzfall sowie teilweise auch aufgrund ihrer Altersstruktur.



	Histo-rie	RF	EL80	TM80	RF	EL80	TM80	RF	EL80	TM80	EL95	TM95	RF	EL80	TM80	EL95	TM95
	2015	2020			2030			2040					2050				
Gesamt	426	359	380	364	184	241	151	139	229	79	197	71	170	252	69	122	74
Andere	23	17	17	17	2	8	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Konv. Öl	5,6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Synth. Gas	0	0	0	0	0	4	0	0	9	10	6	14	0	11	56	87	51
Biog. Gas	0	0	0	0	3	3	3	10	44	8	20	11	17	60	14	36	23
Konv. Gas	60	80	89	82	67	88	53	63	91	30	109	42	119	179	0	0	0
Steinkohle	107	78	91	82	37	47	23	23	32	12	24	3	23	2	0	0	0
Braunkohle	143	120	120	120	75	89	69	44	53	18	37	1	11	0	0	0	0
Kernenergie	87	64	64	64	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

ABBILDUNG 102: SZENARIENVERGLEICH - STROMERZEUGUNG AUS KONVENTIONELLEN KRAFTWERKEN

In 2050 verbleibt die Kohleverstromung in geringem Umfang nur noch im Referenzszenario im Markt (ca. 33 TWh). Kohlekraftwerke tragen somit 2050 in keinem Zielszenario mehr relevante Mengen zur Stromerzeugung bei. Diese Entwicklung ist die Folge der nationalen Klimaziele von 55 % THG-Minderung bis 2030 und 80 % bzw. 95 % bis 2050. Innerhalb verbindlicher Politikmaßnahmen (z. B. langfristig planbare CO_2-Preise), welche die nationalen THG-

Minderungsziele flankieren, erfolgt der Ausstieg aus der Kohleverstromung bis 2050 somit marktgetrieben, also ohne einen zusätzlich politisch induzierten Kohleausstieg.[147]

Stromerzeugung verschiebt sich von Kohle zu konventionellem, biogenem und synthetischem Gas. Starker Anstieg der Gasverstromung insb. in den EL-Szenarien

Gleichzeitig verschiebt sich die Stromerzeugung von Kohle zu Gas. Während die Gasverstromung in TM80 bis 2030 etwa auf aktuellen Niveau verbleibt und erst bis 2050 auf ca. 69 TWh (+15 % ggü. 2015) ansteigt, nimmt sie in EL80 bis 2030 bereits um knapp 60 % und bis 2050 auf rund 250 TWh (+317 % ggü. 2015). Dieser Unterschied zwischen TM80 und EL80 ist auf die weitaus höhere Stromnachfrage in EL80 zurückzuführen. In beiden Szenarien werden Gaskraftwerke damit zur dominierenden konventionellen Erzeugungstechnologie. Besonders deutlich zeigt sich dies in den Elektrifizierungsszenarien, wo sie bereits in 2030 einen Anteil von 39 % an der konventionellen Erzeugung ausmachen. In den Gaskraftwerken wird allerdings in 2050 nicht nur Erdgas verfeuert, sondern auch klimaneutrale Gase, wie synthetisches Methan oder Biomethan. In TM80, EL95 und TM95 kommen in 2050 sogar ausschließlich klimaneutrale Gase zum Einsatz. In der Referenz liegt die Gasverstromung in 2050 auf einem Niveau von 136 TWh, allerdings ausschließlich auf Basis von konventionellem Erdgas.

Die Gaskraftwerke werden bis 2050 folglich einerseits zur Erzeugung größerer Strommengen benötigt, andererseits aber auch zur Absicherung der Leistung in Spitzenlast und Dunkelflaute (siehe nachfolgendes Kapitel 7.2.4).

7.2.4 Gesicherte Leistung, Jahreshöchstlast und Dunkelflaute

Bedarf an gesicherter Leistung für Jahreshöchstlast verdoppelt sich bis 2050 in EL80/95, steigt aber auch leicht in TM80/95 und RF

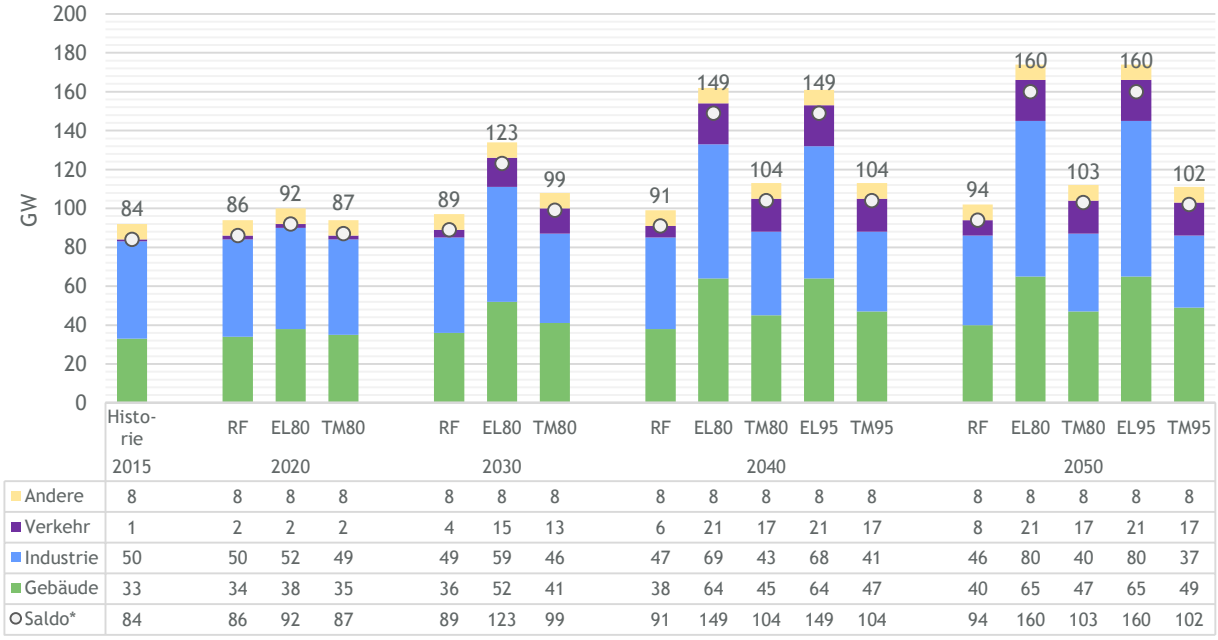
Der Anstieg des Bedarfs gesicherter Leistung wird durch eine in allen Szenarien (auch RF) im Untersuchungszeitraum steigende Jahreshöchstlast getrieben (siehe Abbildung 103). Diese geht wiederum auf die zunehmende Elektrifizierung der Sektoren Gebäude und Verkehr zurück. Während die Anzahl der elektrischen Anwendungen in diesen Sektoren in den Szenarien RF und TM80/95 aber nur moderat steigt, ist der Anstieg in den Szenarien EL80/95 drastisch. Obgleich auch in allen Szenarien ein hohes Maß an Lastglättung angenommen ist, z. B. durch intelligentes Laden bei Elektro-PKW sowie die Nutzung vorhandener DSM-Potenziale, ergibt sich insgesamt eine höhere Spitzenlast. Gleichzeitig kompensiert ein rückgängiger Strombedarf (bei Arbeit und Leistung) in der Industrie aufgrund von Effizienzfortschritten in den Szenarien RF und TM diesen Trend, während steigende Industriestromverbräuche in den EL-Szenarien auch den Leistungsbedarf deutlich erhöhen. Die Folge dieser Entwicklungen ist, dass bereits in 2030 das Szenario EL80 eine Spitzenlast von 123 GW aufweist, welche angebotsseitig vom Strommarkt

[147] An dieser Stelle ist jedoch zu betonen, dass die Klimaziele in dieser Untersuchung national definiert sind. Da die Emissionen des deutschen Stromsektors jedoch bereits durch den EU-ETS reguliert sind, sind zusätzliche nationale Ziele gesamteuropäisch gesondert zu bewerten, auch in Hinblick auf die neuen Reformen des EU-ETS.

durch gesicherte Leistung gedeckt werden muss. Auch in RF und TM80 steigt Spitzenlast auf 89 GW bzw. 99 GW.

Die elektrische Spitzenlast der TM- und RF-Szenarien ist substanziell geringer als in den EL-Szenarien: Denn insbesondere im Gebäudesektor leisten Gas und Öl in den TM- und RF-Szenarien als vergleichsweise einfach speicherbare Energieträger dauerhaft einen bedeutsamen Beitrag zur Wärmebereitstellung an kalten Tagen, d.h. zur *energetischen* Spitzenlast.

Bis 2050 setzt sich in den Szenarien EL80/95 die Tendenz eines kontinuierlichen Wachstums der Spitzenlast fort, so dass diese ca. 160 GW (+90 % ggü. 2015) erreicht. Deutlich moderater wächst die Spitzenlast mit leicht fortschreitender Elektrifizierung in den Szenarien RF und TM80 erreicht 94 GW (+11 % ggü. 2015) bzw. 103 GW (+20 % ggü. 2015). Zwischen den 95 %- und den 80 %-Szenarien ergeben sich nur geringfügige Unterschiede, da die Transformationspfade der Verbrauchssektoren und damit die Stromnachfrageprofile ähnlich oder zum Teil identisch sind.



	Histo-rie	RF	EL80	TM80	RF	EL80	TM80	RF	EL80	TM80	EL95	TM95	RF	EL80	TM80	EL95	TM95
	2015	2020			2030			2040					2050				
Andere	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Verkehr	1	2	2	2	4	15	13	6	21	17	21	17	8	21	17	21	17
Industrie	50	50	52	49	49	59	46	47	69	43	68	41	46	80	40	80	37
Gebäude	33	34	38	35	36	52	41	38	64	45	64	47	40	65	47	65	49
Saldo*	84	86	92	87	89	123	99	91	149	104	149	104	94	160	103	160	102

*Aufgrund von Gleichzeitigkeitseffekten der Stromnachfrage zwischen den Sektoren ist das Saldo der gesicherten Leistung kleiner als der summierte Wert des Bedarfs aller Sektoren.

ABBILDUNG 103: SZENARIENVERGLEICH - STROMMARKT JAHRESHÖCHSTLAST NACH SEKTOREN

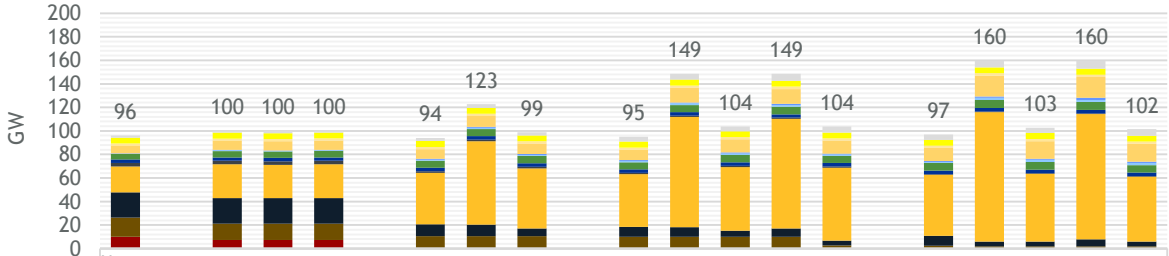
Gasbefeuerte Erzeugungsanlagen sichern in allen Szenarien den Großteil des Leistungsbedarfs der Jahreshöchstlast

Der angebotsseitige Beitrag zur Bereitstellung gesicherter Leistung wird in Abbildung 104 je Erzeugungsart dargestellt. Hierin enthalten ist der in Kapitel 3.3.2 beschriebene Beitrag von erneuerbaren und konventionellen Stromerzeugungstechnologien sowie Stromimporten zum Zeitpunkt der maximalen Last.

Demnach ist der Beitrag der gegenwärtigen Kraftwerkskapazitäten und Stromimporte im deutschen Stromsystem größer als die zu sichernde Leistung (ca. 14 GW in 2015). Mit steigendem Bedarf an gesicherter Leistung werden Überkapazitäten im deutschen Stromsystem jedoch in allen

Zielszenarien bis 2030 abgebaut. Lediglich im Referenzfall bleibt ein Überschuss im Markt bestehen, da Deutschland auch langfristig Nettostromexporteur bleibt.[148]

Der steigende Bedarf an gesicherter Leistung wird in allen Szenarien hauptsächlich durch gasbefeuerte Kraftwerke bedient, wobei hierzu auch kleinere dezentrale Anlagen wie Gasmotoren oder BHKW zu zählen sind. Entsprechend sinkt die Auslastung von gasbetriebenen Kraftwerken besonders in Szenarien mit hohem Bedarf an gesicherter Leistung. Ein Zubau an Batteriespeichern deckt ebenso den Bedarf an gesicherter Leistung im Markt. Mit 18 GW in EL80/95 ist ihr Beitrag in 2050 in den Szenarien mit dem höchsten gesicherten Leistungsbedarf am größten. Ebenso können Maßnahmen der Laststeuerung durch Verringerung der Spitzenlast mit zunehmenden Kapazitäten zur gesicherten Leistung beitragen. Der Zubau an Windenergieanlagen spiegelt sich nur marginal im Beitrag zur gesicherten Leistung wider. Es wird angenommen, dass Photovoltaik nicht zur gesicherten Leistung beitragen kann.[149]



	Histo-rie	RF	EL80	TM80	RF	EL80	TM80	RF	EL80	TM80	EL95	TM95	RF	EL80	TM80	EL95	TM95
	2015	2020			2030			2040					2050				
Gesamt	96	100	100	100	94	123	99	95	149	104	149	104	97	160	103	160	102
Laststeuerung	2	2	2	2	3	3	3	4	5	4	6	5	5	6	5	7	6
Stromimporte	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Andere	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Speicher	6	8	8	8	8	9	9	9	12	11	13	11	11	18	15	18	15
Wind Offshore	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	1
Wind Onshore	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2
Biomasse	5	5	5	6	6	6	6	6	6	6	6	6	7	7	7	7	6
Wasserkraft	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Öl	3	3	3	3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Gas	22	29	28	29	44	71	51	45	94	54	93	62	52	110	58	107	55
Steinkohle	21	22	22	22	10	10	7	9	8	5	7	4	8	4	4	6	4
Braunkohle	16	14	14	14	11	11	11	10	10	10	10	3	2	2	2	2	2
Kernenergie	10	7	7	7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

ABBILDUNG 104: SZENARIENVERGLEICH - BEITRAG ZUR GESICHERTEN LEISTUNG DER JAHRESHÖCHSTLAST NACH ERZEUGUNGSART

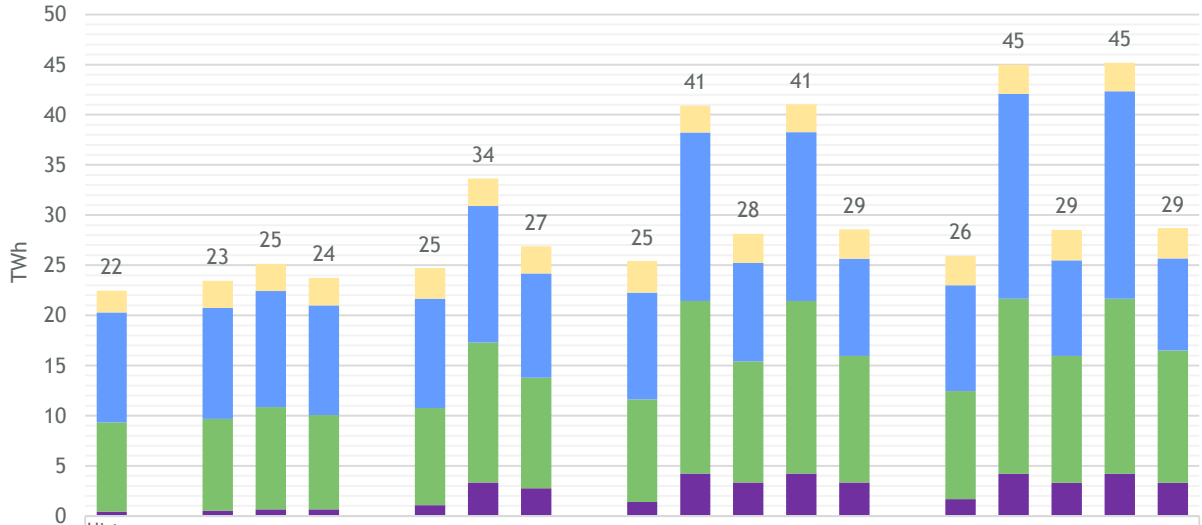
Der Beitrag von Kernenergie geht mit Ablauf des Moratoriums bis auf null zurück. Braun- und Steinkohlekraftwerke scheiden in den Zielszenarien aufgrund erhöhter Grenzkosten durch steigende CO_2-Preise sowie teilweise aufgrund ihrer Altersstruktur ebenso vermehrt aus dem Markt. Entsprechend sinkt ihr Beitrag zur gesicherten Leistung. In den Zielszenarien verbleiben Kapazitäten von 6 bis 8 GW von Kohlekraftwerken am Markt um gesicherte Leistung beitragen zu können.

[148] Siehe Kapitel 7.2.5 folgend.
[149] Es wird ebenso ein Abschlag für konventionelle Kraftwerke mit einkalkuliert, welcher ungeplante Nicht-Verfügbarkeiten repräsentiert. Der Beitrag konventioneller Kraftwerke zur gesicherten Leistung liegt daher generell unterhalb der installierten Kapazität.

Laststeuerung und Speicher können zukünftig bis zu 25 GW (EL95) zur gesicherten Leistung beitragen. Ihr Zubau ist unter anderem durch einen Anstieg der Spitzenlast getrieben. Der Beitrag zur gesicherten Leistung ist daher in den Elektrifizierungsszenarien in 2050 um etwa 5 GW höher als in den Technologiemixszenarien. Stromimporte tragen konstant 5 GW zur gesicherten Leistung der Jahreshöchstlast bei.

Der Strombedarf während einer zweiwöchigen kalten Dunkelflaute steigt insbesondere in den Elektrifizierungsszenarien bis 2050 an.

Durch eine zunehmende Nutzung elektrischer Anlagen steigt der Strombedarf während einer zweiwöchigen kalten Dunkelflaute bis 2050 deutlich an. Abbildung 105 stellt die Stromnachfrage der Dunkelflaute je Sektor dar. Unter Annahme eines im Jahresdurchschnitt gleichverteilten Strombedarfs in den Sektoren Industrie und Verkehr (d.h. keine Erhöhung der Stromnachfrage in der kalten Dunkelflaute in diesen Sektoren), sowie der Annahme einer Temperatur von -3°C im 2-Wochen-Durchschnitt, ergibt sich in den Elektrifizierungsszenarien ein Strombedarf von 45 TWh oder durchschnittlich 133 GW.[150] Dies ist etwa doppelt so hoch wie in 2015, wo etwa 22 TWh erreicht werden. Der Anstieg der 2-Wochen-Stromnachfrage in den Szenarien TM80, TM95 und RF ist deutlich geringer, da in diesen Szenarien insbesondere die Endenergieträger Öl und Gas einen deutlich größeren Beitrag zur Bedarfsdeckung leisten.[151]



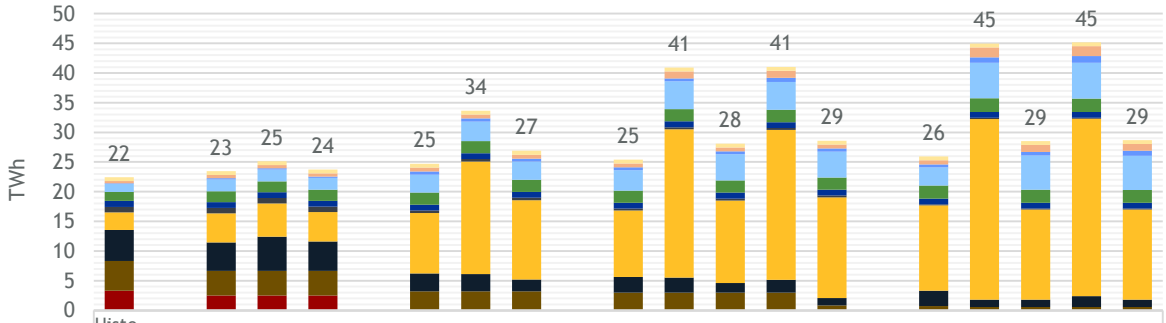
	Histo-rie	RF	EL80	TM80	RF	EL80	TM80	RF	EL80	TM80	EL95	TM95	RF	EL80	TM80	EL95	TM95
	2015	2020			2030			2040					2050				
Gesamt	22	23	25	24	25	34	27	25	41	28	41	29	26	45	29	45	29
Andere	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Industrie	11	11	12	11	11	14	10	11	17	10	17	10	11	20	10	21	9
Gebäude	9	9	10	9	10	14	11	10	17	12	17	13	11	17	13	17	13
Verkehr	0	1	1	1	1	3	3	1	4	3	4	3	2	4	3	4	3

ABBILDUNG 105: SZENARIENVERGLEICH – STROMNACHFRAGE IN EINER ZWEIWÖCHIGEN DUNKELFLAUTE NACH SEKTOR

[150] Methodik siehe Kapitel 3.3.2.
[151] Siehe auch Gebäudeexkurs in Kapitel 9.1.8.

Während einer kalten Dunkelflaute decken gasbefeuerte Stromerzeuger den Großteil des Bedarfs, Wind und PV steuern in 2050 in den Zielszenarien etwa 19 bis 26 % hinzu.

In Zeiten der kalten Dunkelflaute tritt eine Situation mit wenig EE-Einspeisung aus Wind und PV ein. Die zu sichernde Stromnachfrage kann über einen Zeitraum von zwei Wochen zudem nicht durch Batterien oder Wärmespeichern gedeckt werden, da diese über den betrachteten Zeitraum Energiemengen verschieben aber nicht erzeugen können. Es wird ebenso angenommen, dass Stromimporte durch gleichzeitige Spitzenlast im Ausland nicht zur Deckung der zweiwöchigen Dunkelflaute beitragen können.[152]



	Histo-rie	RF	EL80	TM80	RF	EL80	TM80	RF	EL80	TM80	EL95	TM95	RF	EL80	TM80	EL95	TM95
	2015	2020			2030			2040					2050				
Gesamt	22	23	25	24	25	34	27	25	41	28	41	29	26	45	29	45	29
Andere	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Photovoltaik	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	1	2	1
Wind Offshore	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Wind Onshore	1	2	2	2	3	3	3	3	5	4	5	4	3	6	6	6	6
Biomasse	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Wasserkraft	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Öl**	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas**	3	5	6	5	10	19	13	11	25	14	25	17	14	30	15	30	15
Steinkohle	5	5	6	5	3	3	2	3	3	2	2	1	3	1	1	2	1
Braunkohle	5	4	4	4	3	3	3	3	3	3	3	1	1	1	1	1	1
Kernenergie	3	3	3	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

ABBILDUNG 106: SZENARIENVERGLEICH – ERZEUGUNGSMIX IN EINER ZWEIWÖCHIGEN DUNKELFLAUTE

Abbildung 106 stellt den Erzeugungsmix in einer zweiwöchigen Dunkelflaute dar. Wind- und PV-Anlagen tragen in 2050 etwa 19 % (EL80/95) bzw. 26 % (TM80/95) des zu sichernden Bedarfs bei.[153] Der Rest wird neben geringen Mengen Wasserkraft und Biomasse durch konventionelle Kraftwerke gedeckt. In 2050 sind dies überwiegend gasbefeuerte Anlagen. Diese haben einen Anteil von knapp über 50% in den Technologiemixszenarien, bzw. 66% in den Elektrifizierungsszenarien. In den Technologiemixszenarien laufen im Durchschnitt über die zweiwöchige Dunkelflaute etwa 45 GW an Gaskraftwerken, in den Elektrifizierungsszenarien sind es etwa 90 GW. Bei einer dreiwöchigen Dunkelflaute würden sich ähnliche Werte ergeben. Daraus lässt sich schließen, dass ab einem bestimmten Punkt (nämlich dann, wenn Kurzfristspeicher und andere kurzfristige Flexibilitätsoptionen keinen Beitrag mehr leisten können) die Länge der Dunkelflaute keine

[152] Methodik siehe Kapitel 3.3.2.
[153] In den Szenarien ergeben unterschiedliche prozentuale Beiträge von Wind und Photovoltaik, da in den TM- und EL-Szenarien die Wind- und Photovoltaik-Kapazitäten relativ ähnlich, aber die Bedarfe deutlich unterschiedlich sind.

Rückwirkungen auf den Bedarf an Gaskraftwerken hat. D.h., ob eine zwei- oder dreiwöchige kalte Dunkelflaute angenommen wird, ist nicht entscheidend für den Kapazitätszubau an Gaskraftwerken. Vielmehr sind die Stromnachfrage und der Beitrag von Wind und PV während der angenommenen Dunkelflaute (sowie ggf. die angenommenen Importe) entscheidend. [154]

INFOBOX 7: WICHTIGE FAKTOREN FÜR DEN BEDARF AN GESICHERTER LEISTUNG

Die Ergebnisse aller Szenarien zeigen, dass bis 2050 ein großer Zubau an Gaskraftwerken zur Bereitstellung gesicherter Leistung (während Spitzenlast und Dunkelflaute) und zum Ausgleich der fluktuierenden Wind- und PV-Stromerzeugung notwendig ist. Allerdings werden viele dieser Kraftwerke im Durchschnitt mit sehr geringen Volllaststunden gefahren, so dass sich die Frage stellt, unter welchen Zukunftsannahmen auch ein geringerer Kraftwerkszubau bei gleichzeitig weiterhin hoher Versorgungssicherheit möglich wäre. Aus den bisherigen Untersuchungen in dieser Studie zeigt sich, dass die folgenden drei Faktoren die Wesentlichen sind.

Absicherung durch das Ausland: In dieser Studie wurde (auch in Abstimmung mit den beteiligten Studienpartnern) angenommen, dass das Ausland mit insgesamt 5 GW zur Lastdeckung in Spitzenlastzeiten beitragen kann. Dieser Wert ist ein wesentlicher Parameter für den Bedarf an heimischen Kraftwerkskapazitäten, gleichwohl aber sehr schwierig über die Zukunft zu antizipieren: Auf der einen Seite sind die grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten um ein Vielfaches höher und auch die Wahrscheinlichkeit höher, dass irgendwo in Europa ein relativ hohes Wind- oder PV-Angebot herrscht. Aus dieser Sicht wäre auch ein höherer Wert für den Leistungsbeitrag durch das Ausland denkbar. Auf der anderen Seite stellt sich die Frage, ob höhere Bedarfe in jedem kritischen Zeitpunkt durch das Ausland gedeckt werden könnten, besonders in Hinblick darauf, dass auch in anderen Ländern das Thema der gesicherten Leistung zunehmend relevant wird. Zudem ist offen, welche politische Akzeptanz ein deutsches Stromsystem hätte, welches in bestimmten Lastsituationen zu einem großen Teil von zeitkritischen Stromlieferungen aus dem Ausland abhängt. Mit Blick auf die Szenarioergebnisse gilt: Würde die Annahme getroffen, dass das Ausland deutlich größere Beiträge als 5 GW leisten könnte, wäre der Bedarf an gesicherter Kraftwerkskapazität z.B. aus Gaskraftwerken entsprechend geringer.

Höhe des Sicherheitsniveaus: Die dieser Studie zu Grunde liegenden Berechnungen basieren auf der Auswertung historischer Last- und Wetterdaten sowie deren Hochrechnung für die entsprechenden Zukunftsszenarien. Die sich ergebenden Lastsituationen müssen für Spitzenlast und Dunkelflaute gedeckt werden (zur Methodik siehe Kapitel 3.3.2). Diese Analyse erfolgt allerdings deterministisch und nicht probabilistisch. Es ist ebenso denkbar, dass künftig ein bestimmtes Lastniveau nur mit einer bestimmten Wahrscheinlichkeit gedeckt werden muss. Dies bedeutet, dass auch nach Nutzung sämtlicher im System möglicher Flexibilitätspotenziale einschließlich Laststeuerung, ein Teil der Last mit einer bestimmten Wahrscheinlichkeit nicht bedient wird. Solche probabilistischen Verfahren kommen beispielsweise in ENTSO-E (2017) zum Einsatz. Bei einer Anwendung probabilistischer Verfahren auf die in dieser Studie untersuchten Szenarien wäre der Effekt auf den Leistungsbedarf davon abhängig, welches Wahrscheinlichkeitsniveau an Lastdeckung akzeptabel wäre. Auch die jetzigen deterministisch bestimmten Spitzenlast- und Dunkelflautensituationen entsprechen nicht einem Versorgungssicherheitsniveau von 100%, d.h. es ließen sich noch schwierigere und unwahrscheinlichere Lastsituationen modellieren. Für den Fall, dass ein geringeres Wahrscheinlichkeitsniveau als jenes dieser Studie gewählt würde, würde der Bedarf an gesicherter Kapazität in den untersuchten Szenarien sinken.

[154] Die Nachfragemengen (insbesondere in Hinblick auf Verkehr und Industrie) sowie die angenommenen Beiträge von Wind und PV zeigen, dass die in dieser Studie modellierte kalte Dunkelflaute kein Extremszenario darstellt, sondern eine übliche ungünstige Wetterlage, die im Winter vorkommen kann . Unter Annahme von weniger PV und Windeinspeisung bzw. einer höheren Nachfrage, würden sich höhere Bedarfe an Gasverstromung bzw. gegebenenfalls sogar an Gaskraftwerkskapazitäten ergeben. Alternativ könnten Importe beitragen, wobei diese bei ähnlichen Wetterlagen im Ausland durch mögliche gleichzeitige Spitzenbedarfe beschränkt sein könnten.

Smartness von strombasierten Anlagen in Gebäuden und Industrie sowie Fahrzeugen im Verkehr: Für die stromverbrauchenden Anlagen in den einzelnen Sektoren wurde ein vergleichsweise hohes Niveau an Flexibilität in Bezug auf die Stromnachfrage angenommen. Die Annahmen dieser Studie (siehe Infobox 1 sowie Kapitel 3.6 und Kapitel 5) gehen von intelligenten Wärmepumpen im Gebäudesektor bzw. E-Fahrzeugen im Verkehrsbereich aus. D.h. eine Steuerungstechnik dieser Anlagen wird unterstellt, welche (Residual-)Lastspitzen reduziert. Auch für die Industrie werden Potenziale angenommen, Last aus zeitkritischen in weniger kritische Situationen zu verschieben. Für die in dieser Studie ermittelten Bedarfe an Spitzenleistungskapazität gilt, dass sie geringer wären, wenn eine noch bessere Anpassung an Engpasssituationen angenommen würde. Für die Bedarfe an gesicherter Kapazität zur Bewältigung von Dunkelflautensituationen würde auch die Annahme einer noch intelligenteren Gerätesteuerung keine Abhilfe schaffen, da diese keine wesentlichen zusätzlichen Energiemengen in den Zeitraum der Dunkelflaute bzw. aus diesem heraus verlagern würde.

7.2.5 Stromaußenhandel

In 2030 und 2040 sind in allen Zielszenarien deutliche Stromimportüberschüsse zu erwarten, in der Referenz bleibt Deutschland durchgehend Nettoexporteur

Zur Erreichung der THG-Minderung in den Zielszenarien sind in 2030 und 2040 deutliche Stromimportüberschüsse zu erwarten, wie Abbildung 107 zeigt. In der Referenzentwicklung bleibt Deutschland dagegen bis 2050 durchgängig Nettoexporteur von Strom.

Der Ausstieg aus der Kernenergie, der durch die THG-Reduktionsziele getriebene Rückgang bei der Kohleverstromung und die gleichzeitig steigende Stromnachfrage sorgen in den EL- und TM-Szenarien dafür, dass die aktuell z. T. deutlichen Exportüberschüsse der Vergangenheit angehören. In 2030 ist Deutschland in beiden Entwicklungen Nettoimporteur von Strom. Im Szenario EL80 importiert der deutsche Strommarkt 116 TWh mehr als er exportiert. Im TM80-Szenario ist der Importüberschuss mit 92 TWh etwas geringer ausgeprägt, was auf die im Vergleich zu EL80 weniger stark wachsende Stromnachfrage zurückzuführen ist. Damit importiert Deutschland in 2030 (netto) 14 % bzw. 13 % seines Strombedarfs. Allerdings ist zu betonen, dass dies saldierte Werte sind, d. h. es gibt Stunden in denen die EE-Einspeisung in Deutschland hoch ist und damit die Exporte überwiegen. In der Referenz führen der Kernenergieausstieg und der durch den CO_2-Preis getriebene Rückgang der Kohleverstromung ebenfalls zu einem Absinken der Exportüberschüsse. Da die Stromnachfrage in der Referenzentwicklung aber nur geringfügig ansteigt, bleibt Deutschland auch aufgrund des starken EE-Zubaus mit einem Überschuss von 35 TWh in 2030 ggü. 52 TWh in 2015 weiter Nettoexporteur von Strom.

In den Zielszenarien sinken die Stromimportüberschüsse bis 2050 wieder. In EL95 bleibt Deutschland dauerhaft Nettoimporteur.

Mit Ausnahme vom EL95-Szenario sinken in den Zielszenarien die Importüberschüsse trotz weiter steigender Nachfrage bis 2050 wieder (siehe Abbildung 107). Für das 95 %-Ziel muss die deutsche Energiewirtschaft THG-neutral sein, während im EU-Ausland durch das EU-ETS noch ein geringfügiger THG-Ausstoß möglich ist. Folglich sind große Importüberschüsse weiterhin attraktiv, um die hohe Stromnachfrage zu decken. Auch im Szenario EL80 bleibt Deutschland mit einem Importsaldo von +15 TWh in 2050 weiter Nettoimporteur, in TM80 wird Deutschland dagegen

wieder Nettoexporteur von Strom mit einem leichten Exportüberschuss von 22 TWh. Diese Entwicklung ist im Wesentlichen auf den in diesen Szenarien rasanten Ausbau der EE-Stromerzeugungskapazitäten zurückzuführen. In der Referenz bleibt Deutschland bis 2050 Nettoexporteur von Strom. Der Exportüberschuss beträgt 44 TWh.

In diesem Zusammenhang ist allerdings für alle Zielszenarien zu diskutieren, ob und zu welchem Preis die benötigten Importmengen bei ähnlichen Klimaschutzbemühungen im europäischen Ausland zur Verfügung stehen, da dann auch europaweit mit einer erhöhten Stromnachfrage für Elektrifizierung und synthetische Brennstoffe zu rechnen ist.

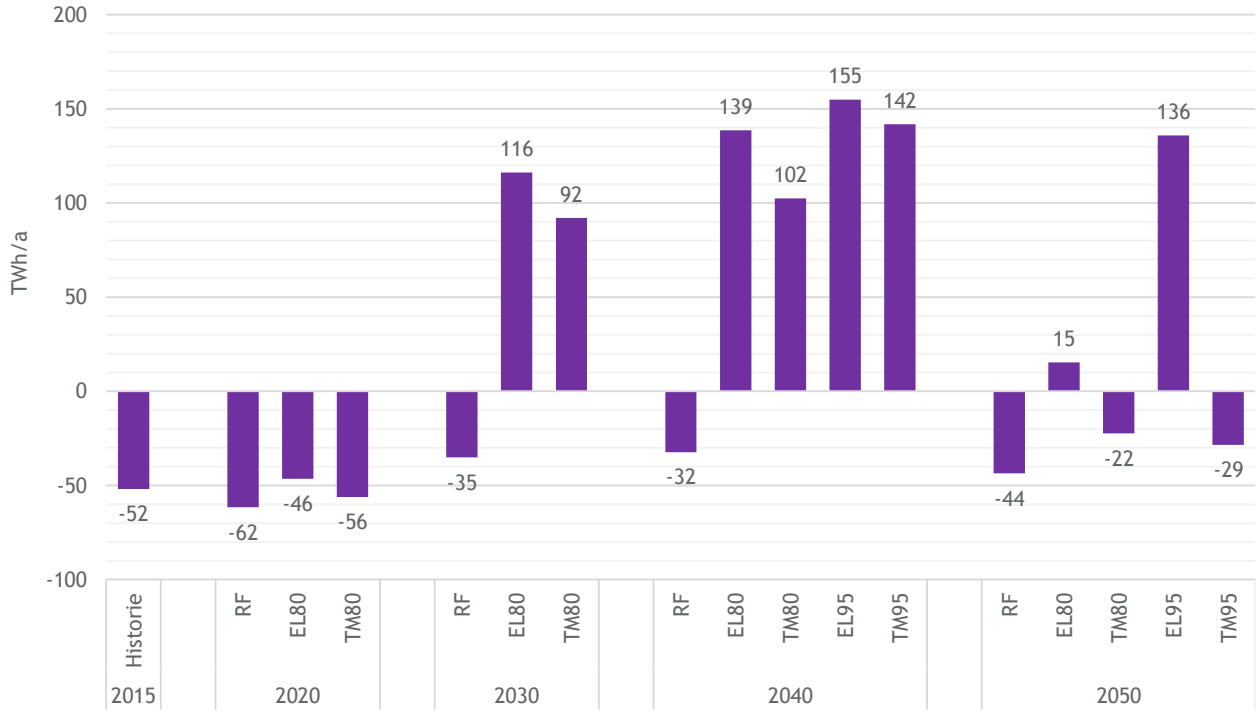


ABBILDUNG 107: SZENARIENVERGLEICH - DEUTSCHER STROMAUSTAUSCHSALDO

7.2.6 Strommarkt im EU-Ausland

Stromnachfrage im EU-Ausland bleibt konstant in der Referenz und steigt leicht in den Zielszenarien

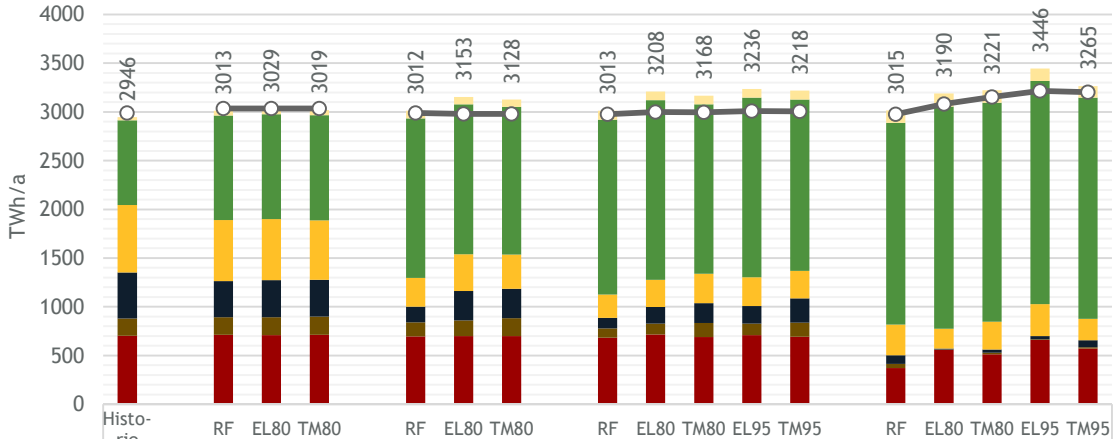
Die Stromnachfrage im EU-Ausland (inkl. Leitungsverluste und Stromverbrauch durch Elektrolyseure) verändert sich in allen Szenarien von 2015 bis 2050 annahmegemäß nur geringfügig. Die Endverbrauchernachfrage ist exogen vorgegeben und über alle Szenarien identisch. Unterschiede entstehen einzig durch den Stromverbrauch von PtX-Anlagen. In der Referenzentwicklung sinkt die Stromnachfrage ggü. 2015 marginal um rund 20 TWh bis 2050, was einem Rückgang um etwa 1 % entspricht. In den EL- und TM-Szenarien wächst die Stromnachfrage leicht, je nach Szenario zwischen +90 TWh (+3 %) und +224 TWh (+8 %) bis 2050. Entscheidender Wachstumstreiber ist der Einsatz von Strom für Elektrolyseure zur Herstellung synthetischer Brennstoffe.

Deutsche Nachfrage nach Strom und PtX lässt die Stromerzeugung im EU-Ausland bis 2050 ansteigen

Die Stromerzeugung im EU-Ausland verändert sich hingegen stärker und steigt in allen Szenarien von 2015 bis 2050 an. In der Referenz wächst sie ggü. 2015 geringfügig um rund 69 TWh bis 2050, was einem Wachstum um etwa 2 % entspricht. In den EL- und TM-Szenarien wächst die Stromerzeugung etwas stärker, je nach Szenario zwischen +244 TWh (+8 %) und +500 TWh (+17 %) bis 2050. Treibender Faktor für dieses höhere Wachstum in den Zielszenarien sind im Wesentlichen zusätzlich benötigte Strommengen zur Bedienung der deutschen Stromimportnachfrage (siehe Kapitel 7.2.5) sowie zur Produktion synthetischer Energieträger für den deutschen Markt (siehe Kapitel 7.4.3). Daraus lässt sich also schließen, dass die EU-Stromerzeugung noch weiter steigen müsste, wenn das EU-Ausland ähnliche THG-Minderungsanstrengungen der Endverbrauchssektoren verfolgen würde wie Deutschland. Dies gilt sowohl für den Fall einer zunehmenden Elektrifizierung, aber auch einer zunehmenden Nutzung synthetischer Brennstoffe.

EE-Stromerzeugung im EU-Ausland verdoppelt sich in den Zielszenarien bis 2050. Gaskraftwerke werden zu dominierenden konventionellen Erzeugungstechnologie

Aktuell setzt sich die Stromerzeugung im EU-Ausland zu etwa 30 % aus EE, zu jeweils etwa 24 % aus Gas und Kernenergie und zu etwa 22 % aus Kohle zusammen (vgl. Abbildung 108). In den EL- und TM-Szenarien verdoppelt die EE-Stromerzeugung zur Erreichung der THG-Minderungsziele im EU-ETS bis 2050 ihren Anteil auf ca. 70 %, was 2300 TWh entspricht. Gaskraftwerke werden nach der Kernenergie auch im EU-Ausland zur anderen dominierenden konventionellen Erzeugungstechnologie und verdrängen in den Zielszenarien die Kohleverstromung nahezu vollständig aus dem Markt. In den Gaskraftwerken wird allerdings – wie in Deutschland – in 2050 nicht nur Erdgas verfeuert, sondern auch klimaneutrale Gase, wie synthetisches Methan oder Biomethan. In den Zielszenarien werden in 2050 noch über 500 TWh und bis zu 661 TWh (EL95) Strom aus Kernenergie erzeugt. Europa erreicht seine THG-Minderungsziele somit zu einem nicht unerheblichen Anteil durch die CO_2-freie Kernenergie.



	Histo-rie	RF	EL80	TM80	RF	EL80	TM80	RF	EL80	TM80	EL95	TM95	RF	EL80	TM80	EL95	TM95
	2015	2020			2030			2040					2050				
Gesamt	2946	3013	3029	3019	3012	3153	3128	3013	3208	3168	3236	3218	3015	3190	3221	3446	3265
Andere	33	52	52	52	80	76	78	93	89	89	91	92	128	136	126	128	119
Erneuerbare	868	1070	1078	1081	1634	1539	1514	1796	1844	1739	1842	1757	2070	2279	2247	2289	2268
Gas*	694	626	627	609	296	376	352	238	278	302	296	284	314	205	286	329	221
Steinkohle	472	373	381	379	160	302	300	109	172	203	179	247	89	9	35	32	71
Braunkohle	175	180	181	187	145	162	184	93	111	146	117	145	44	2	14	6	15
Kernenergie	704	712	711	711	697	699	699	685	715	689	710	693	370	559	514	661	570
Stromnachfrage	2991	3034	3036	3036	2989	2980	2978	2975	3000	2995	3010	3004	2976	3081	3152	3215	3203

*Konventionell, synthetisch, biogen.

ABBILDUNG 108: SZENARIENVERGLEICH - STROMERZEUGUNG IM EU-AUSLAND

THG-Emissionen des Stromsektors gehen durch das EU-ETS auf bis zu 61 Mio. t zurück

Die THG-Emissionen des Stromsektors im EU-Ausland gehen 2050 in der Referenz aufgrund des steigenden CO_2-Preises auf 211 Mio. t CO_2ä zurück (vgl. Abbildung 109). In den EL- und TM-Szenarien gehen die Emissionen aufgrund der Reduktionsziele im EU-ETS noch weit stärker zurück – auf bis zu 61 Mio. t CO_2ä in 2050 im Szenario EL80. Da in den 95 %-Szenarien im deutschen Stromsektor auf 0 Tonnen CO_2ä reduziert wird, werden in Folge des Kompensationseffekts im Stromsektor des EU-Auslands mehr Emissionen als in den 80 %-Szenarien ausgestoßen. Hier zeigt sich, dass eine stärkere Vermeidung von THG-Emissionen im deutschen Stromsektor aufgrund der fixen Anzahl von Zertifikaten im EU-ETS gleichbedeutend mit höheren THG-Emissionen im europäischen Ausland ist (sogenannter Waterbed-Effekt).[155] Der THG-Emissionsfaktor des Strommix im EU-Ausland geht in Folge der Minderungsziele im EU-ETS in allen Zielszenarien auf weniger als 45 g/kWh zurück.

[155] Sofern Anpassungen des EU-ETS im Zuge der neuen EU-ETS Reformen dazu führen, dass nationale Maßnahmen zukünftig durch entsprechende Reduktion der Zertifikateanzahl teilweise oder vollständig berücksichtigt werden, würde dieser Waterbed-Effekt abgeschwächt oder gar nicht auftreten. Nationale Alleingänge beim Klimaschutz würden dann zur Emissionsreduktion im EU-ETS beitragen.

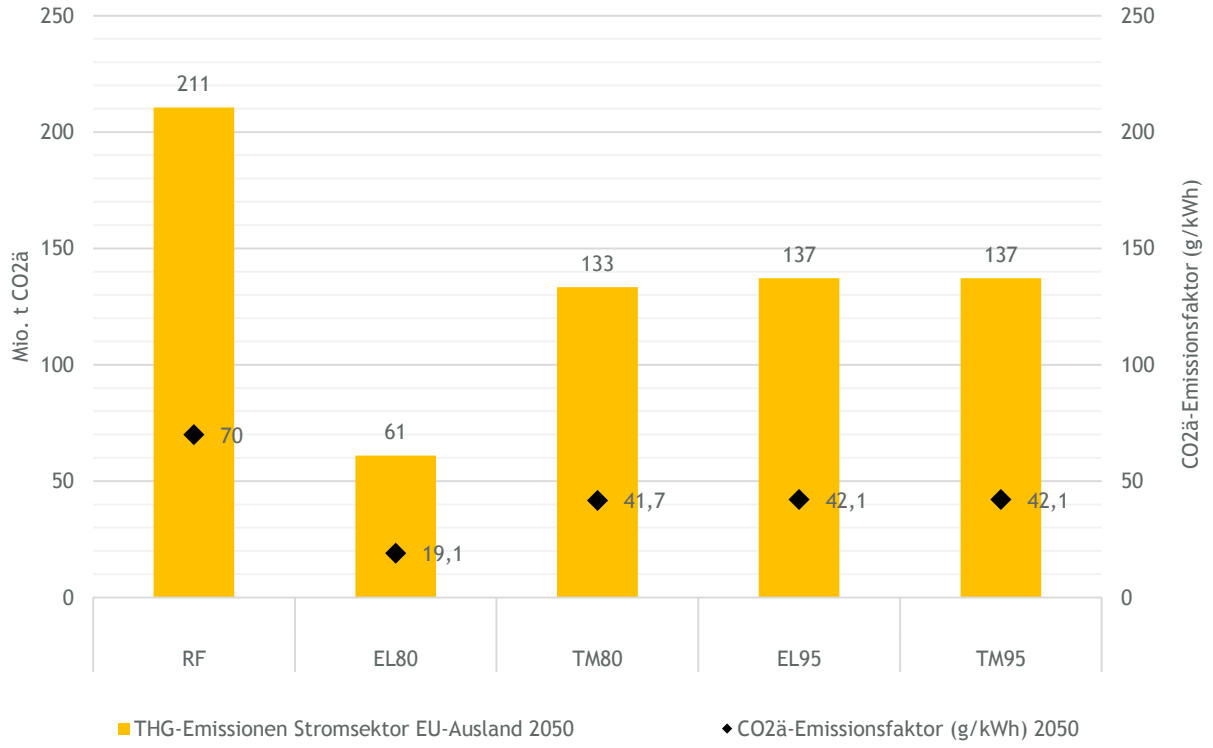


ABBILDUNG 109: SZENARIENVERGLEICH - THG-EMISSIONEN UND EMISSIONSFAKTOR IM STROMSEKTOR EU-AUSLAND

7.3 Energieinfrastrukturen

7.3.1 Stromnetze[156]

Verteilnetz

Die ermittelten Investitionsbedarfe in den betrachteten Szenarien werden in Abbildung 110 aufgeschlüsselt nach Spannungsebene dargestellt. Der Vergleich der Szenarien zeigt, dass im Referenzszenario mit 47,8 Mrd. € der niedrigste Investitionsbedarf erwartet werden kann. Der höchste Investitionsbedarf wird mit 252,5 Mrd. € in den beiden Elektrifizierungsszenarien ausgewiesen. Für die Technologiemixszenarien liegt der erwartete Bedarf bei 146,2 Mrd. € bzw. 151,1 Mrd. €.

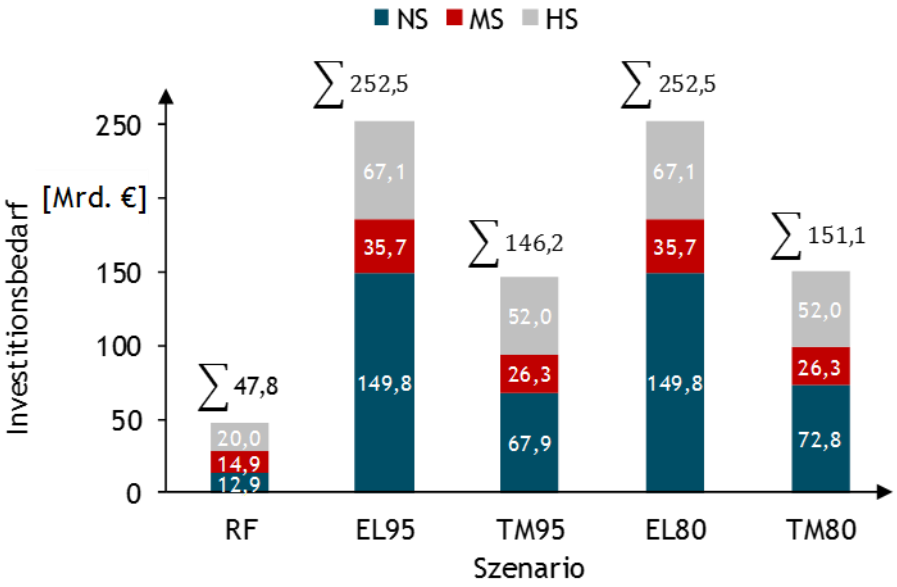


ABBILDUNG 110: INVESTITIONSBEDARF BIS 2050 IM VERTEILNETZ FÜR DIE UNTERSUCHTEN SZENARIEN

Sowohl in den Technologiemix- als auch in den Elektrifizierungsszenarien wird ein Großteil der Investitionen in der NS-Ebene verortet. Die höchsten Investitionsunterschiede zwischen diesen beiden Transformationspfaden finden sich ebenfalls in der NS-Ebene. Dies ist insbesondere auf den Zubau neuer Lasten und PV-Anlagen zurückzuführen. Die sich hierdurch ergebene Versorgungsaufgabe kann teilweise nicht durch eine klassische Ertüchtigung der bestehenden Netze beherrscht werden. In diesen Fällen wird der Neubau paralleler Netzinfrastruktur in dieser Netzebene nötig. Dies sorgt für eine deutliche Zunahme des zu erwartenden Investitionsbedarfes.

Im Vergleich zur NS-Ebene ist der absolute Unterschied zwischen den Transformationspfaden bezüglich der erforderlichen Investitionen in der MS-Ebene geringer, wenngleich auch hier mehr

[156] Autor: ef.Ruhr.

als eine Verdopplung der Investitionen ausgewiesen wird. Die aus Sicht der MS-Ebene hohe Anzahl insbesondere von EV und WP führt gegenüber der NS-Ebene zu einer Abnahme der anzunehmenden Gleichzeitigkeit in der Netzplanung. Die hierdurch zu erwartende Versorgungsaufgabe führt in Kombination mit der Betrachtung von Einspeisern der MS- und der unterlagerten NS-Ebene zu einem insgesamt geringeren Investitionsbedarf in den Pfaden EL und TM gegenüber der NS-Ebene. Innerhalb der MS-Ebene können größtenteils Maßnahmen im Bereich der Netzerweiterung zur Beherrschung der Versorgungsaufgabe angewendet werden.

Die Szenarien 80 % oder 95 % CO_2-Minderung in den jeweiligen Transformationspfaden EL und TM unterscheiden sich untereinander bezüglich der erforderlichen Investitionen speziell in den unteren Netzebenen nur unwesentlich. Hieraus lässt sich schließen, dass innerhalb eines Transformationspfades der Ausbaubedarf in den Verteilnetzen keinen begrenzenden Faktor darstellt, um die Treibhausgasminderung von 80 % auf 95 % zu steigern. Dies ist letztlich darin begründet, dass sich die Zubauleistungen von Lasten und Einspeisern in den Szenarien kaum voneinander unterscheiden.

Die im Vergleich geringen Zubauleistungen aus Lasten und Einspeisern gegenüber den anderen beiden Transformationspfaden führen im Referenzszenario in Summe mit ca. 48 Mrd. € zu einem deutlich geringeren Investitionsbedarf. Im Vergleich zu den Transformationspfaden EL und TM entfällt ein größerer Anteil des Investitionsbedarfes in diesem Pfad auf die HS-Ebene. Die Investitionen in der NS- und MS-Ebene sind entsprechend anteilig geringer.

Die Gegenüberstelleng aller Szenarien zeigt, dass eine Zunahme der installierten Leistung im Bereich der neuen Lasten mit einer starken Zunahme des Investitionsbedarfes insbesondere in der NS-Ebene einhergeht. Hier gilt es zu diskutieren inwieweit eine Reduktion des Investitionsbedarfes durch künftige Anschlussrichtlinien sowie den Einsatz intelligenter Steuerungen (Begrenzung der EV-Ladeleistungen in Abhängigkeit der Netzbelastung) und Flexibilitätsoptionen möglich ist. Das mögliche Potential des Einsatzes netzorientierter Flexibilitätsoptionen wird in Kapitel 8.3 untersucht. In diesem Zusammenhang gilt es jedoch zu beachten, dass die Steuerung der Ladeleistung im Bedarfsfall sowohl den Zugriff z. B. des Netzbetreibers als auch die Akzeptanz der Netznutzer voraussetzen. Einen grundsätzlichen gesetzlichen Rahmen schafft hier der § 14 a EnWG. In diesem Zusammenhang gilt es zukünftig zu klären, welches „Recht auf Mobilität“ auch in der NS-Ebene für jeden Netznutzer gewährt werden sollte und wie dieses definiert wird. Die Schaffung eines Gleichzeitigkeitsregimes[157] hängt hier eng mit der Frage der Ladeleistung und der Verfügbarkeit zusammen und ist analog zum Planungsinstrument der Spitzenkappung im Bereich der EE-Integration zu sehen.

Der erforderliche Investitionsbedarf in der HS-Ebene ergibt sich aus der Extrapolation von bereits durchgeführten Studien unter Berücksichtigung der EE-Zubauleistung (s. Methodik Unterabschnitt 3.4.2.1). Folglich steigt der Investitionsbedarf im Vergleich der Transformationspfade mit einer steigenden Leistung aus EE an. Hierbei gilt es jedoch zu beachten,

[157] BNetzA (2017).

dass hier ein linearer Zusammenhang unterstellt wird. Nichtlineare Effekte, welche beispielsweise im Rahmen dieser Studie in der NS-Ebene in Form von Netzneubaumaßnahmen identifiziert werden, können auf diese Weise nicht abgebildet werden. Darüber hinaus wird unterstellt, dass zukünftig der Rückspeisefall in der HS-Ebene der netzauslegungsrelevante Fall ist. Insbesondere in Ballungsräumen kann jedoch die Zunahme neuer Lasten dazu führen, dass auch eine Veränderung des Starklastfalles netzauslegungsrelevant ist und zu erforderlichen Netzausbaumaßnahmen führt. Hierbei gilt es neben WP und EV auch weitere Treiber des Netzausbaus wie z.B. Schnellladesäulen entsprechend zu berücksichtigen. Dieser Aspekte sollte in weiteren Studien genauer beleuchtet werden.

In Abbildung 111 werden die prozentualen Anteile des Ausbaubedarfes für die Szenarien in den einzelnen Strukturklassen sowie die prozentualen Anteile der Strukturklassen an der Gesamtfläche Deutschlands dargestellt. Der Vergleich der Szenarien mit den prozentualen Flächenanteilen zeigt, dass trotz eines geringen städtischen Flächenanteils von 5 %, in allen Szenarien etwa 20 % der Investitionsbedarfe in diesen städtischen Gebieten zu erwarten sind. Auch in den halbstädtischen Gebieten, welche 28 % der Fläche Deutschlands einnehmen, werden gemessen daran überproportional hohe Investitionsbedarfe erwartet. Gemessen an einem ländlichen Flächenanteil von 68 % werden dagegen in allen Szenarien relativ geringe Investitionsbedarfe erwartet.

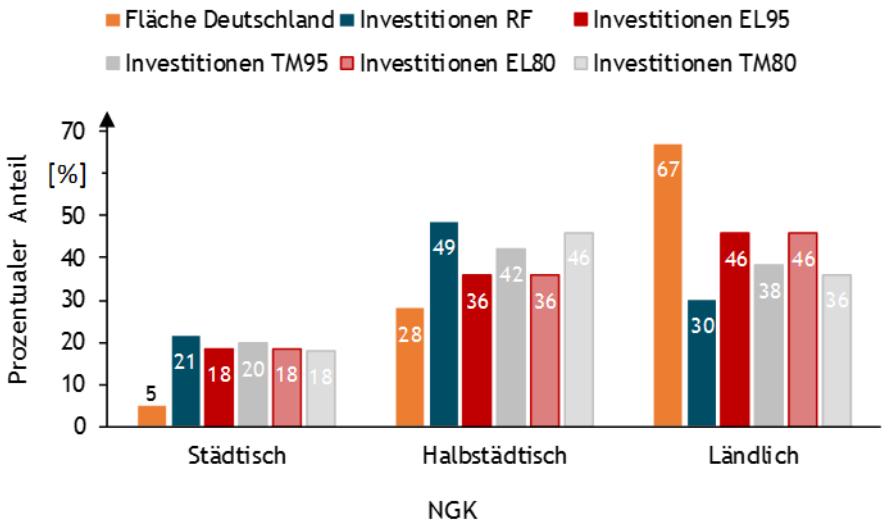


ABBILDUNG 111: PROZENTUALER ANTEIL DER STRUKTURKLASSEN AN DER FLÄCHE DEUTSCHLANDS BZW. AM INVESTITIONSBEDARF IN DER MS- UND NS-EBENE BIS 2050 IN DEN SZENARIEN

Die überproportional hohen Investitionsbedarfe in den städtischen- und halbstädtischen Gebieten begründen sich zum einen mit den angenommenen höheren Investitionen für das Verlegen von Leitungen (siehe Tabelle 51, Anhang 2), zum anderen durch die Bevölkerungsverteilung auf die Strukturklassen. Abbildung 112 stellt die prozentualen Anteile des Ausbaubedarfs für die Szenarien

in den einzelnen Strukturklassen sowie die prozentualen Bevölkerungsanteile der Strukturklassen an der Gesamtbevölkerung Deutschlands gegenüber.

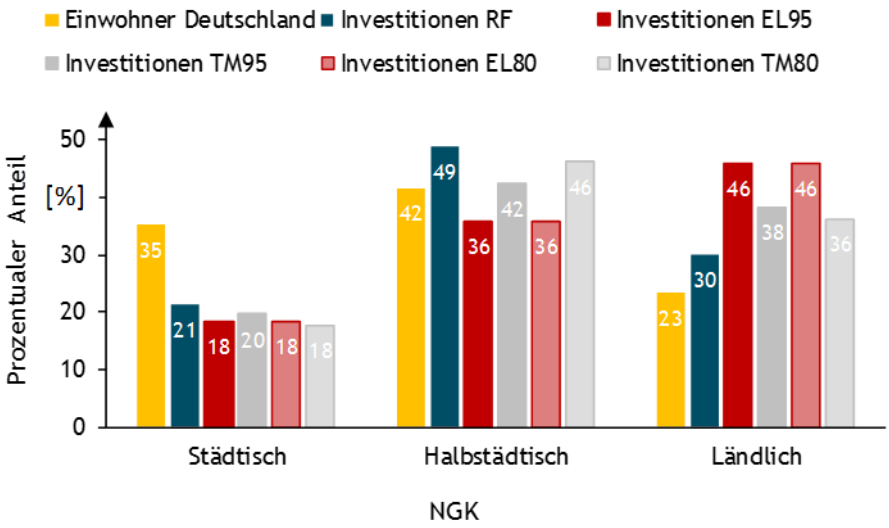


ABBILDUNG 112: PROZENTUALER ANTEIL DER STRUKTURKLASSEN AN DEN EINWOHNERN DEUTSCHLANDS BZW. AM INVESTITIONSBEDARF IN DER MS- UND NS-EBENE BIS 2050 IN DEN SZENARIEN

Demnach leben in städtischen Gebieten, welche 5 % der Gesamtfläche Deutschlands entsprechen 35 % der Gesamtbevölkerung. Entsprechend trifft hier ein hohes Ausbaupotential, insbesondere im Bereich der neuen Lasten, auf eine dicht besiedelte Fläche. Gemessen am Bevölkerungsanteil sind die Investitionsbedarfe in den städtischen Gebieten sogar relativ gering.

Übertragungsnetz

Der Vergleich der erforderlichen Investitionen im Bereich des Übertragungsnetzes für alle untersuchten Basisszenarien bis 2050 ist in Abbildung 113 dargestellt.

Hierbei sind die erforderlichen Investitionen in die Bereiche Onshore-Netz und Offshore-Netz unterteilt. Eine Differenzierung in bereits geplante Maßnahmen gemäß NEP bzw. O-NEP und zusätzlich erforderlichen Maßnahmen erfolgt an dieser Stelle nicht, kann aber in den Steckbriefen nachvollzogen werden (vgl. Kapitel 6). Der Szenarienvergleich zeigt, dass insbesondere die erforderlichen Investitionen im Bereich der Onshore-Netze in allen Szenarien in einer ähnlichen Größenordnung von ca. 53 Mrd. € bis ca. 58 Mrd. € liegen. Hierbei entfällt ein Großteil der erforderlichen Investitionen auf die bereits im NEP 2030 berücksichtigten Maßnahmen mit ca. 33 Mrd. €. Weitere ca. 16 Mrd. € sind für die zusätzlichen HGÜ-Maßnahmen aus dem NEP 2035 zu berücksichtigen. Insgesamt ergeben sich somit bereits im NEP enthaltene Maßnahmen von nahezu 50 Mrd. €. Hierbei gilt es jedoch zu beachten, dass hiervon 2/3 des Investitionsvolumens für HGÜ-Maßnahmen erforderlich sind. Die verbleibenden Investitionen i.H.v. ca. 17 Mrd. € entfallen demnach im NEP auf Maßnahmen in Freileitungstechnik.

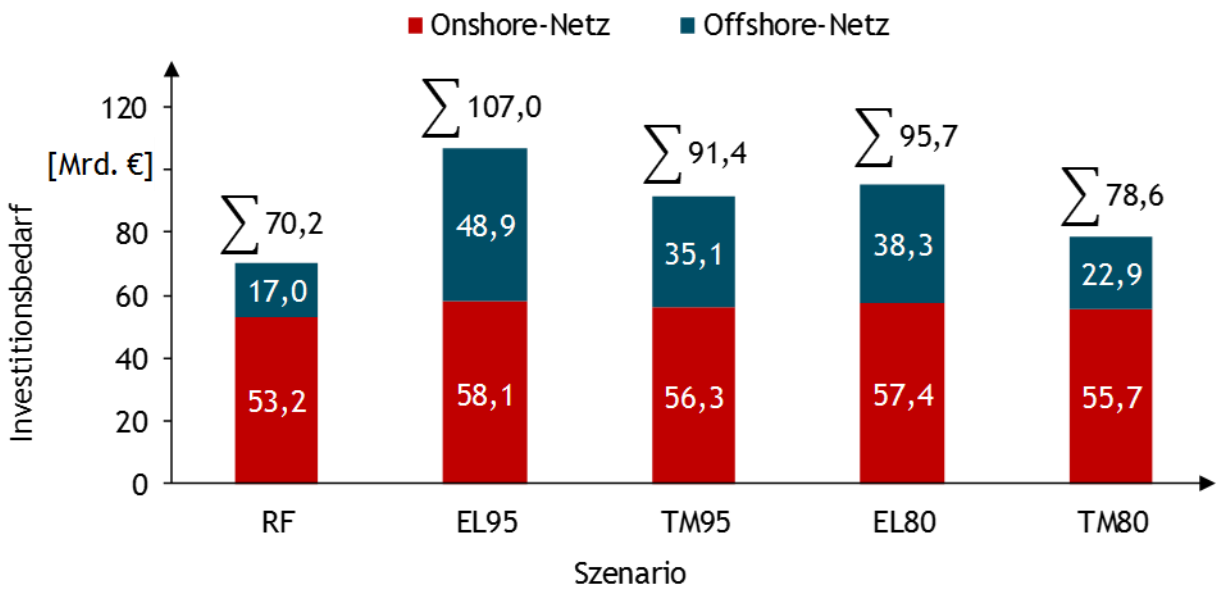


ABBILDUNG 113: INVESTITIONSBEDARF BIS 2050 IM ÜBERTRAGUNGSNETZ IM SZENARIENVERGLEICH

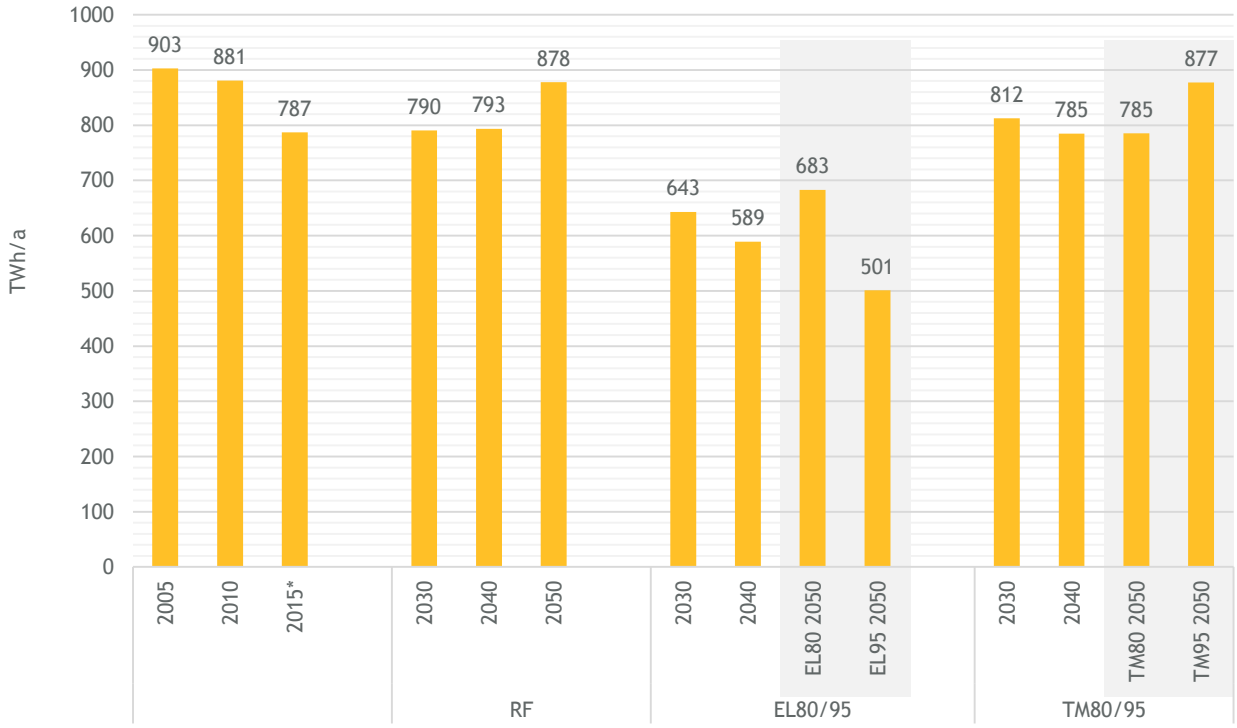
Die über den NEP hinaus anfallenden Maßnahmen im Bereich der Onshore-Netze liegen in allen Szenarien in einem einstelligen Milliardenbereich. Diese Maßnahmen werden aufgrund der deutlich höheren anfallenden Investitionen für die Verkabelung von Trassen in Freileitungstechnik ausgeführt. Im Verhältnis zu den bereits im NEP 2030 enthalten Investitionen in Freileitungstechnologie bedeuten diese zusätzliche Investitionen i.H.v. ca. 50 %. Hierbei gilt es jedoch zu diskutieren inwieweit ein zusätzlicher Netzausbau in Freileitungstechnologien über die heute bestehenden Trassen hinaus aus Akzeptanzgründen überhaupt realisiert werden kann. Eine Begrenzung des Freileitungsausbaus erfolgt im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse (vgl. Unterkapitel 8.1).

7.3.2 Gasnetze

Ein signifikanter Rückgang der Gasnachfrage ist lediglich in den Elektrifizierungsszenarien zu erkennen

Die infrastrukturgebundene Nachfrage nach Gas aus Gebäuden, Industrie, Verkehr und Energieumwandlung muss zu jedem Zeitpunkt durch vorhandene Gasnetzkapazitäten gedeckt sein. Hierzu zählt sowohl die Gasnachfrage zur energetischen als auch nicht-energetischen Verwendung. Angebotsseitig kann Gas konventionell (Erdgas), biogen (Biomethan) sowie synthetisch (PtG und PtH_2-Beimischung[158]) erzeugt und in das Gasnetz eingespeist werden. Abbildung 114 stellt die Nachfrageentwicklung nach infrastrukturgebundenem Methan in Deutschland für alle Szenarien in Jahresarbeit (TWh) dar.

Es zeigt sich, dass die Nachfrage für die Szenarien RF und TM80/95 bis 2050 im Untersuchungszeitraum auf einem relativ konstanten Niveau zwischen 740 und 840 TWh verweilt, während sie in den Szenarien EL80/95 stark sinkt.



*AGEB (2017)

ABBILDUNG 114: ENTWICKLUNG DER INFRASTRUKTURGEBUNDENEN GASNACHFRAGE JE SZENARIO

[158] Siehe Kapitel 3.3.6.2.

2030

Im Referenzszenario bleibt die jährlich nachgefragte Gasmenge bis 2030 beinahe konstant, jedoch verändert sich ihre sektorale Zusammensetzung. Die Nachfrage des Gebäudesektors, welcher in 2015 die Hälfte des gesamten Gasbedarfs stellt, sinkt bis 2030 um 53 TWh ggü. 2015. Ebenso sinkt der Gasbedarf des Energiesektors (-5 TWh ggü. 2015). Der Rückgang wird jedoch kompensiert durch einen wachsenden Gasbedarf der Industrie (+56 TWh ggü. 2015). Knapp 60 % dieses Zuwachses gehen auf nicht-energetische Verwendung zurück. Ebenso wächst die Nachfrage des Verkehrssektors leicht an (+4 TWh ggü. 2015).

Für EL80/95 ist ein starker Rückgang der Gasnachfrage bereits bis 2030 zu beobachten. Der Bedarf sinkt innerhalb von 15 Jahren um etwa 18 %. Diese Entwicklung wird stark durch eine rückgängige Nachfrage des Gebäudesektors getrieben. Zwischen 2015 und 2030 halbiert sich hier der Gasbedarf von ehemals 397 TWh auf 202 TWh. In der Industrie dagegen steigt die Nachfrage, wenn auch in geringem Maße (+18 TWh ggü. 2015). Im Energiesektor nimmt die Nachfrage durch verstärkten Einsatz von Gaskraftwerken ebenso zu (+33 TWh).

In TM80/95 steigt die Nachfrage nach Gas bis 2030 auf 812 TWh an, ein Zuwachs von gut 3 % gegenüber 2015. Dieser Anstieg geht auf zunehmenden Gasbedarf aus Industrie (+96 TWh) und Verkehr (+73 TWh) zurück. Im Gebäudesektor sinkt die Nachfrage um 111 TWh ggü. 2015 aufgrund von zunehmender Energieeffizienz von Anlagentechnik und Gebäudehülle. Auch im Energiesektor nimmt der Gasbedarf um 32 TWh ab.

2050

Bis 2050 verstärken sich die Unterschiede in der Gasnachfrage zwischen den Szenarien, auch zwischen der 80 %- und 95 %-Zielerreichung in den Elektrifizierungs- und Technologiemixszenarien.

Im Referenzszenario ist ein Zuwachs des Gasbedarfs zwischen 2040 und 2050 zu erkennen, welcher besonders durch zunehmende Gasverstromung im Energiesektor getrieben ist (+115 TWh zwischen 2050 und 2040). Dieser späte Zuwachs geht unter anderem darauf zurück, dass Kohlekraftwerke bei einem CO_2-Preis von 60 EUR/t CO_2ä in 2050 vermehrt aus dem Markt scheiden und durch Gaskraftwerke ersetzt werden. Auch der Gasbedarf aus Gebäuden und Verkehr nimmt zwischen 2040 und 2050 zu (+11 TWh und +2 TWh), während er im Industriesektor durch zunehmende Energieeffizienz über den gesamten betrachteten Zeitraum schrittweise zurück geht (-43 TWh zwischen 2040 und 2050).

Für die Szenarien EL80 und EL95 unterscheidet die Gasnachfrage in 2050 maßgeblich. In EL80 findet nach 2040 ein Anstieg der deutschen Gasnachfrage statt (+94 TWh zwischen 2040 und 2050). Dieser Effekt ist in EL95 nicht zu beobachten. Hier sinkt die Nachfrage nach 2030 kontinuierlich und erreicht in 2050 mit 501 TWh den niedrigsten Wert aller Szenarien im Untersuchungszeitraum. Hintergrund der unterschiedlichen Gasnachfrageentwicklung sind Rückwirkungen des 95 %-Minderungsziels auf die Stromerzeugung. Die verschärfte deutsche Emissionsbegrenzung in EL95 bewirkt in 2050 ggü. EL80, dass Stromimporte verstärkt zur Deckung der Stromnachfrage genutzt werden, da die EU-ETS-Minderungsziele in beiden Szenarien identisch sind. Entsprechend werden

in EL95 Gaskraftwerke in geringerem Maße zur Stromerzeugung genutzt als in EL80. Der Gasbedarf des Energiesektors ist in EL95 in 2050 um 202 TWh geringer als in EL80.

In TM80 und TM95 befindet sich die Gasnachfrage in 2050 dagegen auf einem ähnlichen Niveau. In diesen Szenarien bewirkt das 95 %-Minderungsziel lediglich einen geringen Anstieg der Gasnachfrage des Energiesektors (+38 TWh in 2050 ggü. EL80) da dieser bereits in EL80 in 2050 beinahe klimaneutral ist.[159] Zusätzlicher nicht-energetischer Bedarf entsteht in der Industrie durch Methanpyrolyse zur Vermeidung von Prozessemissionen (+22 TWh in 2050 ggü. EL80).

Die bestehende Gasinfrastruktur kann den zukünftigen Gasbedarf aller Szenarien in der Gesamtbilanz für Deutschland decken, es können sich allerdings regionale Standortfragen insbesondere in Hinblick auf Gaskraftwerke ergeben.

Ein Abgleich der Nachfrageprofile aller Szenarien mit vorhandenen Speicher- und Pipelinekapazitäten mittels des ewi ER&S-Gasmarktmodells TIGER zeigt, dass die bestehende Gasinfrastruktur (Fernleitungsnetze, Verteilnetze und Speicher) hinreichend ist, um die Nachfrage jederzeit bedienen zu können, auch wenn mit zukünftig steigenden Gastransitmengen in Drittländer zu rechnen ist.[160] Für alle Szenarien bleibt die Gasnachfrage hinter dem historischen Gasbedarf zurück. Gas wird zwar zunehmend zur Abdeckung hoher Residuallast im Stromsektor eingesetzt, rückläufiger Gasbedarf des Gebäudesektors wirkt jedoch einer steigenden Spitzenlast entgegen. Abbildung 115 stellt die sektorale Zusammensetzung der Spitzenlast (auf Tagesbasis) des Gasbedarfs eines virtuellen Peak-Tages auf Basis der Nachfragezeitreihen in 2050 je Szenario dar.[161]

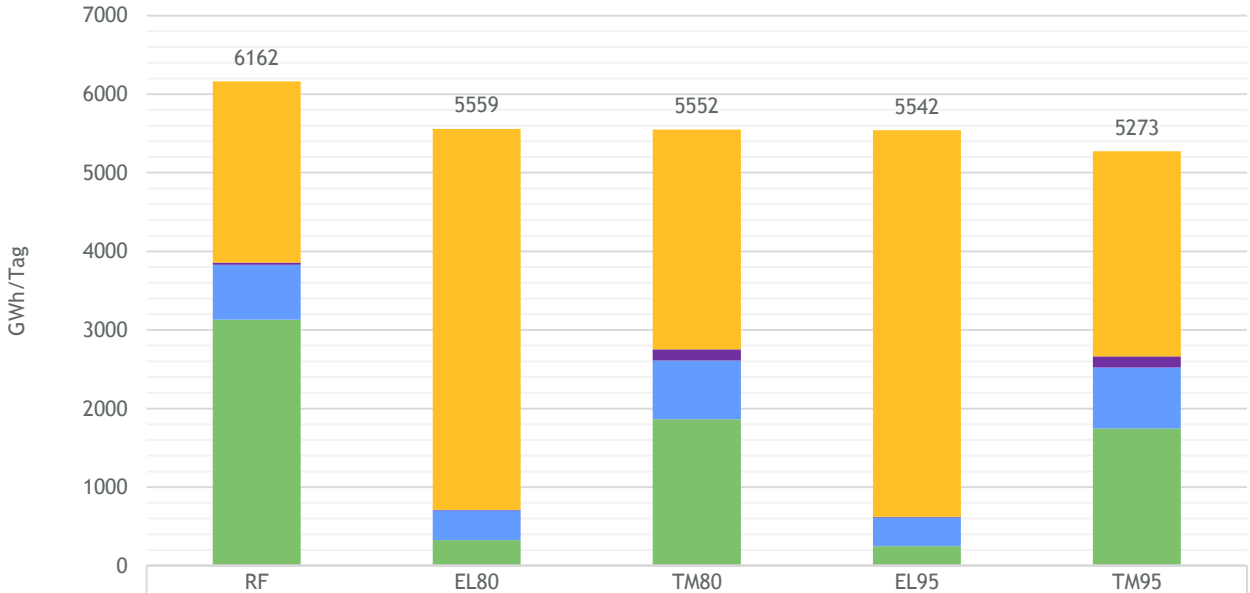
Es ist deutlich zu erkennen, dass die Spitzenlast der Gasnachfrage stark vom Anlagenpark des Gebäudesektors und dem Kraftwerkseinsatz des Strommarktes abhängt. Mit 6162 GWh/Tag in RF ist die Spitzenlast in jenem Szenario am höchsten, in welchem die größte Anzahl an Gasheizungen (11,9 Mio. Stk. in Wohngebäuden in 2050) den Wärmebedarf des Gebäudesektors decken, während die Heizlast zudem aufgrund niedriger Sanierungsraten in diesem Szenario am höchsten ist. Die Spitzenlast der übrigen Szenarien ist jedoch lediglich um 10 bis 15 % geringer da besonders in den Elektrifizierungsszenarien Gaskraftwerke hohe residuale Spitzenlast der Stromnachfrage abdecken müssen. In EL80 macht die Gasnachfrage des Energiesektors 87 % der Spitzenlast aus. Die Spitzenlast des Gebäudesektors, welche in RF am nachfragestärksten Tag in 2050 noch 51 % ausmacht, ist in EL80/95 aufgrund der vollumfänglichen Transformation des Anlagenparks beinahe nicht mehr relevant. Darüber hinaus bieten die existierenden Pipeline-Importkapazitäten weitere große Potenziale zur Lastdeckung. Folglich sichert die bestehende Gasinfrastruktur in allen Szenarien die Bedarfsdeckung. Die Ergebnisse machen auch deutlich, dass für den zuverlässigen

[159] Vgl. Kapitel 7.1.5.

[160] ewi ER&S/EUCERS (2016).Bei dieser Abschätzung wurde angenommen, dass alle heute vorhandenen Speicher und Pipelinekapazitäten auch noch 2050 im Markt sind. Ebenfalls wurde angenommen, dass die Verschiebungen bei der räumlichen Nachfragestruktur geringfügig sind sowie der sich ändernden Struktur bei den Gaslieferquellen durch die aktuellen NEP-Maßnahmen begegnet wird. Insbesondere in den EL-Szenarien stellt sich die Frage, an welchen Standorten die große Anzahl an Gaskraftwerksneubauten angesiedelt wird und welche Implikationen dies für den Gasnetzausbau hätte. Hier sind weiterführende Untersuchungen notwendig insbesondere im Hinblick auf die räumliche Nähe von Gas- und Stromtransportnetzen.

[161] Vereinfachend wird unterstellt, dass die Gleichzeitigkeit über alle Sektoren 100% beträgt. Diese Annahme ist aber in Hinblick auf die Diskussion zur Versorgungssicherheit unkritisch, da bei einer geringeren angenommenen Gleichzeitigkeit die abzudeckende Gas-Spitzenlast sogar noch etwas geringer wäre.

Betrieb neuer Gaskraftwerke zunehmend die Standortfrage relevant wird, da die Kraftwerke sowohl in der Nähe von Gas- als auch Stromtransportnetzen liegen müssen.



	RF	EL80	TM80 2050	EL95	TM95
Gesamt	6162	5559	5552	5542	5273
Energie	2303	4848	2798	4918	2611
Verkehr	30	9	142	9	142
Industrie	696	374	750	366	773
Gebäude	3132	327	1862	248	1747

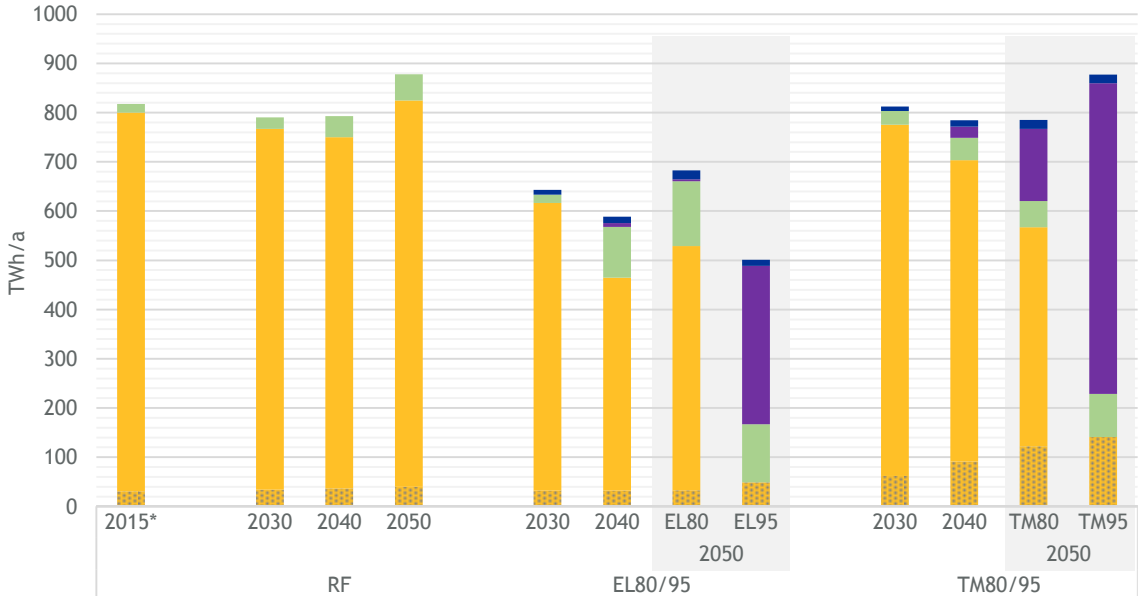
ABBILDUNG 115: PEAK-TAG-GASNACHFRAGE IN 2050 JE SZENARIO UND SEKTOR

Auch in den Elektrifizierungsszenarien haben Teile der Gasinfrastruktur eine große Bedeutung für das Energiesystem

Die Elektrifizierung der Endenergieverbrauchssektoren, insbesondere des Gebäudesektors, führt entsprechend nicht zu einem rückgängigen Bedarf an Gasnetzinfrastruktur auf der Fernleitungsebene, sondern reduziert lediglich die Auslastung des Netzes. Je nachdem, ob die gesicherte elektrische Erzeugungsleistung aus zentralen (Gaskraftwerke) oder dezentralen (z.B. Gasmotoren) Einheiten bereitgestellt wird, ergibt sich möglicherweise auch ein entsprechend hoher Bedarf bei den Gasverteilnetzen. Auch Gasspeicher leisten einen wichtigen Beitrag zur Bereitstellung von zeitlicher Flexibilität von Gasnachfrage und -angebot. Die bestehende Gasnetzinfrastruktur hat somit auch bei rückläufiger Nutzerzahl eine große Bedeutung für das Energiesystem. Da Gasnetze hohe Fixkostenanteile aufweisen, entstehen besonders in den Elektrifizierungsszenarien Verteilungsfragen zur Finanzierung der Gasnetzinfrastruktur. Diese werden in Kapitel 7.5.1.3 detailliert untersucht.

Die Gasnetzinfrastruktur wird zunehmend für die Bereitstellung synthetischen Gases und Biomethans genutzt

Gegenwärtig wird das Gasnetz insbesondere zur Durchleitung von Erdgas genutzt. Mit zunehmender Dauer wird in den zielerreichenden Szenarien Erdgas vermehrt verdrängt und durch physikalisch gleichwertiges Biomethan und synthetisches Methan ersetzt. Zusätzlich nimmt die Bedeutung an beigemischtem Elektrolyse-Wasserstoff im Gasnetz zu. Abbildung 116 stellt die jährlichen energetischen Mengen nach Erzeugungsart dar.



Gesamt	818	790	793	878	643	589	683	501	812	785	785	877
H2-Beimischung	0	0	0	0	10	13	18	13	9	13	19	18
PtX-Gas	0	0	0	0	0	8	4	321	0	23	146	631
Biomethan	17	24	43	53	17	103	132	119	28	46	53	87
Erdgas	769	732	714	784	584	432	496	0	713	612	445	0
n.e.V. Erdgas**	31	34	36	40	32	32	33	49	62	91	122	141

*AGEB (2017) **nicht energetischer Verbrauch

ABBILDUNG 116: ENTWICKLUNG DER JÄHRLICH GASNACHFRAGE NACH ART

Der Bezug von Biomethan und PtX-Gas nimmt besonders in den 95 %-Zielszenarien bis 2050 stark zu. In 2050 stellen sie hier zwischen 70 % (TM95) und 80 % (EL95) der gesamten Gasnachfrage. Konventionelles Erdgas wird in den Szenarien EL95 und TM95 in 2050 ausschließlich für nicht-energetische Verwendung per Annahme bezogen. Auch hier ist denkbar, dass zukünftig Biomethan oder PtX-Gas eingesetzt wird. In den 80 %-Zielszenarien ist der Anteil von Biogas und PtX-Gas, verglichen mit historischen Werten, in 2050 ebenso beachtlich (19 % in EL80, 22 % in TM80). Aufgrund gleicher Gasqualität wie konventionelles Erdgas kann auch bei einem Wechsel auf Biomethan und PtX-Gas die gleiche Infrastruktur genutzt werden.

Die Beimischung von Elektrolyse-H_2 ins Gasnetz nimmt auf bis zu 10 % (Volumen) zu

Neben Methan kann Wasserstoff dem Gasnetz beigemischt werden. Durch Elektrolyse-basierte Herstellung mit erneuerbarem Strom stellt die Beimischung eine Verminderung der THG-Intensität des im Gasnetz beförderten Gasgemisches dar. Die Wasserstoffbeimischung ist per Annahme ab 2030 bis zu einem Anteil von 10 % (Volumen) der Gasnachfrage zulässig.[162] In den zielerreichenden Szenarien wird die Beimischung von Elektrolyse-Wasserstoff ab 2030 durchgängig genutzt. Ihr Anteil schwankt in Abhängigkeit des beförderten Gesamtvolumens im Gasnetz je Jahr und Szenario sowie dem opportunen Verwendungsbedarf in Industrie und Verkehr.

7.3.3 Weitere Infrastrukturen

Im Folgenden werden die Implikationen der Modellergebnisse für die Infrastruktur von Mineralölprodukten, Wärme und Wasserstoff anhand der in Kapitel 3.3.6 beschriebenen Methodik analysiert. Die Kostenbetrachtung der Infrastruktur erfolgt in Kapitel 7.5.1.3.

7.3.3.1 Mineralöl

Der Bedarf an Mineralölprodukten nimmt in allen Szenarien stark ab

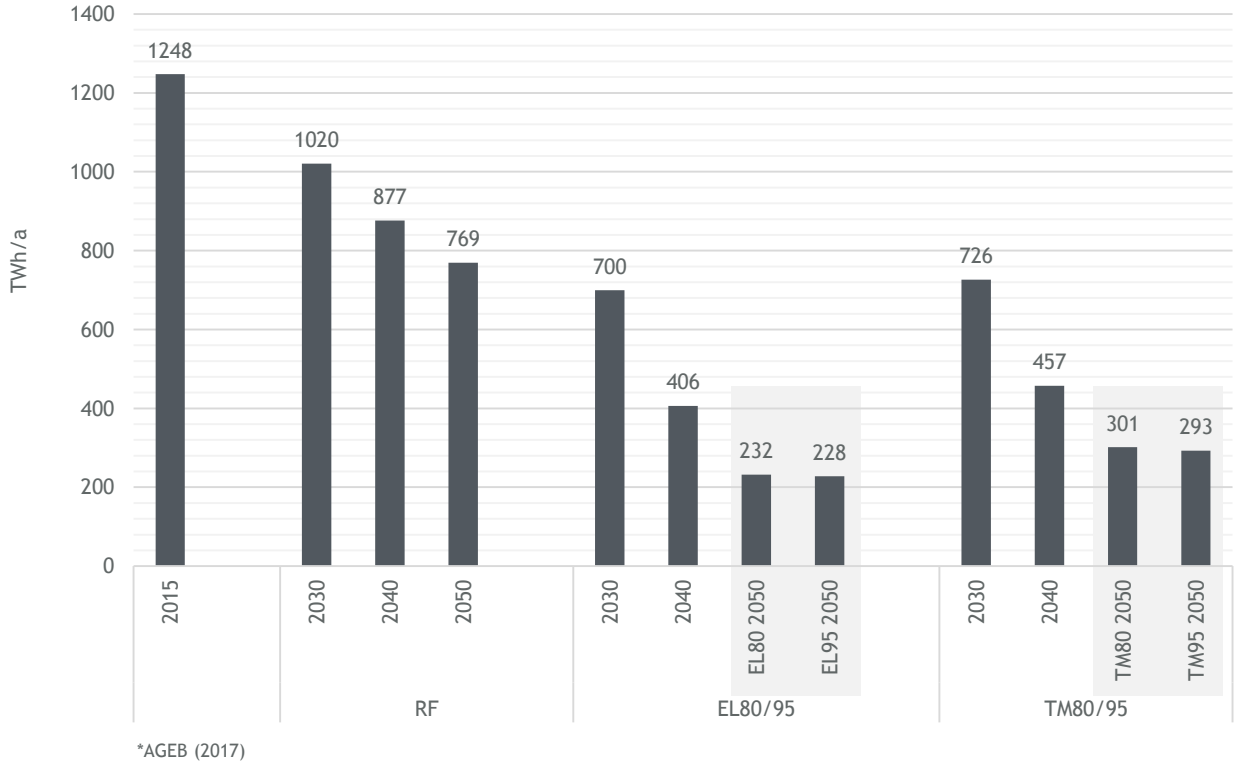
In allen Szenarien sinkt die Nachfrage nach Mineralölprodukten über den betrachteten Zeitraum, in den zielerreichenden Szenarien EL80/95 und TM80/95 zudem stark. Die Entwicklung ist getrieben durch die Transformation der Endenergieverbrauchssektoren, besonders durch die Sektoren Verkehr und Gebäude. Aufgrund der vorrangigen Verwendung flexibel einsetzbarer Transportmittel (bspw. Transport von Mineralölprodukten via Binnenschiff oder LKW) kann die benötigte Mineralölinfrastruktur mit der rückgängigen Nachfrage ebenso teilweise abgebaut werden. Abbildung 117 stellt die Entwicklung der Mineralölnachfrage in den betrachteten Szenarien dar.

2030

In 2030 nimmt der Bedarf an Mineralölprodukten bereits erheblich ab. Es erfolgt eine Reduktion zwischen 18 % (RF) und 44 % (EL80/95). Diese Entwicklung spiegelt die starke Transformation aller Endenergieverbrauchssektoren in den Zielszenarien wider. Besonders im Gebäudesektor findet durch den Austausch von Heizungsanlagen und steigende Effizienz ein rascher Rückgang des Heizölbedarfes statt. Für EL80 werden in 2030 noch 83 TWh durch den Gebäudesektor benötigt. Dies entspricht einem Rückgang von 60 % ggü. 2015 (208 TWh). In TM80 werden bis 2030 etwa 47 % des Heizölbedarfes des Gebäudesektors aus 2015 vermieden. Auch im Verkehrssektor sinkt der Mineralölbedarf in großem Maße. Der Rückgang ist in TM80/95 mit 326 TWh zwischen 2030 und 2015 am größten. Dies entspricht beinahe einer Halbierung der Nachfrage aus 2015. Die Industrie trägt ebenso zu einer rückgängigen Mineralölnachfrage bei. Mit einem Rückgang von 72 TWh in

[162] Vgl. Kapitel3.3.6.2.

TM80 (-22 %) und 40 TWh in EL80 (-12 %) ist die Entwicklung jedoch geringer als in den anderen Endenergieverbrauchssektoren.



*AGEB (2017)

ABBILDUNG 117: ENTWICKLUNG DER MINERALÖLNACHFRAGE (PRODUKTE) JE SZENARIO UND JAHR

2050

Auch nach 2030 wird die rückgängige Entwicklung der Mineralölnachfrage in allen Szenarien fortgeschrieben. In RF folgt diese über die Jahre einem ungefähr linearen Trend. In 2050 werden 769 TWh nachgefragt, was noch etwa 62 % der Nachfrage aus 2015 entspricht. Anteilig an dem Endenergiebedarf aus 2015 entstehen im Gebäudesektor die größten Einsparungen an Mineralölverbrauch. Mit 54 TWh stellt der Gebäudesektor in 2050 im Szenario RF noch etwa 7 % des Mineralölbedarfs (ggü. 17 % in 2015). Im Industriesektor fällt der Bedarf in weitaus geringerem Maße. Durch Umstellung von Maschinenparks und Energieeffizienzmaßnahmen können bei gleichzeitigem wirtschaftlichem Wachstum lediglich 28 TWh bis 2050 eingespart werden, ein Rückgang von 6 % ggü. 2015.

In den zielerreichenden Szenarien EL80/95 und TM80/95 beschleunigt sich der Nachfragerückgang nach 2030. Der Mineralölbedarf erreicht ein Niveau zwischen 228 TWh (EL95) und 301 TWh (TM80) in 2050, ein Rückgang von 76 % bis 82 % gegenüber 2015. Großen Anteil hat hieran der Gebäudesektor. Bereits in 2040 werden in den Elektrifizierungsszenarien noch 4 % des Bedarfs aus 2015 nachgefragt. In 2050 beträgt der Heizölbedarf des Gebäudesektors 2 TWh. In den Technologiemixszenarien besteht dagegen in 2050 weiterhin ein gebäudeseitiger Bedarf zwischen 41 TWh (TM95) und 44 TWh (TM80) durch. Dagegen sinkt hier die Mineralölnachfrage der Industrie

stärker als in den Elektrifizierungsszenarien. Insgesamt findet in der Industrie ein Rückgang zwischen 57 % (EL80) und 63 % (TM95) ggü. 2015 statt. Im Verkehr verringert sich der Mineralölbedarf in EL80/95 um beinahe 600 TWh bis 2050 ggü. 2015. Dies ist in absoluten Werten der höchste Rückgang über alle Sektoren. In TM80/95 ist der Mineralölbedarf in 2050 aufgrund größerer Anteile von Diesel- und Benzinfahrzeugung etwa 40 TWh höher als in den Elektrifizierungsszenarien.

Aufgrund flexibler Lieferketten und kurzer Asset-Lebensdauern kann der Infrastrukturbedarf mit der rückgängigen Mineralölnachfrage teilweise abgebaut werden

Es ist davon auszugehen, dass mit rückgängiger Mineralölnachfrage auch der Bedarf an Infrastruktur sinkt, da der Mineralöltransport über flexible Transportmittel (bspw. LKW oder Zug), welche im Vergleich zu anderer Energieinfrastruktur (bspw. Gas oder Strom) geringere Lebenszyklen haben. Die Lieferketten der Mineralölwirtschaft haben zudem geringere Netzverbundeffekte. Entsprechend dem geringeren Bedarf von Transportmitteln und Lagerstätten sinken auch die Infrastrukturkosten für die Bereitstellung von Mineralöl.[163]

7.3.3.2 Fern- und Nahwärme

Die Nachfrage nach Fern- und Nahwärme sinkt in den Zielszenarien und steigt im Referenzfall

Je nach betrachtetem Szenario weist der Bedarf an Fern- und Nahwärme aus Gebäuden und Industrie eine unterschiedliche Entwicklung auf, wie in Abbildung 118 dargestellt. Während im Referenzszenario eine leicht steigende Wärmenachfrage erwartet wird, sinkt sie in den Zielszenarien, besonders in den Elektrifizierungsszenarien, über den betrachteten Zeitraum.

Im Referenzszenario steigt der Wärmebedarf im zeitlichen Verlauf durch eine zunehmende Nachfrage durch die Industrie leicht an (+3,5 % bis 2050 ggü. 2015). Der steigende Industriebedarf ist durch eine zunehmende Wirtschaftsleistung bei geringer Energieeffizienzsteigerung und niedriger Prozessumstellung auf strombasierte Technologien begründet. Der Bedarf des Gebäudesektors bleibt dagegen nahezu konstant. In den Elektrifizierungsszenarien findet eine Verringerung zwischen 31 % (EL80) und 38 % (EL95) statt, der stärkste Rückgang aller betrachteten Szenarien. Diese Entwicklung wird in ähnlichem Maße durch Effizienzfortschritte in Gebäuden sowie zusätzlich dazu durch Prozessumstellung in der Industrie getrieben. In den Technologiemixszenarien findet ebenso eine Verringerung der Wärmenachfrage statt, wenn auch in geringerem Maße, da im Gebäudesektor geringere Sanierungsmaßnahmen als in den EL-Szenarien getätigt werden. Der Industriebedarf bleibt in diesen Szenarien beinahe konstant (+2 TWh bis +4 TWh bis 2050 ggü. 2015). Insgesamt sinkt der Fern- und Nahwärmebedarf bis 2050 um 12,5 % ggü. 2015.

[163] Siehe Kapitel 3.3.6.3.

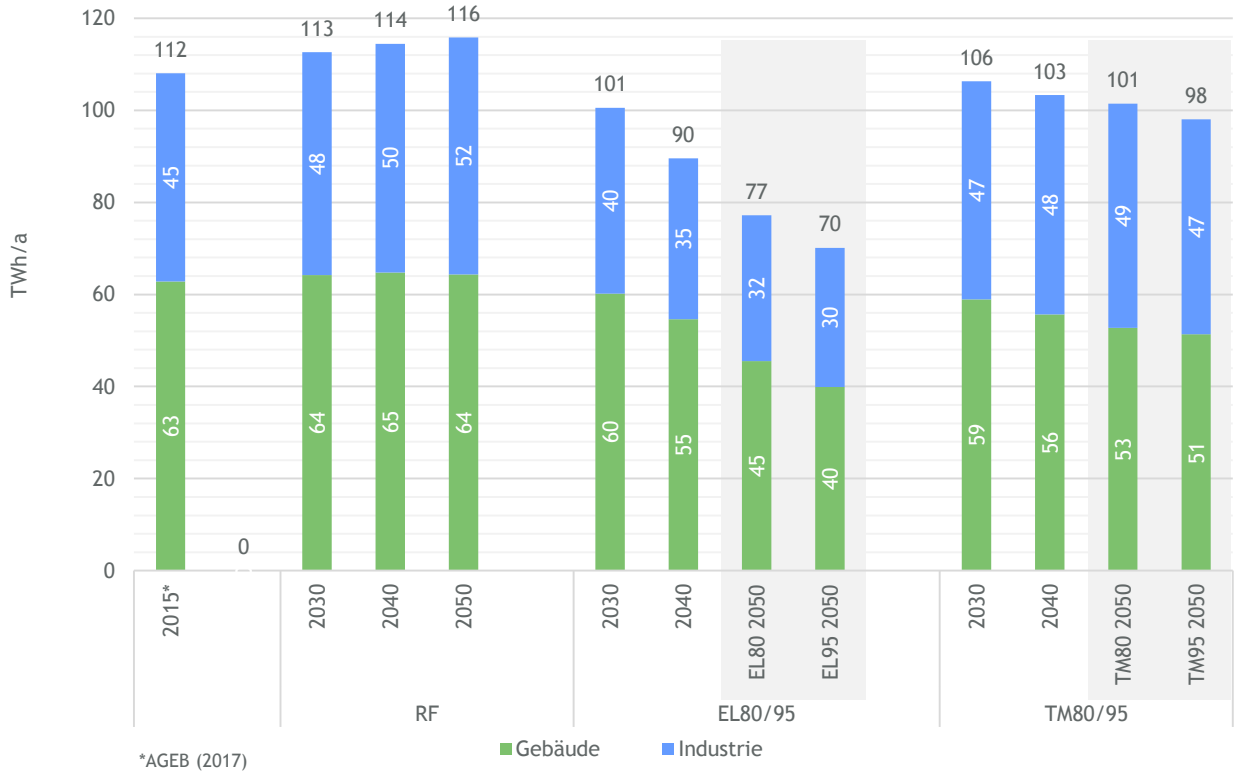


ABBILDUNG 118: ENTWICKLUNG DER NACHFRAGE NACH FERN- UND NAHWÄRME AUS INDUSTRIE UND GEBÄUDEN JE SZENARIO

Durch vermehrte Anschlüsse entsteht eine Verdichtung des Wärmenetzes; ein Rückbau von Wärmenetzen wird nicht erwartet

Im Gebäudesektor geht verringerter Wärmebedarf auf bessere Anlagen- und Gebäudehülleneffizienz zurück, nicht jedoch auf einen Rückgang von verbauter Fern- und Nahwärme-Anlagentechnik in den Gebäuden. Abbildung 119 stellt die Anzahl der primär mit Fern- und Nahwärme beheizten Wohngebäude im Zeitverlauf je Szenario dar.

Die Anzahl der mit Fern- und Nahwärme beheizten Wohngebäude verläuft in entgegengesetzter Entwicklung zur Energienachfrage nach Fern- und Nahwärme. Im Referenzszenario entsteht der stärkste Zubau mit bis zu 1,83 Mio. durch Fern- und Nahwärme beheizte Wohngebäude in Deutschland in 2050. Dieser Zubau wird nur zum Teil durch neu errichtete Wärmenetze bedient. Durch die höhere Ausnutzung bestehender Wärmenetzkapazitäten sowie geringeren Wärmelastspitzen bei höherer gebäude- und anlagenseitiger Energieeffizienz verdichten sich die Anschlüsse bestehender Wärmenetze. Dies ist in den zielerreichenden Szenarien EL80/95 und TM80/95 verstärkt der Fall, da hier höhere Sanierungsraten angenommen werden.

Da somit in Zukunft kein Rückbau von Wärmenetzen erwartet wird, steigen bei hohem Fixkostenanteil besonders in Szenarien mit niedrigem Verbrauch die Infrastrukturkosten je konsumierter Einheit. Eine detaillierte Analyse erfolgt per Exkurs in Kapitel 9.1.5.

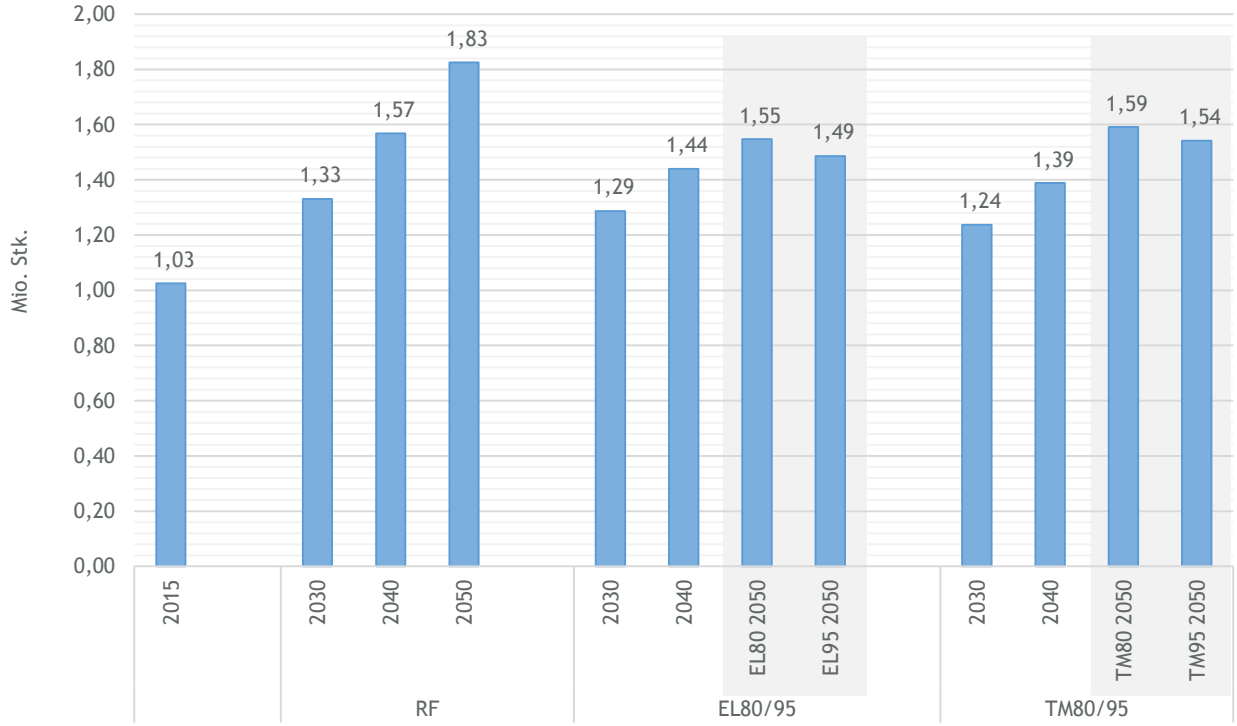


ABBILDUNG 119: ENTWICKLUNG MIT FERN-/NAHWÄRME BEHEIZTER WOHNGEBÄUDE JE SZENARIO

7.3.3.3 Wasserstoff

Der Bedarf an Wasserstoff nimmt in allen Szenarien zu, stärkster Treiber ist der Verkehrssektor

In allen betrachteten Szenarien wird davon ausgegangen, dass die energetisch genutzte Wasserstoffnachfrage bis 2050 ansteigen wird.[164] Abbildung 120 stellt die Entwicklung der Nachfrage aus Verkehr und Industrie über den betrachteten Zeitraum dar.

Der Wasserstoffbedarf aus Industrie und Verkehr steigt besonders in den zielerreichenden Szenarien EL80/95 und TM80/95 über die Zeit an. Den größten Beitrag stellt hierbei der Verkehrssektor. In EL80 stellt dieser in 2050 etwa 88 % der gesamten Wasserstoffnachfrage. Besonders im Schwerlastgüterverkehr wird in EL80/95 verstärkt auf Brennstoffzellen-Technologie gesetzt. Da in den Technologiemixszenarien TM80/95 weiterhin benzin- oder dieselbetriebene Antriebstechnologien verwendet werden, ist der Wasserstoffbedarf des Verkehrssektors über den gesamten Zeitraum geringer als in EL80/95. Die Industrie weist dagegen in TM80/95 eine höhere Wasserstoffnachfrage als in EL80/95 auf, da Wasserstoff hier (ggü. Strom in EL80/95) verstärkt den Gas- und Kohlebedarf des Sektors ersetzt. Somit wird der rückgängige Bedarf des Verkehrssektors kompensiert. In den 95 %-Zielszenarien EL95/TM95 ist zudem der

[164] Auch heute kommt Wasserstoff als Einsatzstoff z.B. in der Chemieindustrie zum Einsatz. Die energetische Nutzung ist dagegen heute noch vernachlässigbar.

Wasserstoffbedarf der Industrie in 2050 höher als in den entsprechenden 80 %-Zielszenarien, da innovative wasserstoffbasierte Prozesse, bspw. Direktreduktion in der Stahlerzeugung, zur THG-Vermeidung eingesetzt werden.[165]

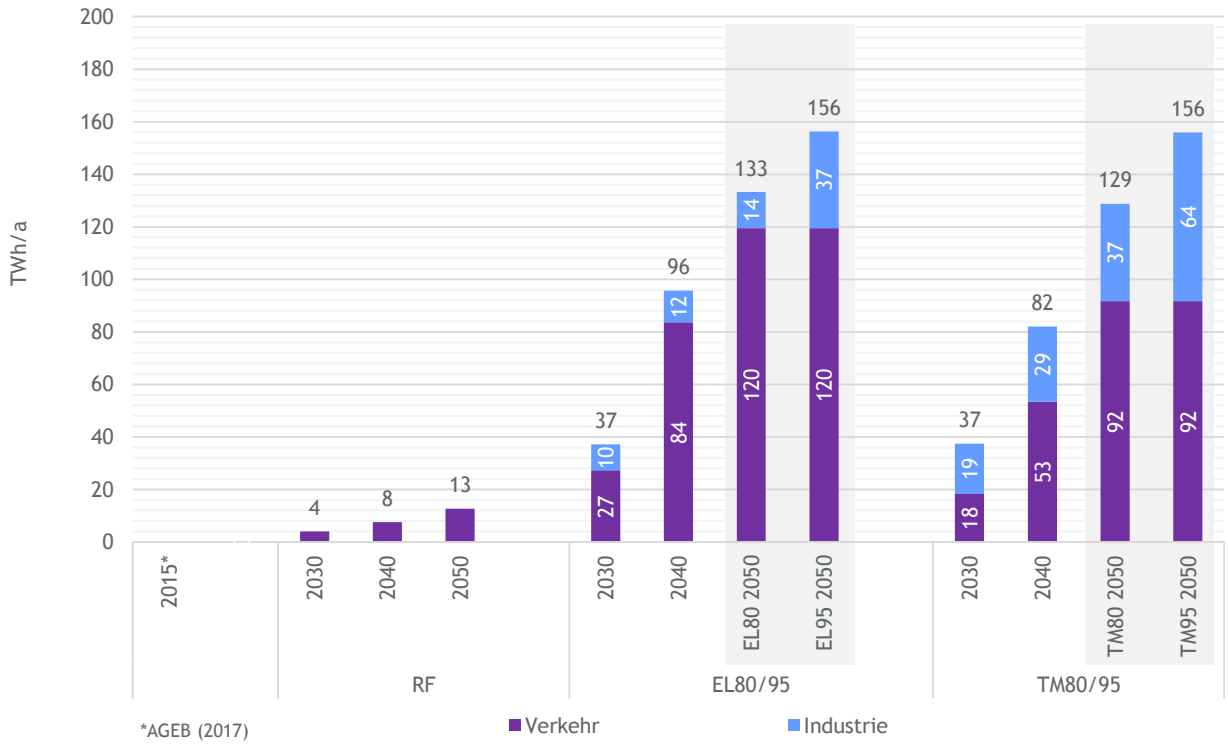


ABBILDUNG 120: ENTWICKLUNG DER ENERGETISCHEN WASSERSTOFFNACHFRAGE AUS INDUSTRIE UND VERKEHR

Flexible Lieferketten decken mittels LKW-Logistik den Wasserstoffbedarf des Verkehrssektors

Die Auswirkung der Nachfrageentwicklung auf Wasserstoffinfrastruktur muss für Verkehr und Industrie getrennt betrachtet werden. Im Verkehr wird vereinfachend angenommen, dass die nachgefragten Mengen Wasserstoff überwiegend durch flexible Transportlogistik (besonders LKW-Transporte) und kaum durch Wasserstoffpipelines bedient.[166] Wasserstoffbetriebene Fahrzeuge werden dort eingesetzt, wo es ein ausreichend dichtes Netz an Tankinfrastruktur gibt. Entsprechend werden in Szenario RF bei niedriger Wasserstoffnachfrage nur solche Strecken mit Wasserstoff bedient, welche besonders gute Voraussetzung für den Einsatz von Wasserstofffahrzeugen vorweisen. In Szenarien mit hohem Wasserstoffbedarf des Verkehrs, besonders also EL80/95, wird ein breites Netz an Tankstellen mit Wasserstoff bedient. Aufgrund flexibler Lieferketten und geringer Netzverbundeffekte steigt die benötigte Infrastruktur (d.h. Transportlogistik) ungefähr proportional zur Nachfrage.

[165] Siehe Kapitel 5.2.3.
[166] Die Kostenannahmen sind in Kapitel 4.4.6.1 beschrieben.

Die Wasserstoffnachfrage der Industrie wird durch Pipelines gedeckt welche zu großen Teilen aus umgerüsteter Erdgasinfrastruktur besteht

Für die Wasserstoffnachfrage der Industrie wird angenommen, dass aufgrund von Standortdichte und –gebundenheit überwiegend Wasserstoffpipelines eingesetzt werden, während Belieferungen bspw. über LKW eher die Ausnahme darstellen. Da der Wasserstoffbedarf unter anderem den Methanbezug des Industriesektors verdrängt, handelt es sich bei den Wasserstoffpipelines zu großen Teilen um umgerüstete Erdgasinfrastruktur. Zum Teil werden jedoch auch neue Wasserstoffpipelines gebaut, welche große Wasserstoffelektrolysestandorte mit den Abnehmern verbinden.[167] Da Kapazitäten der Wasserstoffinfrastruktur für die Industrie neu aufgebaut bzw. aus Erdgasinfrastruktur umgerüstet werden müssen, steigt der Bedarf und somit die Kosten entsprechend der Nachfrageentwicklung. Der Zuwachs muss jedoch nicht proportional sein, da bei verstärkter Umstellung von Prozessrouten einzelner Betriebe und Verbundwerke eine höhere Auslastung der Infrastruktur zu erwarten ist.

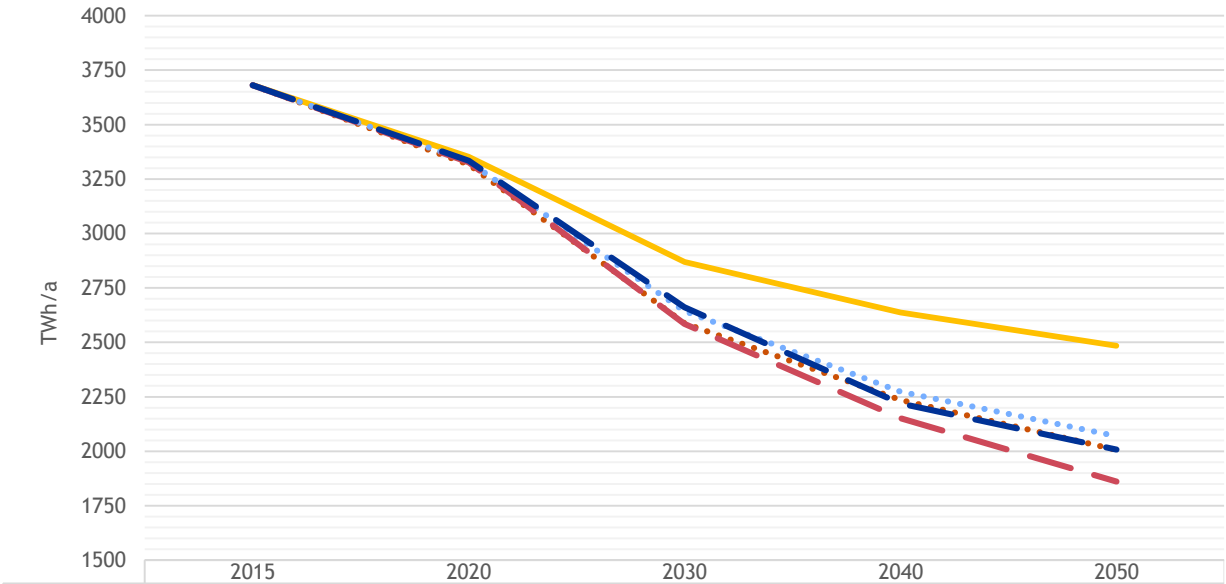
[167] Siehe für die getroffenen Annahmen Kapitel 4.4.6.1.

7.4 Gesamtsystem

7.4.1 Primärenergieverbrauch

Der deutsche Primärenergieverbrauch sinkt in den Zielszenarien um 44 % bis 50 % auf rund 2000 TWh. In der Referenz sinkt er um 33 %.

Der deutsche Primärenergieverbrauch sinkt bis 2050 ggü. 2015 in EL80 um 45 % auf 2007 TWh und in TM80 um 44 % auf 2069 TWh, wie Abbildung 121 zeigt. In EL95 ist der Primärenergieverbrauch in 2050 nochmals um ca. 147 TWh geringer als in EL80, zwischen TM95 und TM80 beträgt der Unterschied 62 TWh. In der Referenz sinkt der Primärenergieverbrauch mit minus 33 % von 2015 bis 2050 auf 2500 TWh weniger stark.



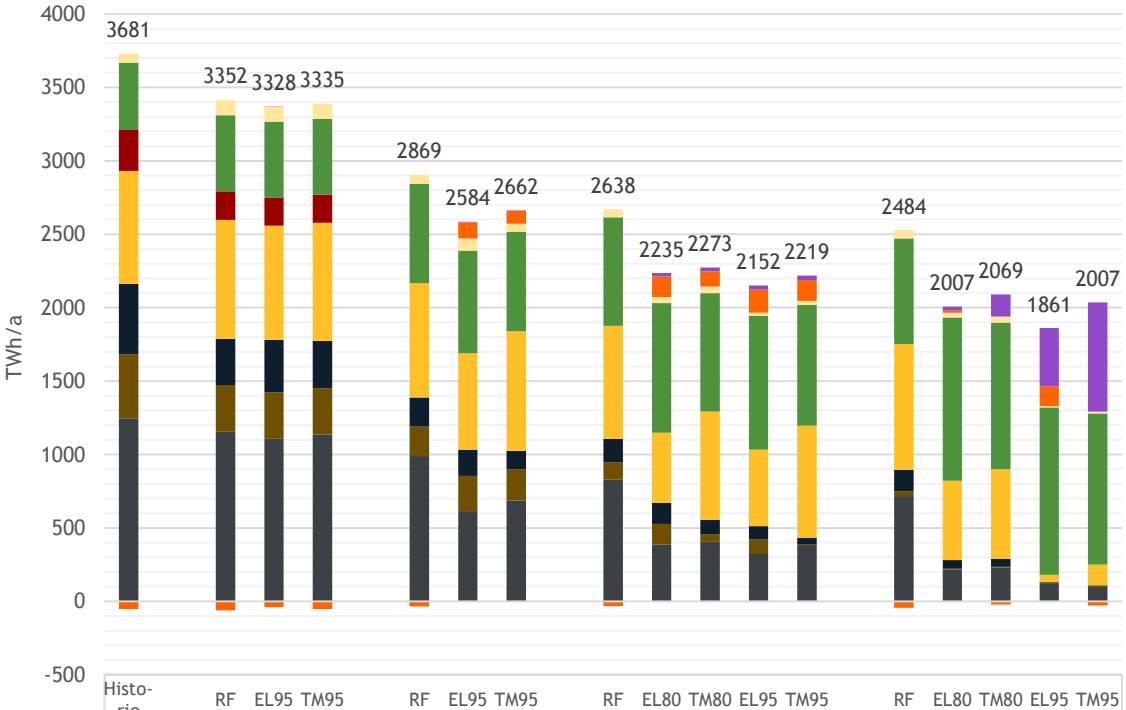
	2015	2020	2030	2040	2050
RF	3681	3352	2869	2638	2484
EL80	3681	3317	2588	2235	2007
TM80	3681	3330	2644	2273	2069
EL95	3681	3328	2584	2152	1861
TM95	3681	3335	2662	2219	2007

ABBILDUNG 121: SZENARIENVERGLEICH - PRIMÄRENERGIEVERBRAUCH

Bei einem 80 %-Klimaziel in 2050 bilden Erneuerbare und Erdgas die zwei Säulen des deutschen Primärenergiemix

In 2050 decken heimische EE in EL80 mit 1110 TWh 55 % und in TM80 mit 999 TWh 48 % des verbleibenden Primärenergieverbrauchs (vgl. Abbildung 122). In beiden Szenarien wird rund ein Viertel durch Erdgas gedeckt, wobei etwa 6 Prozentpunkte (EL80) bzw. 20 Prozentpunkte (TM80) davon nicht-energetischer Verbrauch sind. Klimaneutrale PtX-Importe spielen aufgrund des weniger elektrifizierten EEV mit einem Anteil von 7 % eine größere Rolle in TM80 als in EL80 mit lediglich 2 %. Der Anteil von Öl (je 11 %) und Kohle (je 3%) ist in beiden Pfaden stark rückläufig

ggü. heute, wobei Öl jeweils rund zur Hälfte energetisch und stofflich genutzt wird. In der Referenzentwicklung zeigt sich ein etwas anderes Bild. Hier spielt in 2050 Öl weiter eine zentrale Rolle in der Energieversorgung. Mineralölprodukte decken 29 % (2015: 34 %), Erneuerbare ebenfalls 29 % (2015: 12 %) und Erdgas deckt etwas mehr als ein Drittel (2015: 21 %) des verbleibenden Primärenergieverbrauchs in 2050. Der Anteil von Braun- und Steinkohle sinkt von 25 % in 2015 auf 7 % in 2050 und ist damit mehr als doppelt so hoch wie in EL80 und TM80. Die Bioenergie gewinnt in allen Szenarien an Bedeutung und erreicht in 2050 die angenommene Potenzialgrenze von 310 TWh. Im Unterschied zu EL80 aber insb. zu TM80 spielen PtX-Importe in der Referenz in 2050 keine Rolle.



	Histo-rie	RF	EL95	TM95	RF	EL95	TM95	RF	EL80	TM80	EL95	TM95	RF	EL80	TM80	EL95	TM95
	2015	2020			2030			2040					2050				
Gesamt	3681	3352	3328	3335	2869	2584	2662	2638	2235	2273	2152	2219	2484	2007	2069	1861	2007
Nettoimporte PtX	0	0	1	0	0	3	1	0	24	26	30	31	0	25	152	396	744
Nettoimporte Strom	-52	-62	-40	-53	-35	110	89	-32	139	102	155	142	-44	15	-22	136	-29
Andere	62	104	100	101	60	84	54	55	41	45	23	28	56	33	40	8	14
Erneuerbare	457	519	515	515	678	700	678	739	882	808	910	822	721	1110	999	1139	1029
Uran	278	193	193	193	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas	770	811	779	803	779	654	816	770	478	736	521	763	855	542	609	49	141
Steinkohle	480	315	357	323	197	179	124	160	145	99	92	42	147	58	55	4	5
Braunkohle	435	317	317	317	201	241	214	118	139	52	99	7	32	5	5	5	5
Öl	1248	1156	1106	1136	989	614	686	828	387	406	322	383	717	218	231	124	99

ABBILDUNG 122: SZENARIENVERGLEICH - PRIMÄRENERGIEVERBRAUCH NACH ENERGIETRÄGERN

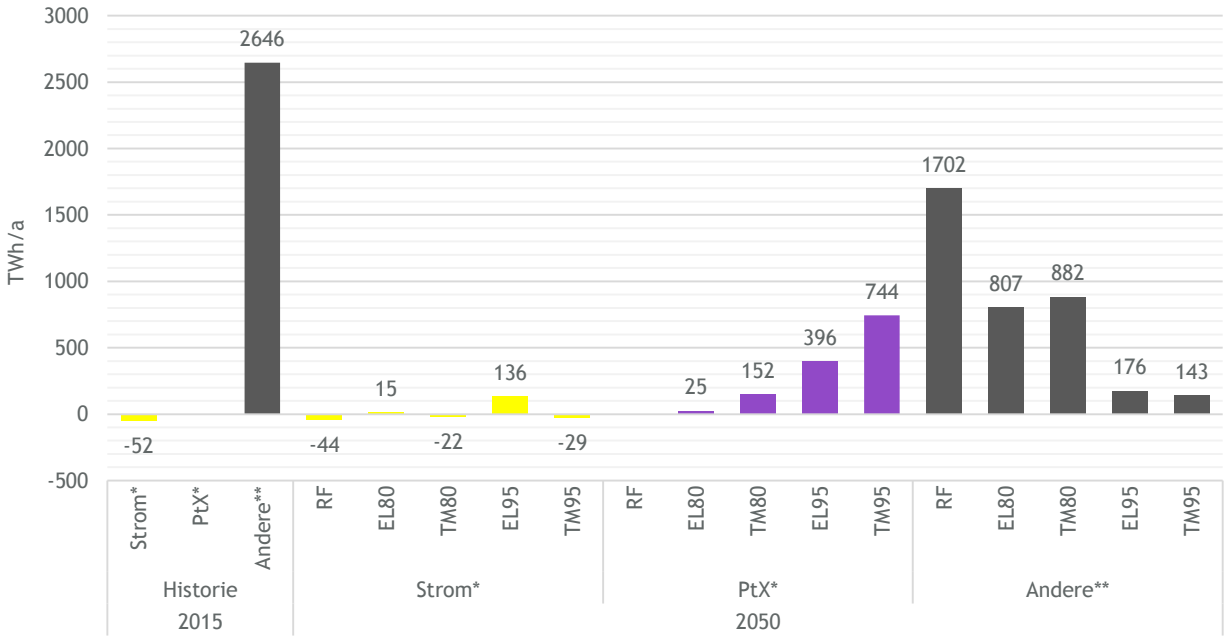
Für das 95 %-Klimaziel kommen in beiden Szenarien fossile Energieträger nur noch in der stofflichen Nutzung zum Einsatz

In 2050 decken heimische EE in EL95 61 % und in TM95 51 % des Primärenergieverbrauchs von 1861 TWh bzw. 2007 TWh. In TM95 wird der verbleibende Rest nahezu vollständig mit Import THG-neutraler PtX-Brennstoffe in Höhe von 744 TWh (Anteil: 37 %) gedeckt. Diesen kommt in EL95 mit einem Anteil von 21 % in 2050 eine weitaus geringere Bedeutung zu, da der EEV weit stärker elektrifiziert ist. Dafür spielen Stromimporte in EL95 mit einem Anteil von 7 % eine größere Rolle. Lediglich die jeweils verbleibenden rund 10 % des Primärenergieverbrauch werden noch durch die fossilen Energieträger Erdgas und Öl gedeckt. Allerdings werden diese ausschließlich für die stoffliche Nutzung in der Industrie (überwiegend chemische Industrie) verwendet. Bei einem 95 %-Ziel werden im Unterschied zu den 80 %-Szenarien in 2050 also keine fossilen Energieträger mehr für energetische Zwecke eingesetzt. Es ist denkbar, dass auch die verbleibenden fossilen Mengen in 2050 durch weitere PtX-Importe (v. a. in TM95) oder den verstärkten Einsatz strombasierter Verfahren (v .a. in EL95) weiter reduziert werden.

Deutschland wird auch zukünftig in keinem der untersuchten Szenarien energieautark sein

Wie die Zusammensetzung und Entwicklung des Primärenergiemix von 2015 bis 2050 in Abbildung 122 zusammen mit Abbildung 123 zeigen, ist Deutschland heute nicht energieautark und wird es auch zukünftig nicht sein. Zwar nehmen die Importe der konventionellen Primärenergieträger Erdgas, Mineralöl, Steinkohle und Uran von 2646 TWh in 2015 auf 800 bis 900 TWh in den 80 %-Szenarien und weniger als 200 TWh in den 95 %-Szenarien in 2050 erheblich ab. Gleichzeitig nehmen aber die Importe von klimaneutralen synthetischen Energieträgern im gleichen Zeitraum deutlich zu, auf bis zu 744 TWh im TM95-Szenario. Auffällig ist zudem, dass die Importe konventioneller Primärenergieträger in dem EL80- und TM80-Pfad in 2050 eine sehr ähnliche Höhe aufweisen, obwohl sich die Endenergienachfragen insgesamt in beiden Pfaden erheblich unterscheiden. Dies ist vor allem auf die Verstromung von konventionellem Gas in EL80 zurückzuführen (179 TWh_{el}), während in TM80 in 2050 kein konventionelles Gas mehr verstromt wird. Letztlich zeigen die Ergebnisse zum Primärenergiebedarf auch, dass es naturgemäß einen engen Zusammenhang gibt zwischen THG-Zielen und fossilen Primärenergieverbräuchen.

Die höhere Stromnachfrage in den EL-Szenarien hat auch Auswirkungen auf die Bilanz der Stromimporte: Im Stromsektor wird Deutschland in den Elektrifizierungspfaden vom Nettostromexporteur im Jahr 2015 zum Nettostromimporteur im Jahr 2050. In den Technologiemixpfaden und in der Referenzentwicklung hingegen bleibt Deutschland auch im Jahr 2050 weiter Nettostromexporteur.



*Nettoimporte **Nettoimporte von Erdgas, Öl, Steinkohle und Uran inkl. nicht energetischem Verbrauch. 2050: Modellergebnis unter Annahme von Importfaktoren.

ABBILDUNG 123: SZENARIENVERGLEICH: ENERGIETRÄGERIMPORTE

7.4.2 Biogene Energieträger

Bioenergie wird in allen Szenarien bis zur Potenzialgrenze genutzt.

Die Bioenergie spielt in allen Szenarien eine wesentliche Rolle. In 2050 wird das maximale angenommene Potenzial von 310 TWh in allen Zielszenarien vollständig ausgenutzt. Auch in der Referenz gewinnt die Bioenergie an Bedeutung und erreicht in 2050 die Potenzialgrenze. In EL80, TM80 und RF wird größtenteils feste Biomasse eingesetzt. Biomethan spielt in EL80 eine wichtige Rolle in der Stromerzeugung.

In 2050 werden in EL80 50 %, in TM80 57 % und in RF 63 % der Bioenergie als feste Biomasse in Biomasse-(KWK)-Kraftwerken, Pelletöfen oder Industrieanlagen eingesetzt. Sie ist damit der wichtigste biogene Energieträger. Im Szenario EL80 wird mit einem Anteil von 45 % in 2050 mehr als doppelt so viel Biomethan und Biogas verfeuert, wie in den Szenarien TM80 und RF (je 20 %). Dies ist auf die mehr als dreimal so hohe Gasverstromung in EL80 ggü. TM80 und RF in 2050 zurückzuführen. Dagegen spielt die flüssige Bioenergie mit einem Anteil von 23 % in 2050 im TM80-Szenario eine größere Rolle und wird dort v. a. im Verkehrssektor eingesetzt. In der Referenz liegt der Anteil der Biokraftstoffe in 2050 bei 17 %, in EL80 bei nur 4 %.

Für das 95 %-Klimaziel gewinnen flüssige Bioenergien an Bedeutung.

In den 95 %-Szenarien sorgen die verschärften Klimaziele für Verlagerungseffekte und damit andere Bedarfe an Bioenergie, wobei auch in diesen Szenarien das maximale Potenzial von 310 TWh vollständig genutzt wird (siehe Abbildung 124). Um einen klimaneutralen Verkehrssektor zu ermöglich, steigen die Bedarfe von Bioenergie als flüssiger Kraftstoff ggü. EL80 um

16 Prozentpunkte und ggü. TM80 um 5 Prozentpunkte und erreichen damit Anteile von 20 % in EL95 und 28 % in TM95. Für eine Klimaneutralität des Gebäudesektors steigt in TM95 zudem der Bedarf an Biogasen um 11 Prozentpunkte ggü. TM80 auf 31 %. Die Anteile der restlichen Bioenergien gehen entsprechend zurück.

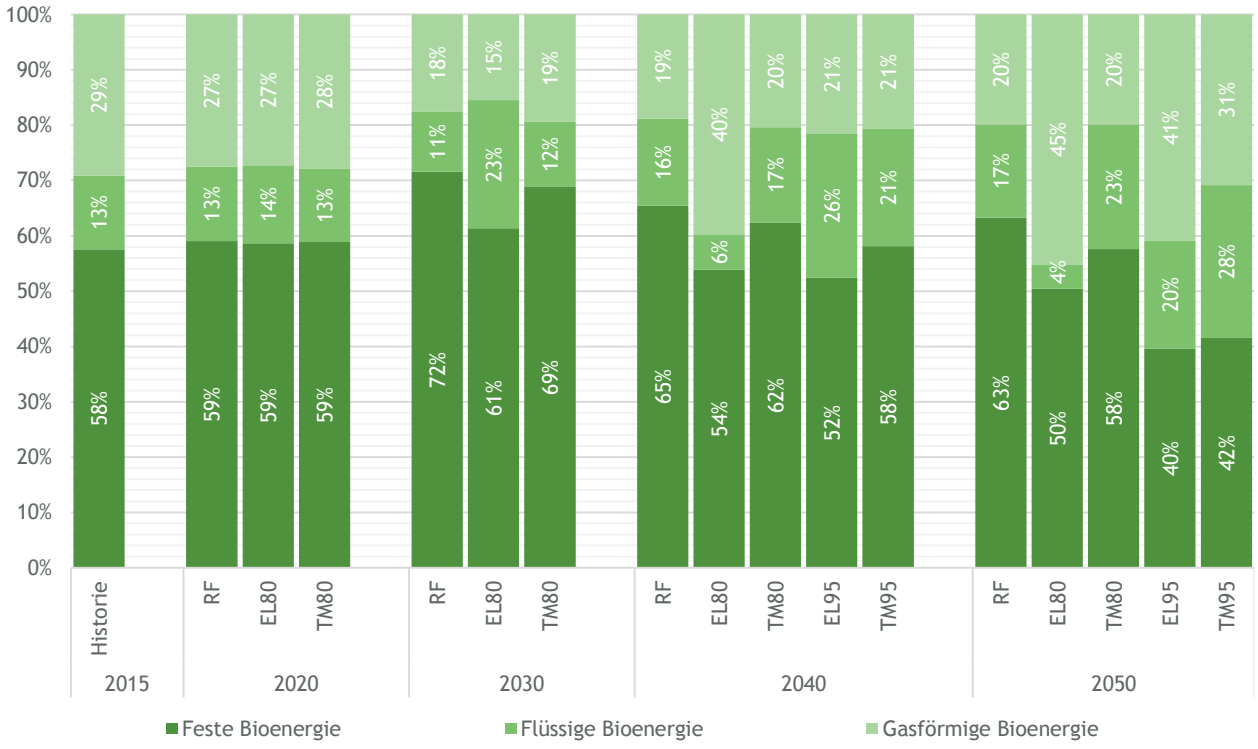


ABBILDUNG 124: SZENARIENVERGLEICH - BIOGENE ENERGIETRÄGER NACH TYP

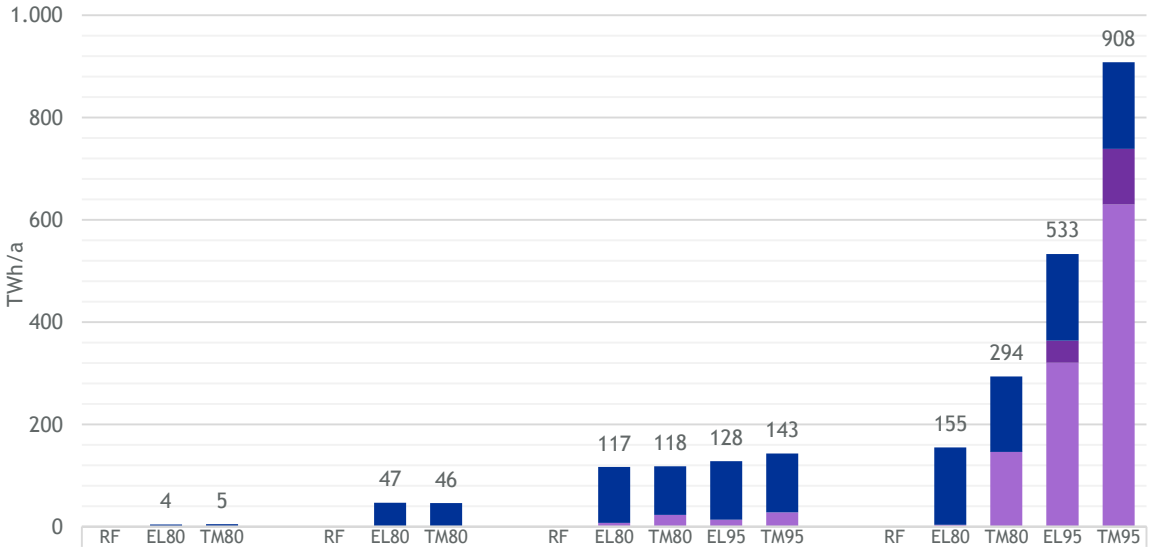
7.4.3 Synthetische Energieträger

In allen Zielszenarien kommt es ab 2030 zu einer signifikanten Nachfrage nach PtX. In den 95 %-Szenarien ist er in 2050 mehr als dreimal so hoch wie in den 80 %-Szenarien

Ab 2030 werden in den Zielszenarien in zunehmendem Maße klimaneutrale, synthetische Energieträger (PtX) eingesetzt, die aus EE und bei Weiterverarbeitung zu Gasen oder Kraftstoffen unter Verwendung von CO_2 aus der Luft oder aus CO_2-haltigen Abgasen gewonnen.[168] Synthetische Energieträger erreichen in 2050 einen jährlichen Bedarf von 155 TWh in EL80 und 294 TWh in TM80. Beim einem 95 %-Klimaziel ist dieser Bedarf in 2050 mit 533 TWh in EL95 und 908 TWh in TM95 jeweils mehr als dreimal so hoch wie bei den 80 %-Szenarien. Das 95 %-Klimaziel ist somit in beiden Szenarien, Technologiemix und Elektrifizierung, nur mit dem großmaßstäbigen Einsatz synthetischer Energieträger zu erreichen. Der PtX-Bedarf in 2050 in TM95 entspricht in der

[168] Für die Jahre 2030 und 2040 ergibt sich der überwiegende Bedarf an PtX aus den Annahmen, dass erstens in Industrie und Verkehr zunehmend Wasserstoff zum Einsatz kommt, dieser aber, zweitens, nur elektrolysebasierter, also CO_2-neutraler Wasserstoff sein darf und kein aus Dampfreformierung gewonnener und damit CO_2-intensiver Wasserstoff. Diese Annahmen wurden durch die dena und, die Partnerunternehmen und die Gutachter festgelegt. Eine Erreichung der Klimaziele in 2030 und 2040 ist grundsätzlich aber auch mit anderen Pfaden möglich, z. B. gänzlich ohne Wasserstoff, mit deutlich späterem Einsatz von Wasserstoff als Endenergieträger oder mit aus Dampfreformierung gewonnenem Wasserstoff, der ohne zusätzliche CO_2-Speicherung nicht klimaneutral ist. Diese waren aber nicht Gegenstand der Untersuchung und erfordern weitere Forschung zu den Potenzialen von Wasserstoff.

Energiemenge etwa dem heutigen Bedarf an Braun- und Steinkohle im deutschen Energiemix. In der Referenzentwicklung kommen in 2050 keine synthetischen hergestellten Energieträger zum Einsatz.



	RF	EL80 2020	TM80	RF	EL80 2030	TM80	RF	EL80	TM80 2040	EL95	TM95	RF	EL80	TM80 2050	EL95	TM95
Gesamt	0	4	5	0	47	46	0	117	118	128	143	0	155	294	533	908
Power-to-H2	0	4	5	0	47	46	0	109	95	114	115	0	151	147	169	169
Power-to-Fuel*	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	43	108
Power-to-Gas	0	0	0	0	0	0	0	8	23	14	28	0	4	146	321	630

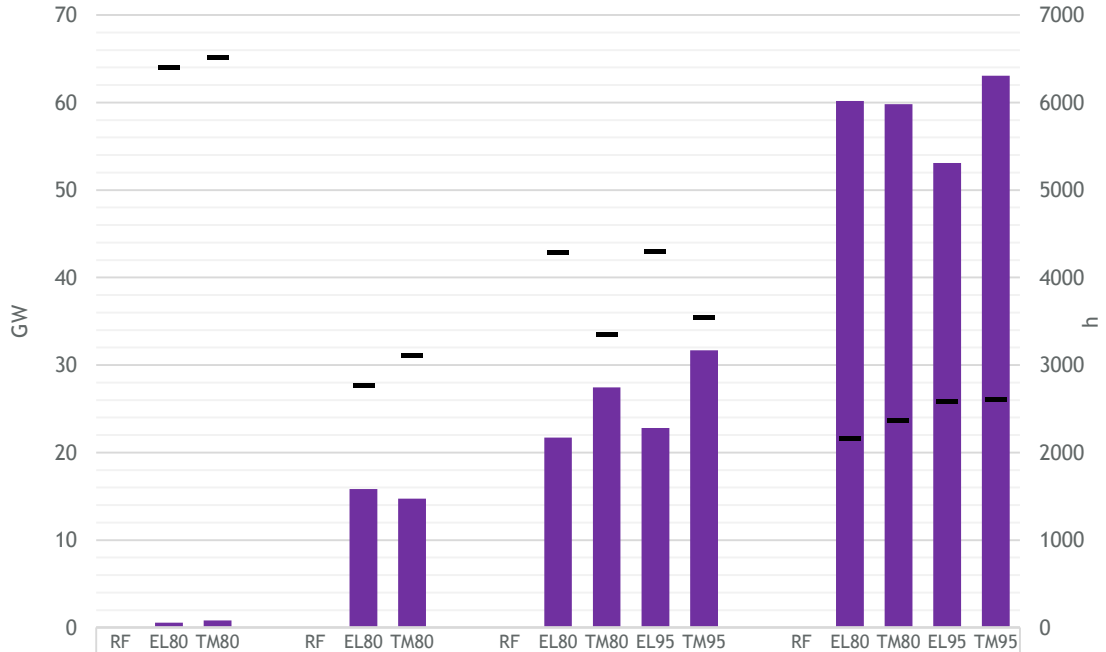
*Power-to-Fuel umfasst synthetischen Heizöl, Schweröl, Diesel, Benzin und Kerosin.

ABBILDUNG 125: SZENARIENVERGLEICH - PTX NACH ENERGIETRÄGER

In den 80 %-Szenarien wird Elektrolyse-Wasserstoff eingesetzt, in TM80 zusätzlich synthetisches Methan. Wasserstoff wird in Deutschland produziert, Methan aus der EU importiert.

Der Bedarf an synthetischen Energieträgern in 2050 ist in EL80 größtenteils Wasserstoff (151 TWh), in TM80 etwa hälftig Wasserstoff (147 TWh) und Methan (146 TWh), wie in Abbildung 125 dargestellt. Der elektrolysebasierte Wasserstoff wird sowohl in der Industrie, im Verkehr als auch zur Beimischung ins Gasnetz und damit in allen Sektoren eingesetzt. Der Elektrolyse-Wasserstoff wird in beiden Szenarien hauptsächlich in Deutschland produziert, das synthetische Methan überwiegend aus dem EU-Ausland importiert.

Entsprechend der angenommenen Entwicklungen in den Endenergieverbrauchssektoren trägt Elektrolyse-H_2 in beiden Szenarien bereits 2030 etwa 45 TWh zur Bedarfsdeckung bei. Wie in den Annahmen definiert, dürfen ab 2030 die neu entstehenden Anwendungen von Wasserstoff (z. B. Brennstoffzellen-PKW) nur mit elektrolysebasiertem Wasserstoff betrieben werden, also nicht mit konventionellem, d. h. über Dampfreformierung hergestelltem Wasserstoff. Folglich steigt die Kapazität der Elektrolyseure in Deutschland auf rund 15 GW an. Bis 2050 sind sogar etwa 60 GW an Elektrolyseuren installiert. Die Anlagen werden 2050 mit 2158 (EL80) bzw. 2370 (TM80) Volllaststunden betrieben (siehe Abbildung 126).



	RF	EL80	TM80	RF	EL80	TM80	RF	EL80	TM80	EL95	TM95	RF	EL80	TM80	EL95	TM95
	2020			2030			2040					2050				
Kapazität [GW]	0	1	1	0	16	15	0	22	27	23	32	0	60	60	53	63
Volllaststunden [h]	0	6400	6513	0	2763	3108	0	4279	3353	4290	3546	0	2158	2370	2581	2600

ABBILDUNG 126: SZENARIENVERGLEICH - ELEKTROLYSE-KAPAZITÄTEN UND VOLLLASTSTUNDEN IN DEUTSCHLAND

Das 95 %-Klimaziel ist in beiden Szenarien nur durch den Einsatz synthetischer Brennstoffe zu erreichen

Der ggü. EL80 mehr als dreimal so hohe PtX-Bedarf in EL95 in 2050 resultiert aus einigen nur aufwendig zu elektrifizierenden Anwendungen in der Industrie und dem Güter- und Luftverkehr, sowie aus großen Bedarfen im Energiesektor, insb. zum Ausgleich der fluktuierenden Stromerzeugung aus EE. In TM95 ist der Bedarf in 2050 noch einmal rund 70 % höher, da große Mengen konventioneller Energieträger in den (weit weniger elektrifizierten) Sektoren Gebäude, Industrie, Verkehr und Energiewirtschaft durch klimaneutrale, synthetische Pendants ersetzt werden müssen. Der PtX-Bedarf wird in EL95 nun größtenteils durch Methan (321 TWh) gedeckt. Aber auch Elektrolyse-Wasserstoff (169 TWh) und synthetische Kraftstoffe (43 TWh) werden in signifikanten Mengen eingesetzt. In TM95 entfällt der größte Anteil ebenfalls auf synthetisch hergestelltes Methan (630 TWh), gefolgt von Wasserstoff in ähnlichem Umfang (169 TWh) und synthetischen Kraftstoffen (108 TWh). Daraus folgt, dass weder in EL95 noch TM95 auf den Einsatz synthetischer Brennstoffe verzichtet werden kann.[169]

[169] Im Bilanzrahmen dieser Studie ist entsprechend des KSP der Endenergieverbrauch des inländischen Verkehrsaufkommens inkl. ausländischer Verkehrsteilnehmer im Straßenverkehr berücksichtigt. Der Endenergiebedarf der internationalen Seeschifffahrt und des internationalen Schienen- und Luftverkehrs ist nicht enthalten (siehe auch Kapitel 3.1). Neben den ermittelten PtL-Bedarfen aus dem inländischen Verkehrsaufkommen ist somit mit zusätzlichen, mitunter erheblichen PtL-Bedarfen aus dem internationalen Flug- und Schiffverkehr zu rechnen.

INFOBOX 8: WELCHE FAKTOREN KÖNNTEN DEN KURZFRISTIGEN MARKTERFOLG FÜR ELEKTROLYSE-WASSERSTOFF POSITIV BEEINFLUSSEN?

Das rasche Wachstum an energetisch genutztem und im Elektrolyseprozess hergestelltem Wasserstoff in den Zielszenarien bis 2030 wird im heutigen Regelrahmen nur schwerlich realisierbar sein. Entsprechend einer Shell-Wasserstoff-Studie[170] ist sauberer Elektrolyse-Wasserstoff in der Herstellung etwa drei Mal so teuer wie aus Dampfreformierung gewonnener, aber CO_2-intensiver, Wasserstoff.

Zwei Beispiele sollen zeigen, wie die Ausgestaltung von Regulierung neue Marktchancen für Elektrolyse-Wasserstoff in den nächsten Jahren bewirken könnten:

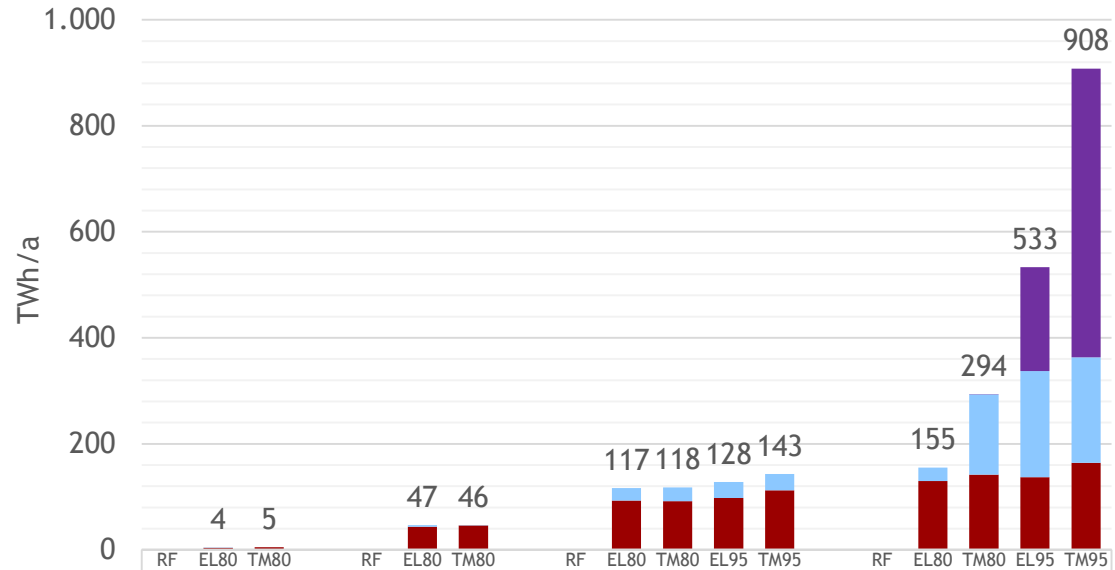
Erstens kann im Rahmen der RED-2-Richtlinie die Anerkennung von aus Erneuerbaren-Strom gewonnenem Elektrolyse-Wasserstoff als Treibhausgasminderungsoption und die gleichwertige Behandlung zur Beimischung von Biokraftstoffen im Raffinerieprozess für ein Nachfragewachstum im Industriesektor sorgen.

Zweitens könnte die elektrolysebasierte Wasserstoffherstellung um etwa ein Drittel günstiger werden, würden Elektrolyseure nicht mehr als Letztverbraucher beim Strom gelten und damit von der EEG-Umlage befreit. Die günstigeren Herstellungskosten könnten die Attraktivität von Elektrolyse-Wasserstoff und damit den Bedarf insbesondere in den Sektoren Verkehr und Industrie in den nächsten Jahren wachsen lassen.

Importe aus dem EU- und nicht-EU-Ausland decken den Großteil des deutschen Bedarfs für das 95 %-Ziel

In beiden Szenarien wird 2050 der Großteil der PtX-Mengen aus dem EU- und nicht-EU-Ausland bezogen, aus Ländern mit günstigeren Bedingungen für EE, wie bspw. Algerien mit einer hohen Sonneneinstrahlung für günstigen Photovoltaikstrom oder Großbritannien mit einer hohen Windverfügbarkeit für günstige Stromerzeugung aus Wind Offshore (siehe Abbildung 127): Im Szenario EL95 zu 74 %, wobei Importe aus dem nicht-EU-Ausland und aus dem EU-Ausland etwa die gleiche Größenordnung haben; in TM95 wird mit 60 % aus der nicht-EU und 22 % aus der EU ein noch größerer Anteil von insgesamt 82 % importiert. Aufgrund der weniger günstigen Bedingungen für erneuerbare Stromerzeugung werden nur 26 % (EL95) bzw. 18 % (TM95) der Gesamtmenge in Deutschland produziert, im Wesentlichen Wasserstoff. Dafür sind in 2050 53 GW (EL95) bzw. 63 GW (TM95) an Elektrolyseuren in Deutschland installiert, die mit rund 2600 Volllaststunden betrieben werden. In Infobox 9 wird diskutiert, welche synthetischen Energieträger sich im Markt unter welchen Bedingungen durchsetzen werden.

[170] Shell (2017).



Gesamt	0	4	5	0	47	46	0	117	118	128	143	0	155	294	533	908
Nicht-EU-Ausland	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	196	545
EU-Ausland	0	1	0	0	3	1	0	24	26	30	31	0	25	151	201	199
Deutschland	0	4	5	0	44	46	0	93	92	98	112	0	130	142	137	164

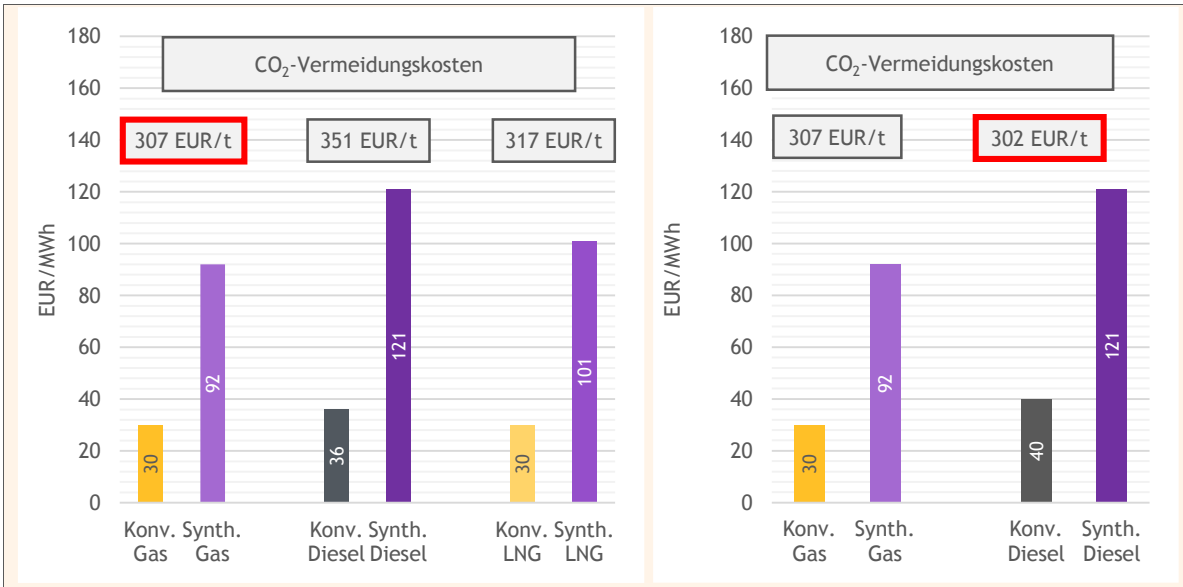
ABBILDUNG 127: SZENARIENVERGLEICH - PTX NACH HERKUNFT

INFOBOX 9: WELCHER SYNTHETISCHE BRENNSTOFF WIRD SICH IM MARKT DURCHSETZEN?

Die sich ergebenden Anteile von Power-to-Hydrogen, Power-to-Methane und Power-to-Fuel sind ein Modellergebnis und unterliegen wie bei jeder Modellierung zahlreichen Annahmen und Vereinfachungen gegenüber der Realität. Die folgenden Beispiele zeigen am Fall von Power-to-Methane und Power-to-Diesel, welche Faktoren die jeweiligen Anteile der synthetischen Brennstoffe an der Gesamtnachfrage nach synthetischen Brennstoffen treiben können:

1. Preisverhältnisse synthetischer Brennstoffe ggü. konventionellen Brennstoffen

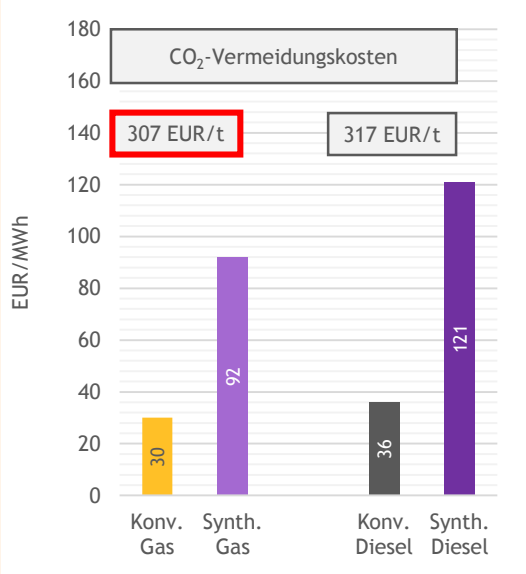
Erster entscheidender Faktor für die Marktdurchdringung eines synthetischen Brennstoffs sind die Preisunterschiede zum jeweiligen konventionellen Pendant. Dabei gilt der Grundsatz: Je günstiger das konventionelle Pendant bzw. je teurer der synthetische Brennstoff, umso geringer ist der Bedarf nach dem entsprechenden synthetischen Brennstoff. Bei der Entscheidung im Beispiel zwischen dem Ersatz von konventionellem durch synthetisches Gas auf der einen Seite und dem Ersatz von konventionellem durch synthetischen Diesel auf der anderen Seite sind die THG-Vermeidungskosten entscheidend: Bei sich ergebenen beispielhaften Preisen für das Jahr 2050 (30 EUR/MWh für konventionelles Erdgas vs. 92 EUR/MWh für synthetisches Methan bzw. 101 EUR/MWh für synthetisches LNG sowie 36 EUR/MWh für konventionellen Diesel vs. 121 EUR/MWh für synthetischen Diesel, siehe nachfolgende Abbildung (links)) ergeben sich THG-Vermeidungskosten von 307 EUR/t für den Ersatz durch synthetisches Methan bzw. 317 EUR/t für den Ersatz durch synthetischen Diesel bzw. 351 EUR/t für den Ersatz durch synthetisches LNG. Synthetisches Methan ist also bei diesen Preisannahmen die günstigere THG-Vermeidungsalternative im Vergleich zu synthetischem Diesel, während synthetischer Diesel gegenüber synthetischem LNG die günstigere THG-Vermeidungsalternative ist. Nimmt man einen leicht höheren Dieselpreis an, z. B. 40 EUR/MWh, ändert sich das Bild (siehe nachfolgende Abbildung (rechts)): Jetzt ist synthetischer Diesel die günstigste Vermeidungsoption mit THG-Vermeidungskosten von 302 EUR/t. Das Beispiel zeigt, wie kleine Preisveränderungen die Vorteilhaftigkeit von synthetischen Brennstoffen im Wettbewerb miteinander treiben.

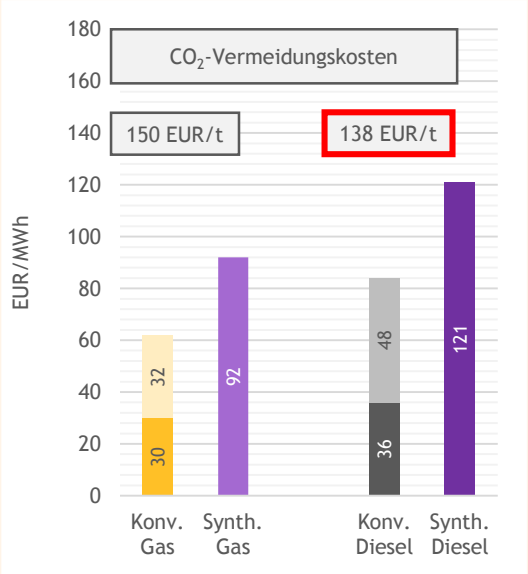


2. Steuern und Abgaben

Die Szenarien der dena-Leitstudie werden aus volkswirtschaftlicher Sicht und nicht aus betriebswirtschaftlicher Sicht berechnet, d. h. z. B. werden die aus betriebswirtschaftlicher Sicht relevanten Endverbraucherpreise, welche etwa Steuern und andere Abgaben erhalten, nicht betrachtet. Mit einer Betrachtung aus betriebswirtschaftlicher Sicht, könnte sich allerdings die Vorteilhaftigkeit der jeweiligen synthetischen Brennstoffe ändern, wie das folgende vereinfachte Beispiel für den Verkehrssektor zeigt (siehe oben angeführte Abbildung): Während im linken Diagramm (wie bereits oben gesehen) nur die angenommenen Großhandelspreise der Brennstoffe betrachtet werden (volkswirtschaftliche Sicht), werden im rechten Diagramm beispielhaft die Energiesteuern für den Einsatz in Fahrzeugen ergänzt. Diese seien für das Jahr 2050 für konventionellen Diesel mit 48 EUR/MWh angenommen sowie für konventionelles Erdgas mit 31,80 EUR/MWh, entsprechend der heute bekannten Steuersätze.[171] Die synthetischen Alternativen sind jeweils von der Energiesteuer befreit. Unter Berücksichtigung der Energiesteuern zeigt sich, dass synthetischer Diesel bei einem zusätzlichen CO_2-Preis von 138 EUR/t CO_2ä zu den gleichen Kosten genutzt werden kann wie konventioneller Diesel. Synthetisches Methan erreicht eine Kostenparität zu konventionellem Erdgas erst bei einem CO_2-Preis von 150 EUR/t CO_2ä. Die geringere Steuer für Erdgas im Vergleich zu Diesel begünstigt also den Einsatz von synthetischem Diesel gegenüber synthetischem Erdgas. Das Beispiel verdeutlicht, wie die Unterschiede bei der Besteuerung von konventionellen Energieträgern die Attraktivität der synthetischen, THG-freien Alternativen treiben können.

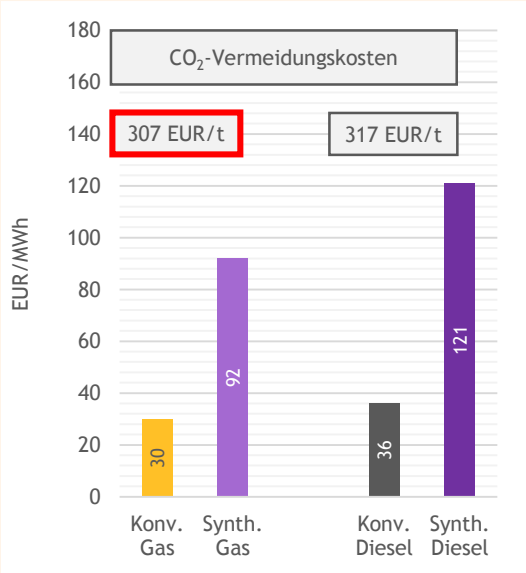
[171] Der Steuersatz für Erdgas als Kraftstoff von 31,80 EUR/MWh gilt gemäß §2 Absatz 1, Satz 7 EnergieStG ab dem 1.1.2027.

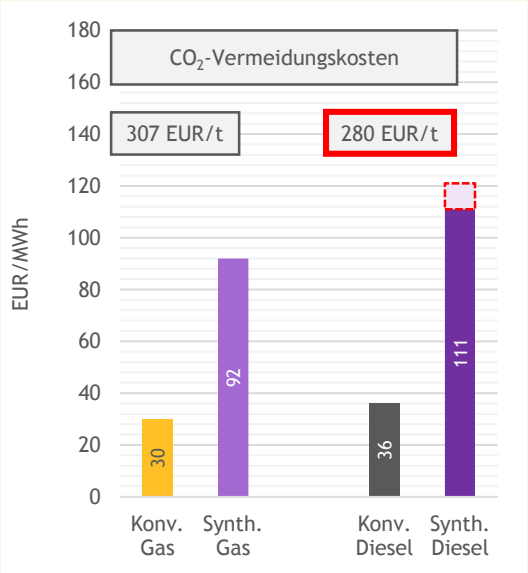




3. Zahlungsbereitschaften

Für die Marktdurchdringung der jeweiligen synthetischen Brennstoffe ist letztlich die Zahlungsbereitschaft des Kunden entscheidend. Die Zahlungsbereitschaft richtet sich gemäß der ökonomischen Theorie nach dem Nutzen, den ein Kunde aus dem Konsum eines Gutes zieht. Da Zahlungsbereitschaften unterschiedlicher Kundengruppen für unterschiedliche Energieträger mit Blick auf das Jahr 2050 nicht seriös zu quantifizieren sind, wird in der dena-Leitstudie angenommen, dass die Zahlungsbereitschaften für alle Kundengruppen und Energieträger identisch sind. Das folgende Beispiel soll zeigen, dass unterschiedliche Zahlungsbereitschaften für Energieträger zu anderen Marktanteilen bei den synthetischen Brennstoffen führen können. Im Beispiel hat für einen bestimmten Konsumenten der Einsatz von synthetischem Diesel einen individuellen zusätzlichen Nutzen in Höhe von 10 EUR/MWh. Folglich wäre dieser Konsument bereit, bei einem CO_2-Preis von 280 EUR/t CO_2ä von konventionellem Diesel zu synthetischem Diesel zu wechseln. Dieser spezielle Verbraucher wechselt also früher vom konventionellem zum synthetischen Brennstoff als andere Nutzer, welche für einen Wechsel von konventionellem zu synthetischen Methan einen CO_2-Preis von 307 EUR/t CO_2ä als Anreiz bräuchten. Das Beispiel zeigt, wie unterschiedliche Zahlungsbereitschaften die Bedarfe an den jeweiligen synthetischen Energieträgern beeinflussen.

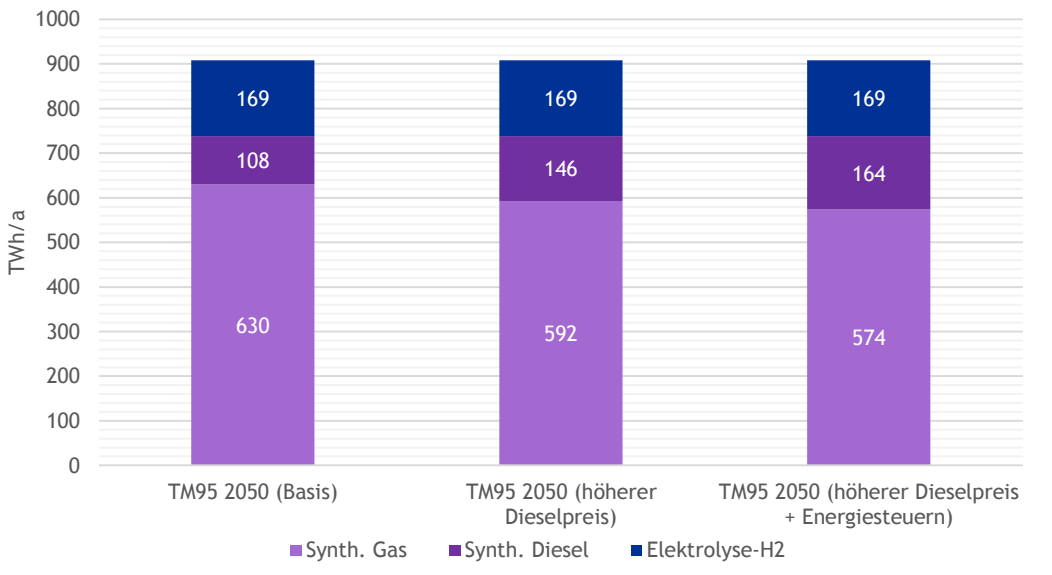




4. Exogene Entwicklung der Anlagen und Fahrzeuge in den Transformationspfaden

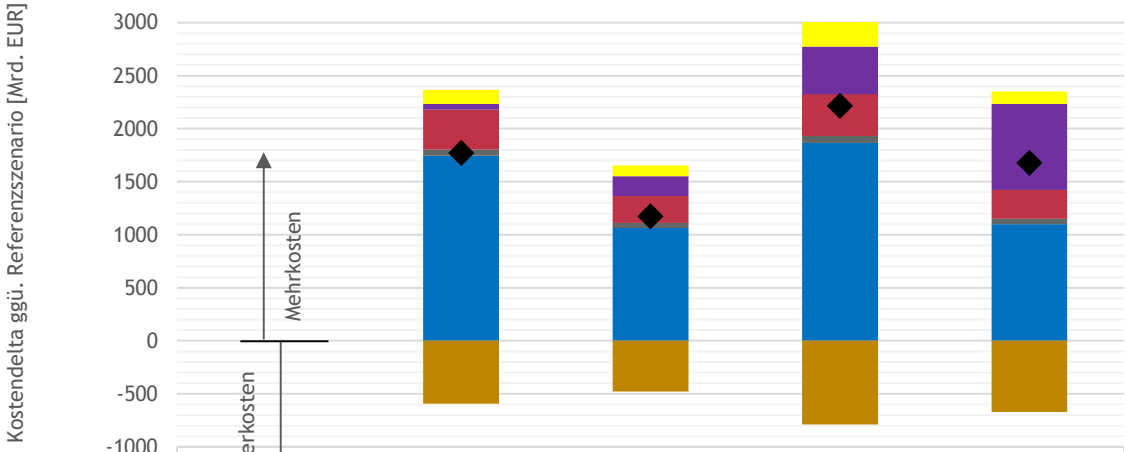
Die Methodik der dena-Leitstudie sieht vor, die Entwicklung z. B. des Fahrzeugbestands exogen herzuleiten, d. h. auf Basis der Experteneinschätzungen im Modulsteuerkreis Verkehr, und nicht basierend auf Kosten. Für die Bedarfe an den jeweiligen synthetischen Brennstoffen bedeutet dies, dass einzig die konventionellen Brennstoffkosten und die der synthetischen Alternative für die Ermittlung der Brennstoffbedarfe relevant sind, nicht aber die Investitions- oder Instandhaltungskosten der Endanwendungen. Ist bspw. ein gasbetriebenes Fahrzeug bzgl. seiner Fixkosten um 30 EUR/MWh teurer als ein dieselbetriebenes Fahrzeug, würde der Kostennachteil von synthetischem Diesel ggü. synthetischem Methan von 29 EUR/MWh (121 EUR/MWh ggü. 92 EUR/MWh) überkompensiert. Würde ein Konsument einzig nach den Kosten über seine Investition entscheiden, würde der Konsument ein Dieselfahrzeug anstatt eines Gasfahrzeugs kaufen. Dadurch würde der Bedarf an synthetischem Diesel steigen und an synthetischem Methan sinken. Auch wenn die Transformationspfade in der dena-Leitstudie als exogen angenommen werden, zeigt das Beispiel, wie eine endogene Abbildung von Investitionsentscheidungen die Bedarfe an synthetischen Brennstoffen treiben könnte.

Die vier genannten Faktoren (Preisverhältnisse synthetischer Brennstoffe ggü. konventionellen Brennstoffen, Steuern und Abgaben, Zahlungsbereitschaften und exogene Transformationspfade) sind maßgeblich dafür, dass die Aufteilung der synthetischen Brennstoffbedarfe auf den Brennstofftyp (Methan, Fuels oder Wasserstoff) und auch auf die vier betrachteten Sektoren Gebäude, Verkehr, Industrie und Energie von zahlreichen über die Zukunft unsicheren Einflussfaktoren abhängt. Die nachfolgende Abbildung zeigt eine nicht-modellbasierte Abschätzung der Brennstoffbedarfe für den Fall eines Preises für konventionellen Diesel von 40 EUR/MWh anstatt 36 EUR/MWh in 2050 für das Szenario TM95. Der Vergleich mit dem eigentlichen Szenarioergebnis zeigt, dass der Bedarf an synthetischem Diesel in 2050 um 38 TWh höher ausfällt und entsprechend weniger synthetisches Methan (-38 TWh) nachgefragt werden. Unter Einbezug der beispielhaften Energiesteuern könnten in 2050 in TM95 sogar insgesamt 164 TWh an synthetischen Fuels in 2050 nachgefragt werden.



7.5 Systemkosten

7.5.1 Gesamtkosten des Energiesystems



	EL80	TM80	EL95	TM95
Stromimportkosten	131	104	231	115
PtX-Importkosten	56	187	448	813
Primäre Brennstoffkosten	-592	-480	-790	-671
Infrastrukturkosten	377	253	391	272
FOM-Kosten**	54	47	68	52
Kapitalkosten*	1.746	1.064	1.866	1.098
Summe	1.772	1.175	2.215	1.679

*Kapitalkosten für Kraftwerke, PtX-Anlagen, EE-Anlagen, Gebäudedämmung, Heizungen, Fahrzeuge und nahe Verkehrsinfrastruktur (Ladesäulen, etc.) sowie CCS jeweils Zubau ab 2018.

**FOM-Kosten: Fixe Betriebs- und Wartungskosten der in * genannten neuzugebauten und bestehenden Anlagen.

ABBILDUNG 128: SZENARIENVERGLEICH – KUMULIERTE GESAMTKOSTEN DES ENERGIESYSTEMS 2018-2050

TM80 ist das günstigste zielerreichende Szenario und spart gegenüber EL80 fast 600 Mrd. EUR ein

TM80 ist das Szenario mit den geringsten Mehrkosten ggü. dem nicht-zielerreichenden Referenzszenario, wie Abbildung 128: Szenarienvergleich – Kumulierte Gesamtkosten des Energiesystems 2018-2050Abbildung 128 zeigt. Die zwischen 2015 und 2050 kumulierten, nicht diskontierten Mehrkosten belaufen sich auf 1,18 Bio. EUR. Das Szenario EL80 ist mit Mehrkosten von 1,77 Bio. EUR etwa 597 Mrd. EUR teurer als TM80. Die Szenarien EL95 und TM95 liegen bei ca. 2,22 Bio. EUR respektive 1,68 Bio. EUR Mehrkosten. Damit kann mit einer Technologiemix-Strategie unter den gegebenen Annahmen das 95 %-Ziel günstiger erreicht werden, als das 80 %-Ziel mit der Strategie verstärkter Elektrifizierung.[172]

[172] Nicht enthalten sind dieser Untersuchung die Kapital-, sowie Wartungskosten von Industrieanlagen. Es ist davon auszugehen, dass die Zielszenarien dadurch insgesamt teurer gegenüber dem RF werden und die Schere zwischen TM und EL größer wird, d.h. das EL-Szenario gegenüber dem TM-Szenario noch teurer wird. .

Kapitalkosten sind der größte Kostentreiber in allen Zielszenarien

Der größte Kostentreiber sind in allen Szenarien die Kapitalkosten für zu tätigende Investitionen in Gebäude, klimafreundliche Fahrzeuge, Stromerzeuger und PtX-Anlagen (siehe blauer Balken in Abbildung 128). Die Mehrkosten ggü. RF belaufen sich auf ca. 1,10 Bio. EUR in den TM-Szenarien. Weitere jeweils ca. 700 Mrd. EUR sind zur Realisierung der EL-Szenarien notwendig.[173] Weitere Mehrkosten in Höhe von 48 und 70 Mrd. EUR ggü. RF ergeben sich in allen Szenarien durch höhere Betriebs- und Wartungskosten der neu zu errichtenden Anlagen.[174]

Investitionen in Stromnetze lassen Infrastrukturkostenstark steigen, insbesondere in EL-Szenarien

Die Kosten für Infrastruktur liegen in den TM-Szenarien gut 250 Mrd. EUR höher als in RF. Hauptreiber hierbei sind Investitionen in Stromnetze, welche zu Mehrkosten für Stromnetze von 200 Mrd. EUR ggü. RF führen (siehe roter Balken in Abbildung 128). In den EL-Szenarien führen der stärkere Ausbau von Wind Offshore und sowie die zusätzliche Stromnachfrage durch Wärmepumpen und Elektroautos zu weiteren Mehrkosten bei den Stromnetzen ggü. den TM-Szenarien in Höhe von etwa 150 Mrd. EUR. Die Kosten für Gasnetze liegen in den TM-Szenarien in etwa auf dem Niveau des Referenzszenarios. In den EL-Szenarien können aufgrund der deutlich geringeren Gasnachfrage im Verteilnetz rund 20 Mrd. EUR eingespart werden. Die Mehrkosten der übrigen Infrastrukturen liegen in den zielereichenden Szenarien zwischen 40 und 50 Mrd. EUR. Treiber hierbei sind hierbei insbesondere der Ausbau von Wasserstoffinfrastrukturen, insbesondere im Verkehrssektor.

Größter Kostentreiber einer zusätzlichen 95 %-Zielerreichung sind die Importe synthetischer Brennstoffe

Importe synthetischer Brennstoffe sind ein weiterer wichtiger Kostenfaktor. Diese sind am höchsten im Szenario TM95 und verursachen hier Mehrkosten von 813 Mrd. EUR (siehe violetter Balken in Abbildung 128). Auch im Szenario EL95 entstehen Mehrkosten für Importe synthetischer Brennstoffe in Höhe von 448 Mrd. EUR. In den 80 %-Szenarien sind diese Mehrkosten aufgrund deutlich kleinerer PtX-Importmengen mit 187 Mrd. EUR (TM80) und 56 Mrd. EUR (EL80) sehr viel geringer.

Stromimporte sind eine weitere relevante Kostengröße, besonders in EL95

Erhöhte Stromimporte (gelber Balken in Abbildung 128) gegenüber dem Referenzszenario sorgen für zusätzliche Mehrkosten in den zielerreichenden Szenarien. Diese sind vergleichbar bei max. ca. 130 Mrd. EUR in den Szenarien EL80, TM80 und TM95. Einzig im Szenario EL95 sind sie weitere rund 100 Mrd. EUR höher aufgrund der durchgängig hohen Stromimporte bis zum Ende des Analysezeitraums.

[173] Weitere Details siehe Kapitel 7.5.1.1.
[174] Weitere Details siehe Kapitel 7.5.1.2.

Deutliche Kosteneinsparungen durch eine geringere Nachfrage nach fossilen Brennstoffen, besonders in den EL-Szenarien

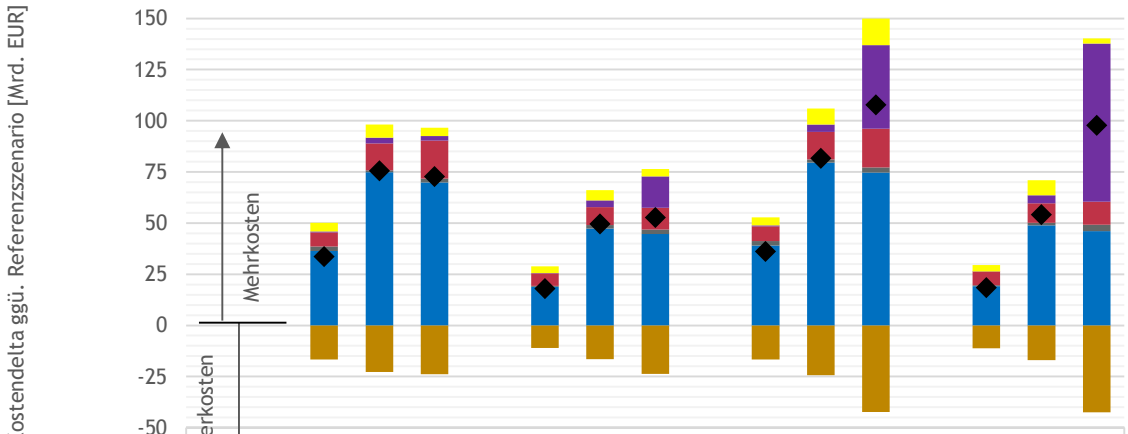
Kosteneinsparungen werden in allen Szenarien bezüglich der Brennstoffkosten (ohne synthetische Brennstoffe) erzielt (siehe brauner Balken in Abbildung 128). Den größten Kostenvorteil erzielen die Elektrifizierungsszenarien, in denen durch das hohe Maß an Energieeffizienz und die rasche Umstellung auf strombasierte Technologien der Brennstoffbedarf stark sinkt. Entsprechend sind die Einsparungen mit ca. 790 Mrd. EUR im Szenario EL95 am höchsten. Geringere Einsparungen von 480 Mrd. EUR ergeben sich für das Szenario TM80.

Addiert man die Mehrkosten durch zusätzliche Importe synthetischer Brennstoffe und die Ersparnis vermiedener konventioneller Brennstoffkosten, sparen alle Zielszenarien aufgrund der angenommenen verbesserten Energieeffizienz insgesamt ggü. dem Referenzszenario. Nur in Szenario TM95 sind die Energieverbrauchskosten höher als in der Referenz.

Die Technologiemixszenarien sind in jedem Jahr günstiger als die EL-Szenarien

Für die Szenarien TM80 und EL80 gilt, dass die Mehrbelastungen ab 2040 aufgrund der rückgängigen Mehr-Kapitalkosten nur noch leicht ansteigen (TM80) oder sinken (EL80), wie Abbildung 129 zeigt. Das Szenario TM80 ist in jedem Jahr günstiger als EL80 und spart in 2050 jährlich etwa 18,5 Mrd. EUR ein.

Die Mehrkosten des günstigen Szenarios TM80 belaufen sich im Durchschnitt für 2018 bis 2050 auf ca. 37 Mrd. EUR pro Jahr. Aufgrund der verschärften Klimaschutzanstrengungen in den Szenarien EL95 und TM95 und dem damit verbundenen Bedarf an Importen synthetischer Brennstoffe beziehungsweise Stromimporten steigt die Mehrbelastung in beiden Szenarien durchgehend an und erreichen ab 2040 mehr als 50 Mrd. EUR pro Jahr. Dabei ist das Szenario TM95 gegenüber EL95 in jedem Jahr günstiger. Auch in 2050 spart TM95 ggü. EL95 etwa 10 Mrd. EUR.



	2030	2040	2050	2030	2040	2050	2030	2040	2050	2030	2040	2050
	EL80			TM80			EL95			TM95		
Stromimportkosten	4	6	4	3	5	3	4	8	13	3	7	2
PtX-Importkosten	0	3	2	0	3	15	0	4	41	0	4	77
Primäre Brennstoffkosten	-17	-23	-24	-11	-17	-24	-17	-24	-42	-11	-17	-42
Infrastrukturkosten	7	13	18	6	9	11	7	13	19	7	10	11
FOM-Kosten**	2	1	2	0	2	2	2	2	3	0	1	3
Kapitalkosten*	36	75	70	19	47	45	39	80	75	19	49	46
Summe	33	75	73	18	50	53	36	82	108	18	54	98

*Kapitalkosten für Kraftwerke, PtX-Anlagen, EE-Anlagen, Gebäudedämmung, Heizungen, Fahrzeuge und nahe Verkehrsinfrastruk (Ladesäulen, etc.) sowie CCS jeweils Zubau ab 2018.

**FOM-Kosten: Fixe Betriebs- und Wartungskosten der in * genannten neuzugebauten und bestehenden Anlagen.

ABBILDUNG 129: SZENARIENVERGLEICH – KOSTENUNTERSCHIEDE GGÜ. SZENARIO RF IM ZEITVERLAUF

7.5.1.1 Investitions- und Kapitalkosten

Die Elektrifizierungsszenarien verursachen den größten Investitionsbedarf

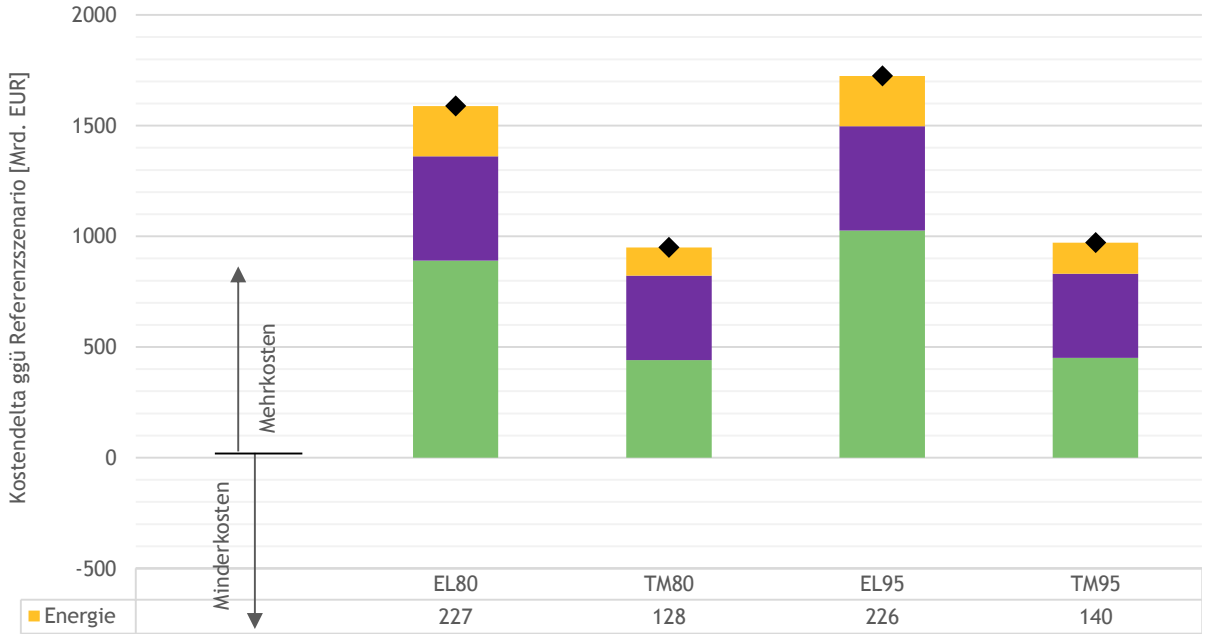
In den Elektrifizierungsszenarien sind etwa 1,6-1,7 Bio. EUR an zusätzlichen Investitionen in den Sektoren Gebäude (+890 Mrd. EUR), Verkehr (+472 Mrd. EUR) und Energie (+227 Mrd. EUR) ggü. dem Referenzszenario zu tätigen (ohne Netze[175] und ohne Industrie mit Ausnahme von CCS[176]). Die Technologiemixszenarien sind weniger kapitalintensiv. Hier belaufen sich die kumulierten Investitionen (ohne Netze und ohne Industrie mit Ausnahme von CCS) auf ca. 950 Mrd. EUR.

Die Technologiemixszenarien sind in allen Sektoren weniger kapitalintensiv als die EL-Szenarien

In allen Sektoren sind die Technologiemixszenarien weniger kapitalintensiv als die Elektrifizierungsszenarien, wie Abbildung 130 zeigt. Der Unterschied zwischen EL und TM wird zu mehr als 55 % durch den Gebäudesektor getrieben, während Verkehr etwa 30 % und Energie etwa 15 % des Unterschieds erklären. Im investitionsärmsten Szenario TM80 sind durchschnittliche

[175] Infrastrukturkosten werden im Kapitel 7.5.1.3 gesondert diskutiert.
[176] Kapitalkosten in der Industrie können aufgrund fehlender Daten nicht belastbar quantifiziert werden.

jährliche Mehrinvestitionen von ca. 30 Mrd. EUR notwendig. Im Szenario EL80 sind dies 50 Mrd. EUR jährlich.



	EL80	TM80	EL95	TM95
Energie	227	128	226	140
Verkehr	472	381	472	381
Industrie	0	0	0	0
Gebäude	890	442	1026	450
Summe	1589	950	1724	971

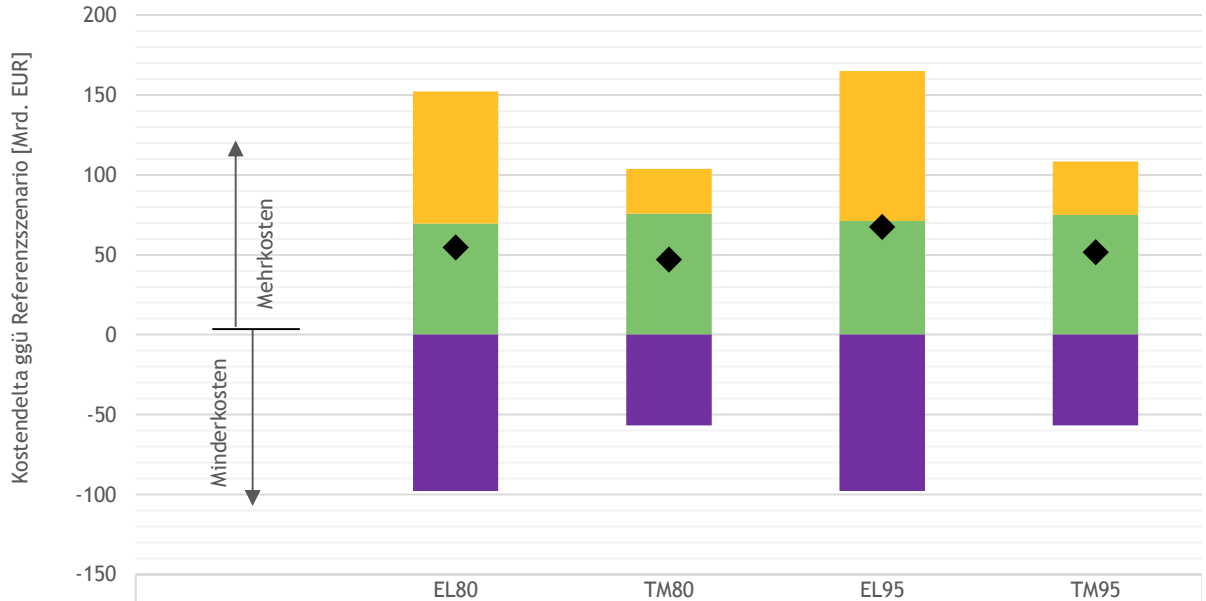
ABBILDUNG 130: SZENARIENVERGLEICH – UNTERSCHIEDE BEZÜGLICH DER INVESTITIONEN 2018-2050 NACH SEKTOR

7.5.1.2 Betriebs- und Wartungskosten

Ähnliche Betriebs- und Wartungskosten in allen zielerreichenden Szenarien; jedoch unterscheiden sich die Belastungen in den Sektoren deutlich

In den Technologiemixszenarien kommt es zu 48 Mrd. EUR an Mehrausgaben für Betrieb- und Wartung ggü. RF (vgl. Abbildung 131). Das Szenario EL80 ist geringfügig (+54 Mrd. EUR ggü. RF) teurer als die Technologiemixszenarien. Zur Erreichung der 95 %-Ziele steigen die Kosten in Szenario EL95 ggü. EL80 um weitere 13 Mrd. EUR.

Zwar liegt die Summe der Mehrbelastungen an Betriebs- und Wartungskosten in allen Szenarien auf ähnlichem Niveau, jedoch unterscheiden sich die Belastungen in den Sektoren deutlich. Ein verstärkter Zubau an Gaskraftwerken in den Szenarien EL80/95 führt zu Mehrbelastung an Betriebs- und Wartungskosten im Energiesektor (rund 60 Mrd. EUR höher als in TM-Szenarien). Im Gegenzug führt der verstärkte Austausch von Autos mit Verbrennungsmotor durch E-Autos zu deutlich geringeren Betriebs- und Wartungskosten im Verkehrssektor (rund 40 Mrd. EUR weniger als in den Szenarien TM80/95). Im Gebäudesektor sind die Elektrifizierungsszenarien geringfügig günstiger als die Technologiemixszenarien (4 bzw. 6 Mrd. EUR).



	EL80	TM80	EL95	TM95
Energie	83	28	94	33
Verkehr	-98	-57	-98	-57
Industrie	0	0	0	0
Gebäude	70	76	71	75
Summe	54	47	67	52

ABBILDUNG 131: SZENARIENVERGLEICH - UNTERSCHIEDE BEZÜGLICH BETRIEBS- UND WARTUNGSKOSTEN 2018-2050 NACH SEKTOR

7.5.1.3 Infrastrukturkosten

Netzausbau lässt Netzkosten Strom in TM-Szenarien bis 2050 um 50% steigen; in den EL-Szenarien verdoppeln sich jährliche Kosten sogar

Während die jährlichen Kosten für Stromnetze im Referenzszenario im gesamten Betrachtungszeitraum bis 2050 bei Werten zwischen 21 und 24 Mrd. EUR liegen, steigen die Kosten in den zielerreichenden Szenarien deutlichen an, wie Abbildung 132 zeigt. In den TM-Szenarien steigen die Kosten bis 2030 auf 29 Mrd. EUR und bis 2050 auf 32 Mrd. EUR und liegen damit rund 50% höher als in 2015. In den EL-Szenarien steigen die jährlichen Kosten für Stromnetze noch stärker an und erreichen in 2050 über 40 Mrd. EUR. Damit verdoppeln sich die Netzkosten Strom gegenüber heute.

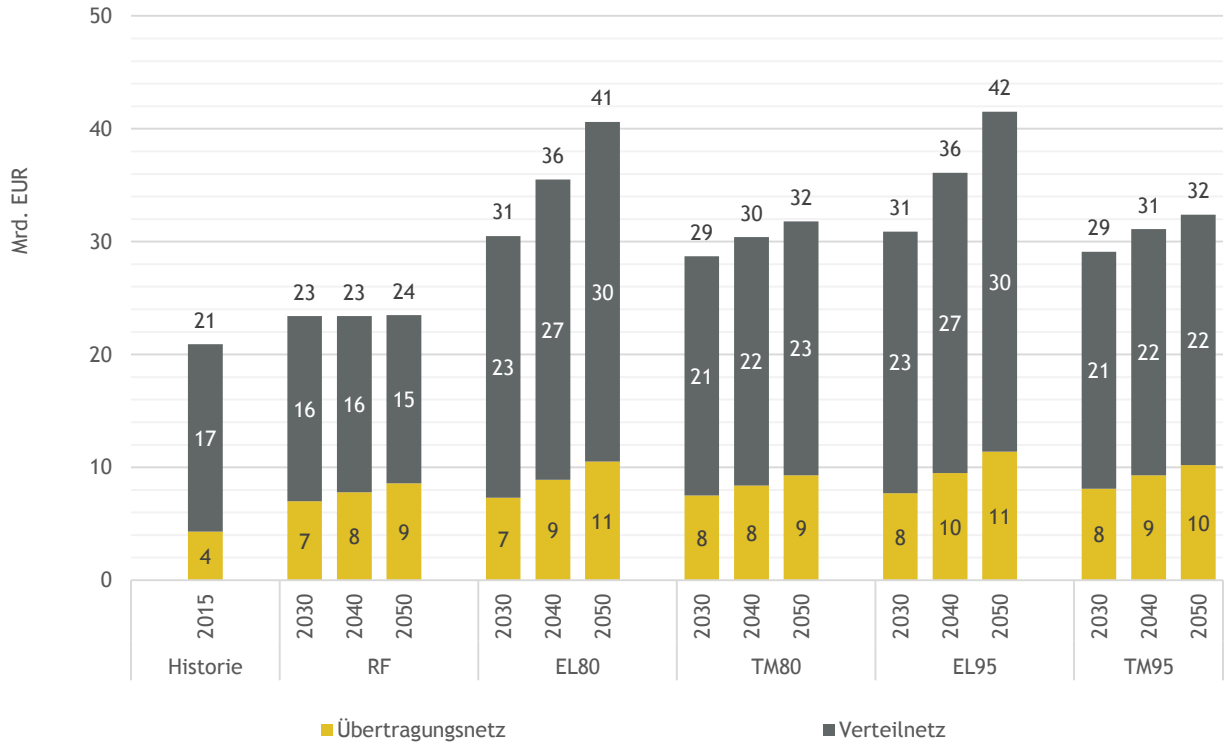
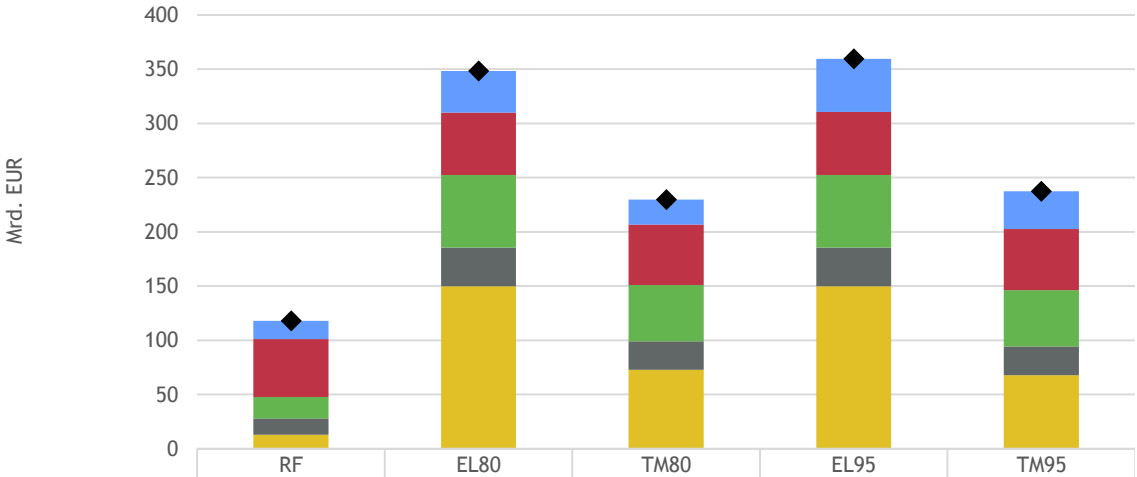


ABBILDUNG 132: NETZKOSTENENTWICKLUNG STROM

Ursache für die Kostensteigerung in den TM-Szenarien ist der verstärkte Netzausbau aufgrund des Zubaus von rund 230 GW an Erneuerbaren (Netto-Zubau). Hierbei erfordert der Zubau von PV-Anlagen einen Ausbau der Niederspannung und der zusätzliche Ausbau von Windenergieanlagen einen Ausbau der Hochspannungsleitungen. In den EL-Szenarien werden aufgrund des verstärkten Ausbaus von Wind Offshore weitere 15 Mrd. EUR an Investitionen in Hochspannungsleitungen fällig. Zusätzlich führen die zusätzliche Stromnachfrage durch Elektroautos und Wärmepumpen in städtischen Gebieten dazu, dass die Investitionen in die Niederspannung um rund 80 Mrd. EUR ggü. den TM-Szenarien steigen (siehe Abbildung 133).



	RF	EL80	TM80	EL95	TM95
Höchstspannung Offshore	17	38	23	49	35
Höchstspannung Onshore	53	57	56	58	56
Hochspannung	20	67	52	67	52
Mittelspannung	15	36	26	36	26
Niederspannung	13	150	73	150	68
Summe	118	348	230	359	238

ABBILDUNG 133: KUMULIERTE INVESTITIONSKOSTEN IN STROMNETZE 2018-2050

Die jährlichen Kosten für Gasnetze sind deutlich geringer als die der Stromnetze und bleiben auf ähnlichem Niveau

Die jährlichen Kosten für die Gasfernleitungs- und -verteilnetze sind mit ca. 5 Mrd. EUR deutlich geringer als jene der Stromnetze (vgl. Abbildung 134). Die Gasnetzkosten bleiben in allen Szenarien bis 2030 ungefähr auf dem heutigen Niveau. Ohne das Einrechnen von Rückbaukosten sinken die Gasnetzkosten aufgrund der rückgängigen Gasnachfrage (inklusive synthetischem Gas) und den damit leicht schrumpfenden Gasnetzen etwas ab, insbesondere in den Szenarien EL80/95.

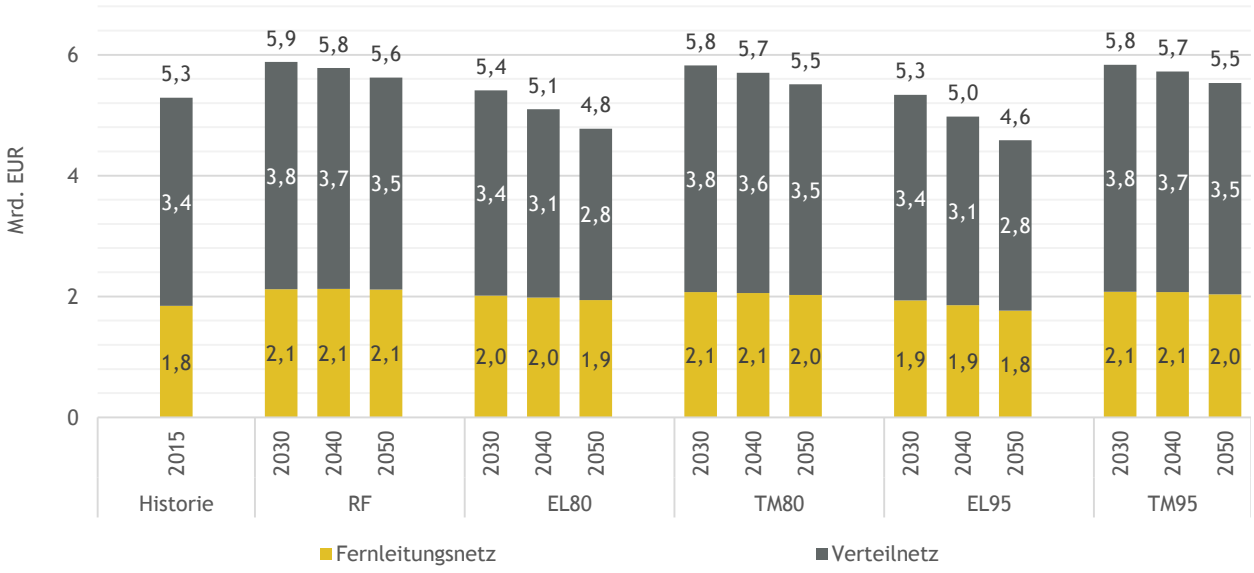


ABBILDUNG 134: NETZKOSTENENTWICKLUNG GAS

Die Kosten für andere Energieinfrastrukturen liegen aufgrund des verstärkten Einsatzes von Elektro- und Wasserstofffahrzeugen in den Elektrifizierungsszenarien am höchsten

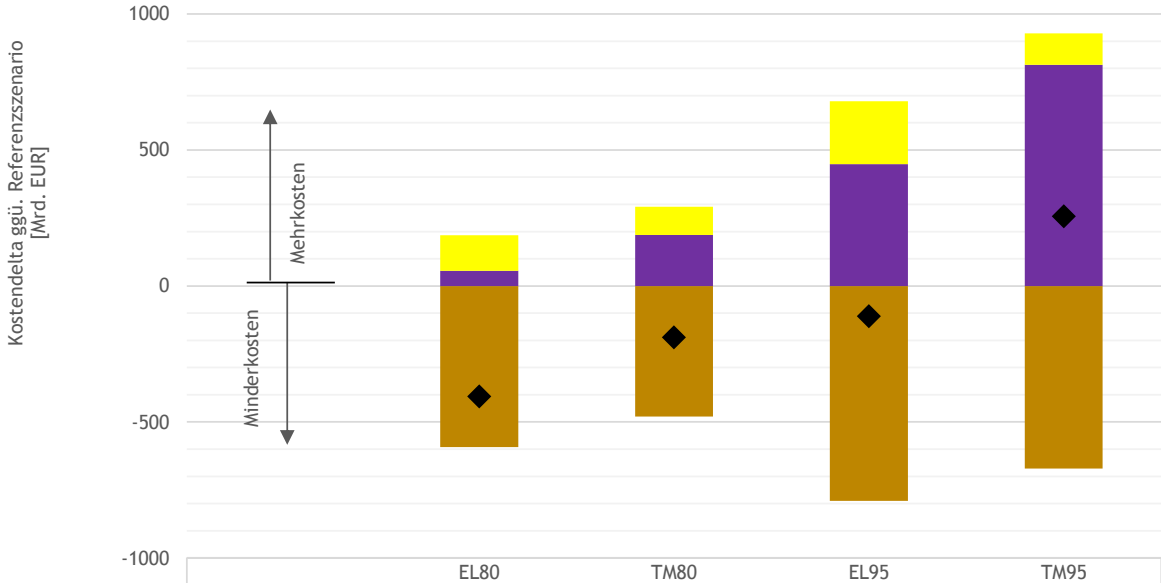
Die Kosten für andere Energie-Infrastrukturen beinhalten die Infrastrukturkosten für Mineralölprodukte, Wasserstoff und netzgebundene Wärme. In dieser Kostenkategorie entstehen für die Szenarien EL80/95 Mehrkosten in Höhe von rund 40 Mrd. EUR. In den Szenarien TM80/95 liegen die Kosten rund 10 Mrd. EUR höher. Die anderen Infrastrukturkosten im Verkehrssektor liegen in allen zielerreichenden Szenarien rund 50 Mrd. EUR höher ggü. RF. Dies ist überwiegend durch hohe Kosten für Wasserstofftankstellen und E-Ladesäulen zu erklären. Im Gebäudesektor können überwiegend aufgrund der geringen Anzahl an Ölheizungen in allen zielerreichenden Szenarien Kosten eingespart werden. Während diese in den Elektrifizierungsszenarien rund 10 Mrd. EUR betragen, liegen sie in den Technologiemixszenarien bei rund 5 Mrd. EUR. Im Industriesektor unterscheiden sich die Kosten für andere Infrastruktur nur geringfügig vom Referenzszenario.

7.5.1.4 Primärenergie- und Sekundärenergieimportkosten

Einsparungen an Primärenergiekosten sind in den Szenarien EL80, EL95 und TM80 größer als Mehrkosten für PtX- und Stromimporte. Lediglich in TM95 führen hohe PtX-Importkosten zu einer Mehrbelastung

Die Kosten für primäre und importierte sekundäre Energieträger unterscheiden sich stark zwischen den Szenarien, wie in Abbildung 135 dargestellt wird. Während das Szenario EL80 405 Mrd. EUR ggü. RF einspart, kommt es in TM80 lediglich zu Einsparungen von 189 Mrd. EUR. Die 95 %-Szenarien führen zu höheren Energiekosten. Das Szenario EL95 spart 110 Mrd. EUR ein während in TM95 aufgrund hoher PtX-Importe Mehrkosten in Höhe von 257 Mrd. EUR entstehen.

Neben der Kostenhöhe unterscheiden sich die zielerreichenden Szenarien in ihrer Kostenstruktur für Primärenergie und importierte Sekundärenergie stark ggü. dem Referenzszenario. Gemein haben alle zielerreichenden Szenarien, dass die Kosten für primäre Energieträger (konventionell und biogen) ggü. RF geringer sind. Zwei wichtige Gründe hierfür sind die höhere Energieeffizienz und der verstärkte Einsatz von erneuerbarem Strom. Da diese beiden Aspekte in EL80 stärker ausgeprägt sind, fallen die Einsparungen ggü. RF mit 592 Mrd. EUR größer aus als in TM80 (480 Mrd. EUR ggü. RF). Da in den 95 %-Szenarien verstärkt konventionelle durch synthetische Brennstoffe ersetzt werden, liegen die Einsparungen für primäre Energieträger in EL95 und TM95 rund 200 Mrd. EUR höher als in den vergleichenden 80 %-Szenarien. Im Gegenzug steigen die Kosten für PtX- und Stromimporte im EL95 um rund 493 Mrd. EUR und in TM95 um 637 Mrd. EUR.



	EL80	TM80	EL95	TM95
Stromimportkosten	131	104	231	115
PtX-Importkosten	56	187	448	813
Primäre Brennstoffkosten	-592	-480	-790	-671
Summe	-405	-189	-110	257

ABBILDUNG 135: SZENARIENVERGLEICH – UNTERSCHIEDE BEZÜGLICH DER KOSTEN FÜR PRIMÄRENERGIE UND IMPORTIERTE SEKUNDÄRENERGIE

INFOBOX 10: IMPLIKATIONEN DER PRIMÄR- UND SEKUNDÄRENERGIEKOSTEN

Die beschriebenen Primärenergie - und Sekundärenergieimportkosten basieren auf Angaben zu konventionellen Brennstoffpreisen des SDS des WEO 2017 (Quelle: IEA 2017). Höhere Brennstoffpreise würden die Kosten für primäre Energie erhöhen. Da in den zielerreichenden Szenarien weniger primäre Brennstoffe benötigt werden, würden die Einsparungen hierfür steigen. Synthetische Brennstoffe stellen ein Substitut für konventionelle Brennstoffe dar. Diese Brennstoffe würden weltweit tendenziell stärker nachgefragt, wodurch deren Preis ebenfalls steigen würde. Hierdurch würden die Mehrkosten für PtX-Importe in den zielerreichenden Szenarien tendenziell steigen. Zusätzlich würden höhere Brennstoffkosten in Situationen, in denen Stromimporte auch durch konventionelle Kraftwerke erzeugt werden, zu steigenden Importpreisen führen, wodurch die Mehrkosten für Stromimporte tendenziell steigen würden. In Summe überwiegt der erste Effekt vermutlich die beiden letzteren, sodass es tendenziell zu größeren Einsparungen für Primärenergie und Sekundärenergieimporte kommt. Auch das Kostendelta zwischen den TM- und EL-Szenarien würde sich etwas reduzieren. Das umgekehrte Bild ergibt sich für den Fall geringerer fossiler Brennstoffkosten.

7.5.2 Kostenverteilung auf die Endenergieverbrauchssektoren

Bisher wurden die Gesamtkosten des Energiesystems betrachtet. In den folgenden Abschnitten wird die Verteilung der Gesamtkosten auf die Endenergieverbrauchssektoren dargestellt. Die Verteilung erfolgt auf Basis der in Kapitel 3.5.2 beschriebenen Systematik. Zunächst werden aggregiert über die Endverbrauchssektoren Gebäude, Industrie und Verkehr die Kostenbelastungen für den Bezug an Endenergie diskutiert.[177] Zusammen mit den Kapitalkosten und den fixen Betriebskosten bilden sie die direkt zurechenbaren Kosten. Demgegenüber werden in Kapitel 7.5.2.2 die nicht-direkt zurechenbaren Kostenbelastungen der drei Sektoren untersucht. Abschließend wird in den Kapiteln 7.5.2.3 bis 7.5.2.5 die jährliche Kostenbelastung jedes Sektors analysiert.

7.5.2.1 Direkte Kosten für Endenergieverbrauch

Höhere Ausgaben für Endenergie in jedem Szenario zu erwarten

Die direkten Kosten[178] für Endenergieverbrauch[179] (aggregiert über die Endverbrauchssektoren Gebäude, Industrie und Verkehr), steigen in allen Zielszenarien ggü. heute an. Kostentreiber sind Brennstoff- und CO_2-Preisentwicklung sowie der zunehmende Einsatz von Sekundärenergieträgern wie Strom oder synthetischen Brennstoffen. In 2030 sind die Energieverbrauchskosten in allen Szenarien etwa 16 bis 22 Mrd. EUR pro Jahr höher als in 2015. Aufgrund der geringeren Energiebedarfe sind die zielerreichenden Szenarien um 2 bis 6 Mrd. EUR günstiger als das Referenzszenario. In 2050 hat das Szenario TM80 unter den zielerreichenden Szenarien die günstigsten Energieverbrauchskosten. In den Elektrifizierungsszenarien sorgt die große Nachfrage nach Strom für zusätzliche Kosten, im Szenario TM95 sind große Mengen an synthetischen Brennstoffimporten der größte Kostentreiber.

Die Großhandelsstrompreise steigen in jedem Szenario im Zeitverlauf an, die Endverbraucherpreise bleiben dagegen ungefähr auf dem heutigen Niveau.

In allen Szenarien steigen die Strompreise im Großhandel im Zeitverlauf stetig an und erreichen im mengengewichteten Jahresdurchschnitt je nach Szenario zwischen 60 EUR/MWh (RF) und 84 EUR/MWh (EL95) in 2050 (vgl. Abbildung 136). Betrachtet man die Endverbraucherpreise[180] am Beispiel der Haushalte, zeigt sich, dass diese ungefähr auf dem gleichen Niveau wie in 2015 bleiben. Insbesondere wird der steigende Großhandelsstrompreis durch eine sinkende EEG-Umlage kompensiert. Der angenommene technische Fortschritt gerade bei den Erneuerbaren bewirkt dieses Ergebnis. Die Netzentgelte steigen, bezogen auf die Kilowattstunde, nur leicht im

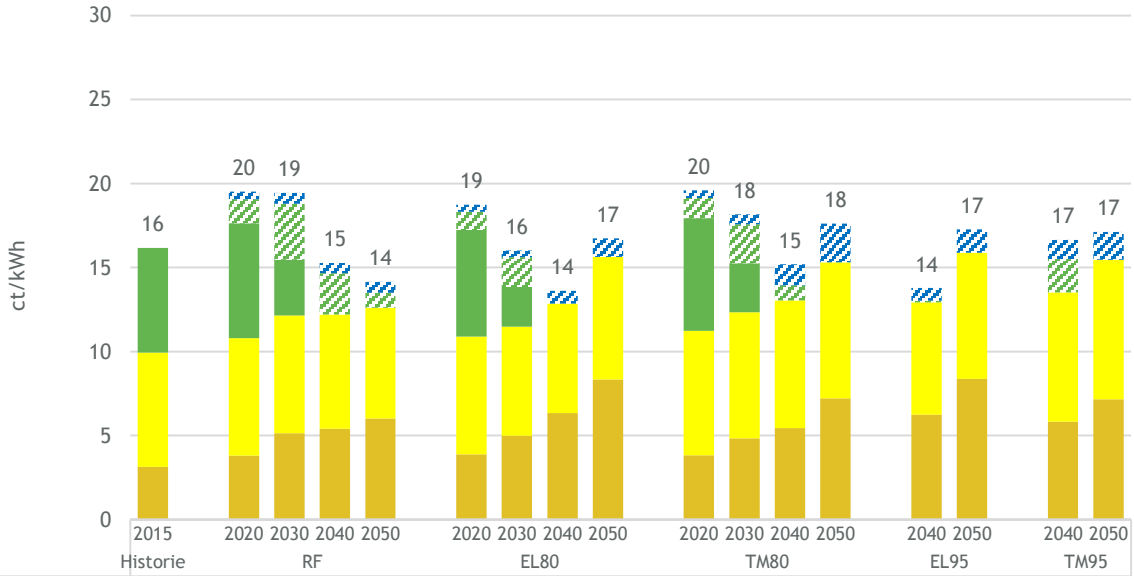
[177] Siehe Kapitel 7.5.2.1.

[178] Diese Kosten sind die Endenergiekosten basierend auf Großhandelspreisen, d.h. vor Abgaben, Netzentgelten und Umlagen wie im Methodikkapitel 3.5.2 im Detail diskutiert. Netzentgelte und Umlagen werden den nicht-eindeutig zurechenbaren Kosten zugeordnet. Abgaben werden in dieser Untersuchung nicht betrachtet.

[179] Kosten für Energiebezug im Umwandlungssektor, z.B. Erdgas in Gaskraftwerken zählen nicht zu den Kosten für Endenergieverbrauch. Dagegen verursacht der in jenem Gaskraftwerk erzeugte und durch die Endverbraucher genutzte Strom zum Endenergieverbrauch und die entsprechenden Kosten werden den Endenergieverbrauchskosten hinzugezählt.

[180] Endverbraucherpreise enthalten in dieser Untersuchung keine Konzessionsabgaben, KWK- und Offshoreumlagen, Energie- und Mehrwertsteuer, sowie Vertriebskosten. Die Abgaben-, Netzentgelte und Umlagensystematik wurden dem in Anfang 2018 geltenden Mechanismus nachempfunden und für die Zukunft hochgerechnet.

Zeitverlauf an. Obwohl gerade in den Zielszenarien deutlich höhere Stromnetzkosten erwartet werden, werden diese durch eine deutlich steigende Stromnachfrage kompensiert. Da sich die zur Bereitstellung von gesicherter elektrischer Leistung notwendigen Erzeugungskapazitäten nicht vollständig über die ermittelten Großhandelspreise refinanzieren können, wird die heutzutage nicht existierende Preiskomponente „Missing Money Umlage“ ausgewiesen.[181] Diese beträgt je nach Szenario und Jahr zwischen 5 EUR/MWh und 23 EUR/MWh.



	2015 Historie	2020 RF	2030 RF	2040 RF	2050 RF	2020 EL80	2030 EL80	2040 EL80	2050 EL80	2020 TM80	2030 TM80	2040 TM80	2050 TM80	2040 EL95	2050 EL95	2040 TM95	2050 TM95
Summe	16,2	19,5	19,4	15,3	14,2	18,7	16,0	13,6	16,7	19,6	18,2	15,2	17,6	13,8	17,3	16,6	17,1
Missing Money Umlage	0,0	0,5	0,7	0,6	0,6	0,4	0,4	0,8	1,1	0,5	0,6	1,2	2,3	0,8	1,4	1,1	1,7
EEG-Umlage (neu)**	0,0	1,4	3,3	2,5	0,9	1,1	1,8	0,0	0,0	1,2	2,3	0,9	0,0	0,1	0,0	2,0	0,0
EEG-Umlage (alt)*	6,2	6,8	3,3	0,0	0,0	6,3	2,3	0,0	0,0	6,7	2,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Netzentgelte Strom	6,8	7,0	7,0	6,8	6,6	7,0	6,5	6,5	7,3	7,4	7,5	7,6	8,1	6,7	7,5	7,7	8,3
Commodity	3,1	3,8	5,1	5,4	6,0	3,9	5,0	6,3	8,3	3,8	4,8	5,4	7,2	6,2	8,4	5,8	7,2

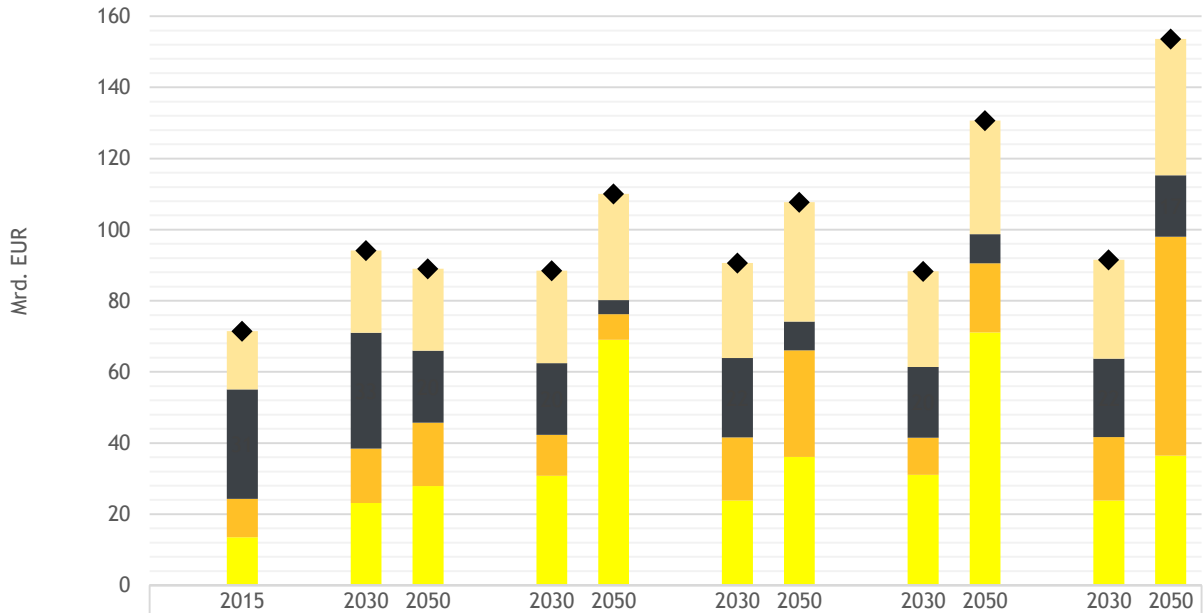
* EEG Umlage für bis 2017 zugebaute Anlagen
** Notwendige EEG Umlage bei effizienten EEG-Design für ab 2018 zugebaute EE-Anlagen (Untergrenze)

ABBILDUNG 136: ENTWICKLUNG VON STROMPREISKOMPONENTEN FÜR PRIVATE ENDVERBRAUCHER

Je nach Szenario treiben entweder Strombezug oder Bezug von synthetischen Brennstoffen die Ausgaben in 2050

In allen zielerreichenden Szenarien verdreifachen (TM80/95) bis verfünffachen (EL80/95) sich bis 2050 die Ausgaben für Strom ggü. 2015, was einem Preis- und einem Mengeneffekt geschuldet ist (siehe Abbildung 137). Demgegenüber sinken die Ausgaben für Mineralöl (inklusive synthetischer Produkte) deutlich. Die Ausgaben für Gas (inklusive synthetischem Gas) sinken in EL80, verdoppeln sich in EL95, verdreifachen sich in TM80 und versechsfachen sich in TM95.

[181] Die „Missing Money Umlage“ ist an dieser Stelle kein Votum für einen Kapazitätsmarkt. Auch über einen „Energy Only“-Markt könnten dementsprechende Preisspitzen erzielt werden, was in der gezeigten Abbildung dann zu entsprechend höheren durchschnittlichen Großhandelspreisen führen würde bzw. zu einem Wegfallen der „Missing Money Umlage“.



	2015 Historie	2030 RF	2050 RF	2030 EL80	2050 EL80	2030 TM80	2050 TM80	2030 EL95	2050 EL95	2030 TM95	2050 TM95
Andere	16	23	23	26	30	27	34	27	32	28	38
Ölprodukte*,**	31	33	20	20	4	22	8	20	8	22	17
Gas*	11	15	18	12	7	18	30	10	19	18	62
Strom	14	23	28	31	69	24	36	31	71	24	36
Summe	71	94	89	88	110	91	108	88	131	92	154

*Konventionell, synthetisch und biogen

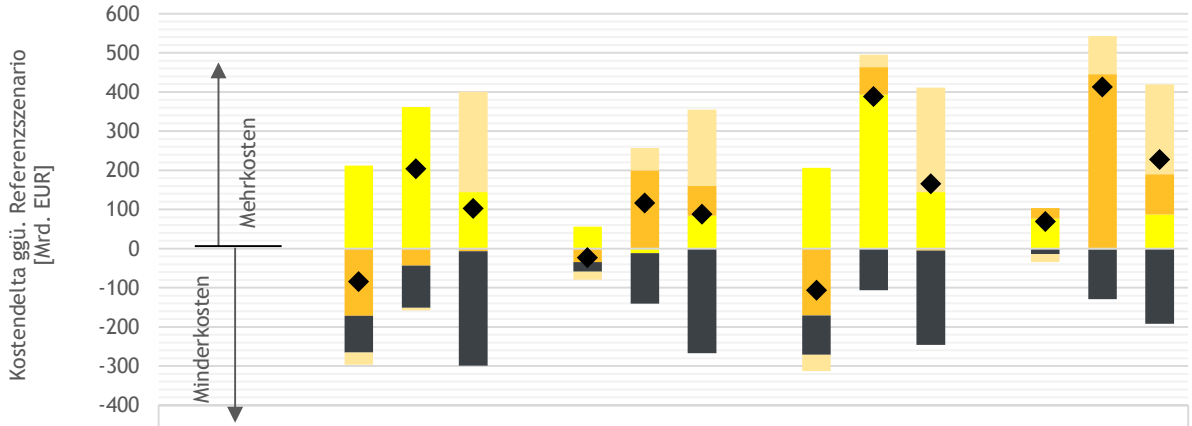
**Enthält Öl, Diesel, Benzin und Kerosin

ABBILDUNG 137: JÄHRLICHE ENDENERGIEVERBRAUCHSKOSTEN (NUR COMMODITY)

Mehrbelastung der Industrie durch direkte Kosten für Endenergie in beiden 95 %-Szenarien bei rund 400 Mrd. EUR bis 2050

Bricht man die Kosten auf die einzelnen Endenergieverbrauchssektoren herunter und vergleicht die zielerreichenden Szenarien ergibt sich das in Abbildung 138 dargestellte Bild. Hierbei ist ersichtlich, dass die Industrie insbesondere in den 95 %-Szenarien kumuliert bis 2050 um rund 400 Mrd. EUR ggü. RF belastet wird, was die Kosten des Endenergieverbrauchs angeht. In EL95 ist dies durch hohe Mehrkosten für Strom und in TM95 durch hohe Mehrkosten für synthetische Energieträger zu begründen. Im Gebäudesektor können in den Szenarien EL80, TM80 und EL95 direkte Kosten für Energieverbrauch eingespart werden. Dies liegt daran, dass die Einsparungen durch Effizienzsteigerungen größer sind als die Mehrkosten für gestiegene Endenergiepreise. Lediglich in TM95 führen hohe Kosten für synthetisches Gas und Strom zu Mehrbelastungen in Höhe von 69 Mrd. EUR. Im Verkehrssektor kommt es in allen Szenarien zu Mehrkosten ggü. RF. In TM80 fallen diese mit 88 Mrd. EUR verhältnismäßig gering aus, während Mehrausgaben in TM95 mit 227 Mrd. EUR mehr als doppelt so hoch liegen. Mehrausgaben werden im Verkehrssektor überwiegend durch höhere Kosten für Wasserstoffautos und der hierfür notwendigen Tankstellen,

welche in den Endverbrauchskosten für Wasserstoff enthalten sind, getrieben (+170 Mrd. EUR ggü. RF in den TM-Szenarien und +210 Mrd. EUR ggü. RF in den EL-Szenarien)[182].



	EL80			TM80			EL95			TM95		
	Gebäude	Industrie	Verkehr	Gebäude	Industrie	Verkehr	Gebäude	Industrie	Verkehr	Gebäude	Industrie	Verkehr
Andere	-30	-6	256	-20	57	196	-42	32	267	-20	97	229
Ölprodukte*,**	-94	-108	-292	-25	-129	-267	-100	-107	-241	-14	-128	-192
Gas*	-172	-43	-7	-34	199	75	-171	70	-5	27	446	103
Strom	212	361	145	57	-11	84	206	393	144	77	-2	87
Summe	-85	204	102	-23	116	88	-107	389	165	69	413	227

*Konventionell, synthetisch und biogen

**Enthält Öl, Diesel, Benzin und Kerosin

ABBILDUNG 138: SZENARIENVERGLEICH – UNTERSCHIEDE BEZÜGLICH DER DIREKTEN KOSTEN FÜR ENDENERGIEVERBRAUCH IN DEN ENDENERGIEVERBRAUCHSSEKTOREN BIS 2050

7.5.2.2 Nicht eindeutig zurechenbare Kosten

Neben den direkt zurechenbaren Kosten für den Energiebezug gibt es einige Kostenkomponenten in den Endverbraucherpreisen, welche nicht eindeutig zurechenbar sind, sondern abhängig sind von künftiger Ausgestaltung etwa der Umlagen oder der Netzentgelte:

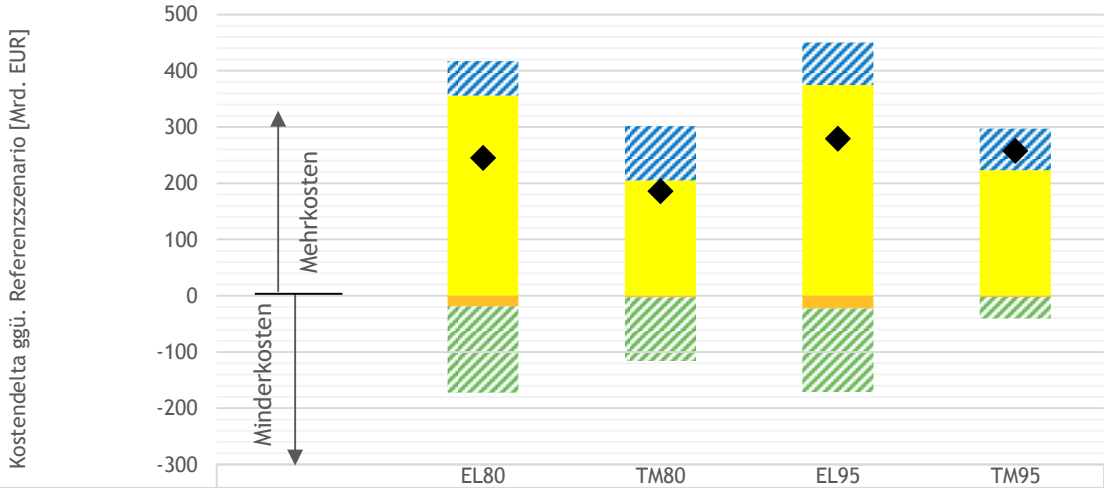
- Netzentgelte für Strom- und Gasnetze
- EEG-Umlage (für Altanlagen vor Beginn des Modellierungszeitraums, ggf. für Neuanlagen, d.h. im Modellierungszeitraum)
- Ggf. Missing Money neuer Kraftwerkskapazitäten zur Bereitstellung von gesicherter Leistung, hier modelliert als Umlage

Diese Kosten werden in dieser Studie den jeweiligen Sektoren über einen Mechanismus zugeordnet, der in etwa den heutigen Regelungen, etwa bei Umlagen oder den Netzentgelten, entspricht.

[182] Im Verkehrssektor stellen Kosten für Wasserstoff den Großteil Kosten dar, welche in Abbildung 138 unter „Andere“ geführt sind.

Zielszenarien führen zu höheren nicht-eindeutig zurechenbaren Kosten, d.h. Verteilungsfragen werden relevanter

In den Zielszenarien sind die nicht-eindeutig zurechenbaren Kosten aus Netzentgelten und Umlagen kumuliert bis 2050 je nach Szenario zwischen 186 Mrd. EUR und 279 Mrd. EUR höher als im Referenzfall, wie in Abbildung 139 dargestellt. Wesentlicher Treiber für dieses Resultat sind die steigenden Kosten des Stromnetzes in den Zielszenarien. Auch Missing Money nicht-EEG-geförderter Erzeugungstechnologien, z.B. des konventionellen Backups, ist in den Zielszenarien deutlich höher als im Referenzszenario. Die EEG-Umlage für Neuanlagen fällt allerdings in den Zielszenarien deutlich geringer aus als im Referenzszenario. Der Grund dafür ist, dass die Zielszenarien höhere implizite CO_2-Preise bedeuten, so dass sich die Erneuerbaren zunehmend am Markt refinanzieren können. In Summe sind in den Zielszenarien aber wie gezeigt die Endverbraucherausgaben für nicht-eindeutig zurechenbare Kostenkomponenten deutlich höher als im Referenzfall. Dies bedeutet, dass in den Zielszenarien die Frage zunehmend relevant wird, welche Sektoren und damit welche Endkunden mit welchen Endverbraucherkosten belastet werden. Da die genannten Kosten nicht eindeutig zurechenbar sind, muss ein politischer Konsens über die Belastungen gefunden werden.



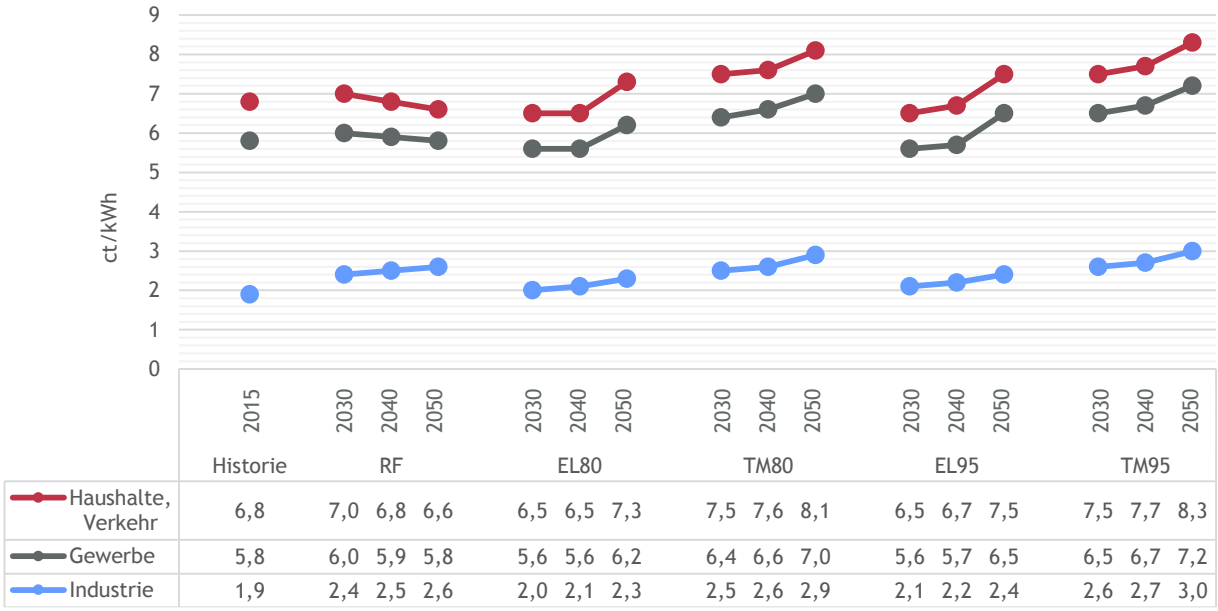
	EL80	TM80	EL95	TM95
Missing Money Stromerzeuger**	61	97	76	74
EEG*	-153	-114	-149	-38
Netzkosten Gas	-19	-3	-23	-2
Netzkosten Strom	356	205	375	223
Summe	245	186	279	257

* Notwendiges EEG bei effizienten EEG Design für ab 2018 zugebaute EE-Anlagen (Untergrenze)
** Finanzierungslücke neuer konv. Kraftwerke, welche zur Bereitstellung gesicherter Leistung benötigt werden

ABBILDUNG 139: SZENARIENVERGLEICH – UNTERSCHIEDE BEZÜGLICH DER NICHT EINDEUTIG ZURECHENBAREN KOSTEN 2018-2050

Netzentgelte Strom aller Szenarien in etwa auf heutigem Niveau; Gestiegene Kosten in zielerreichenden Szenarien werden durch zusätzliche Nachfrage kompensiert

In Abbildung 140 werden die Netzkosten Strom dargestellt, die sich nach einem frei gewählten – und nicht auf Effizienz, Verursachergerechtigkeit oder Akzeptanz geprüften – Verteilmechanismus, der dem heutigen nachempfunden ist, ergeben. Es zeigt sich, dass sich die Netzentgeltentwicklung zwischen den Szenarien kaum unterscheiden. Für Haushalte liegen die Netzentgelte im Referenzszenario mit Werten zwischen 6,6 und 7 ct/kWh genau auf dem aktuellen Niveau von 6,8 ct/kWh. In den TM-Szenarien werden die höheren Netzkosten Strom fast vollständig durch gestiegene Stromnachfrage ausgeglichen, sodass die Netzentgelte Strom lediglich um 10 bis 20 % steigen. Für einen Haushalt würde dies Netzentgelte zwischen 7,5 und 8,3 ct/kWh bedeuten. Im Elektrifizierungsszenario gleichen sich eine bis 2050 fast verdoppelte Nachfrage und verdoppelte Netzkosten Strom nahezu vollständig aus. Für einen Haushalt liegen die Netzentgelte Strom zwischen 6,5 und 7,5 ct/kWh.



	2015	2030	2040	2050	2030	2040	2050	2030	2040	2050	2030	2040	2050	2030	2040	2050
	Historie	RF			EL80			TM80			EL95			TM95		
Haushalte, Verkehr	6,8	7,0	6,8	6,6	6,5	6,5	7,3	7,5	7,6	8,1	6,5	6,7	7,5	7,5	7,7	8,3
Gewerbe	5,8	6,0	5,9	5,8	5,6	5,6	6,2	6,4	6,6	7,0	5,6	5,7	6,5	6,5	6,7	7,2
Industrie	1,9	2,4	2,5	2,6	2,0	2,1	2,3	2,5	2,6	2,9	2,1	2,2	2,4	2,6	2,7	3,0

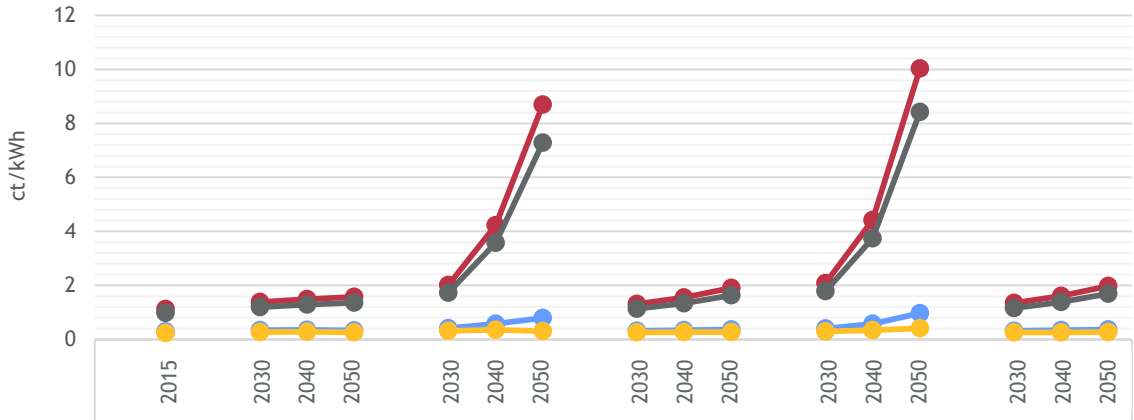
ABBILDUNG 140: NETZENTGELTENTWICKLUNG STROM

Die Elektrifizierungsszenarien führen in ein Refinanzierungsproblem der Gasinfrastruktur; für Kostendeckung müssten Netzentgelte stark steigen

Wie im Falle der Stromnetzentgelte, können die Netzkosten Gas über einen Verteilmechanismus heruntergebrochen werden. Auf Basis des ebenfalls frei gewählten – und nicht auf Effizienz, Verursachergerechtigkeit oder Akzeptanz geprüften – Verteilmechanismus, der dem heutigen nachempfunden ist, ergeben sich leicht steigende Netznutzungsentgelte in der Referenz aufgrund der geringeren Gasnachfrage bei nur leicht höheren Netzkosten (Details siehe Infobox 2).

In den Elektrifizierungsszenarien sind 2050 zur Kostendeckung der Netzbetreiber Netznutzungsentgelte von 8,7-10 ct/kWh im Haushaltsbereich notwendig, damit die wenigen verbleibenden Gaskunden die Netzkosten refinanzieren (vgl. Abbildung 141). Unabhängig von der

ökonomischen und politischen Durchsetzbarkeit solcher Netznutzungsentgelte zeigt diese Rechnung, dass in den Szenarien EL80/95 die Refinanzierbarkeit beziehungsweise Abwicklung der existierenden Infrastruktur mitgedacht werden muss. Notwendige Rückbaukosten und deren Refinanzierung wurden in dieser Betrachtung noch nicht adressiert und verschärfen das Problem.



	2015	2030	2040	2050	2030	2040	2050	2030	2040	2050	2030	2040	2050	2030	2040	2050	2030	2040	2050
	Historie	RF			EL80			TM80			EL95			TM95					
Haushalte, Verkehr	1,1	1,4	1,5	1,6	2,0	4,2	8,7	1,3	1,5	1,9	2,1	4,4	10,0	1,3	1,6	2,0			
Gewerbe	1,0	1,2	1,3	1,4	1,7	3,6	7,3	1,1	1,3	1,6	1,8	3,7	8,4	1,2	1,4	1,7			
Industrie	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,6	0,8	0,3	0,3	0,4	0,4	0,6	1,0	0,3	0,3	0,4			
Energie	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,3	0,3	0,3			

ABBILDUNG 141: NETZENTGELTENTWICKLUNG GAS

Nicht eindeutig zurechenbare Kosten sind in den Szenarien EL80/95 für Industriesektor rund 100 Mrd. EUR teurer als in den Szenarien TM80/95. Dafür entstehen Einsparungen im Verkehrs- und Gebäudesektor von 50 bis 80 Mrd. EUR in EL80/95 ggü. TM80/95

Weist man die auf Basis der beschriebenen Mechanismen zugewiesenen Netzentgelte und die Kosten für EEG sowie die Finanzierungslücke für ab 2018 zugebaute konventionelle Kraftwerke „Missing Money Stromerzeuger“ analog zur aktuellen EEG-Umlagen Systematik den einzelnen Sektoren zu, ergeben sich die in Abbildung 142 dargestellten Mehr- bzw. Mindereinnahmen in den einzelnen Endverbrauchssektoren (Gebäude, Verkehr, Industrie).

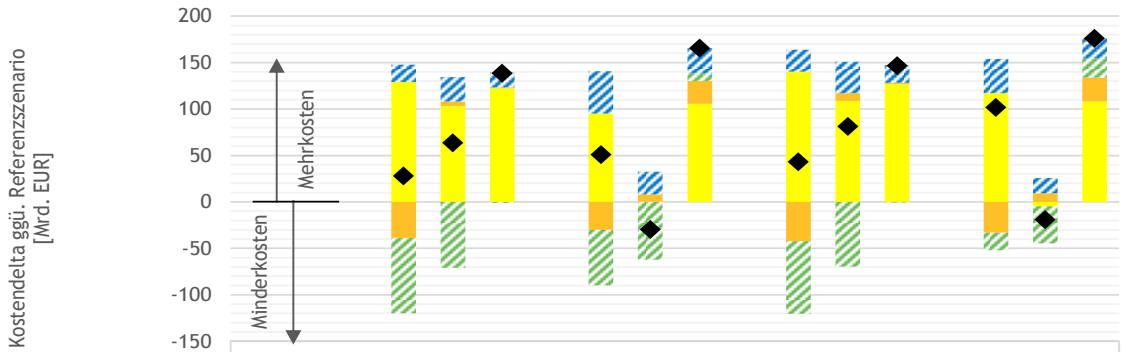
Im Gebäudesektor steigen die Ausgaben für nicht eindeutig zurechenbare Kosten in allen zielereichenden Szenarien ggü- RF an. Kostentreiber sind Netzkosten Strom sowie der Kostenanteil an „Missing Money Stromerzeuger“. Einsparungen ergeben sich durch niedrigere Kosten für EEG als auch für Gasnetze. In den Technologiemixszenarien liegt die Mehrbelastung mit 51 Mrd. EUR bzw. 102 Mrd. EUR jedoch rund 23 Mrd. EUR (TM80 ggü. EL80) bzw. 59 Mrd. EUR (TM95 ggü. EL95) höher als in den Elektrifizierungsszenarien. Dies ergibt sich überwiegend aufgrund der niedrigeren Börsenstrompreise in TM80/95, die dazu führen das die Finanzierungslücken von EE-Anlagen (EEG) sowie neuer konventioneller Kraftwerke („Missing Money Stromerzeuger“) höher ausfallen.

Die nicht direkt zurechenbaren Kosten des Industriesektors sinken in den Technologiemixszenarien um rund 25 Mrd. EUR ggü. RF, während sie in den Elektrifizierungsszenarien um rund 70 Mrd. EUR

steigen. Haupttreiber sind die Netzkosten Strom. Dies liegt einerseits daran, dass in den Szenarien EL80/95 die Stromnachfrage der Industrie überproportional ansteigt. Bei einer Beibehaltung des Verhältnisses der Netzentgelte zwischen Haushalten und der Industrie, trägt die Industrie daher einen steigenden Anteil der Netzkosten. Dazu kommt, dass die Netzkosten Strom in EL80/95 aufgrund eines weitreichenderen Netzausbaus zusätzlich höher sind. In Summe entstehen hierdurch rund 100 Mrd. EUR an Mehrkosten.

Im Verkehrssektor kommt es in den zielerreichenden Szenarien zu Mehrkosten zwischen 138 und 176 Mrd. EUR. Hierbei liegen die Kosten der Technologiemixszenarien rund 30 Mrd. EUR oberhalb der Kosten der Elektrifizierungsszenarien. Während die Kosten für Stromnetze in den EL-Szenarien rund 15 Mrd. EUR höher ausfallen als in den TM-Szenarien, entstehen für EEG und „Missing Money Stromerzeuger“ in den Szenarien TM80/95 aufgrund geringerer Börsenstrompreise Mehrkosten. Darüber hinaus fallen aufgrund der verstärkten Nutzung von gasbetriebenen Fahrzeugen höhere Netzkosten Gas an.

Wie mehrfach betont, ist die künftige Kostenverteilung der nicht-eindeutig zurechenbaren Kosten eine Verteilungsfrage. Es ist also denkbar, dass sich andere je nach Sektor andere als die gezeigten und dem heutigen Mechanismus nachempfundenen Belastungen ergeben.



	Gebäude	Industrie	Verkehr	Gebäude	Industrie	Verkehr	Gebäude	Industrie	Verkehr	Gebäude	Industrie	Verkehr
	EL80			TM80			EL95			TM95		
Missing Money Stromerzeuger**	18	27	16	46	24	27	24	34	19	37	16	21
EEG*	-81	-71	-1	-60	-62	8	-79	-70	-1	-19	-40	21
Netzkosten Gas	-39	5	1	-30	8	25	-42	9	1	-33	9	26
Netzkosten Strom	129	103	122	95	0	106	140	109	127	117	-5	108
Summe	28	63	138	51	-30	165	43	81	146	102	-19	176

* Notwendiges EEG bei effizienten EEG Design für ab 2018 zugebaute EE-Anlagen (Untergrenze)
** Finanzierungslücke neuer konv. Kraftwerke, welche zur Bereitstellung gesicherter Leistung benötigt werden

ABBILDUNG 142: SZENARIENVERGLEICH – VERTEILUNG NICHT EINDEUTIG ZURECHENBARER KOSTEN AUF DIE ENDENERGIEVERBRAUCHSSEKTOREN

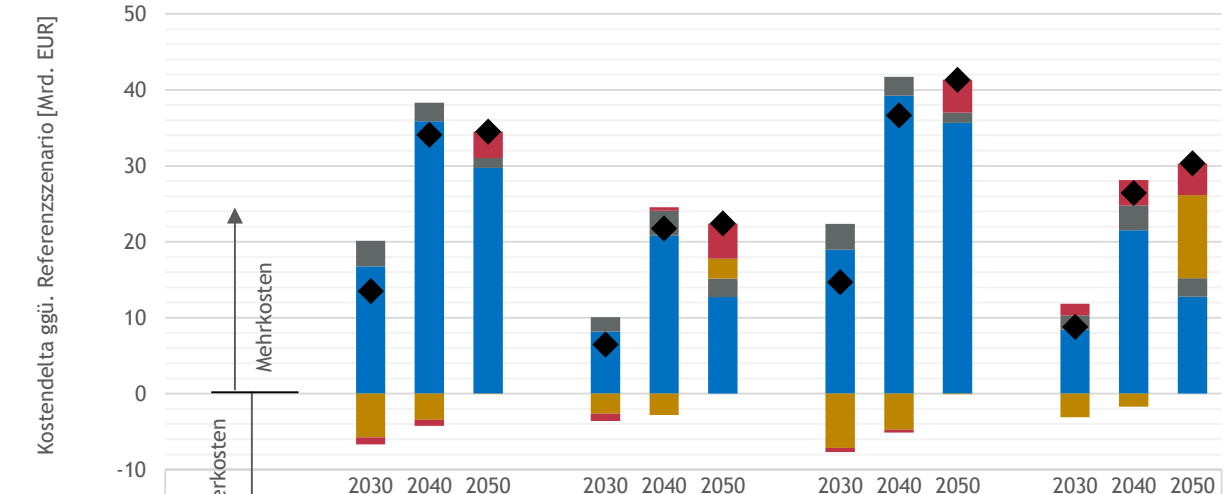
7.5.2.3 Gebäudesektor

Im Gebäudesektor werden die Klimaziele am günstigsten in den Technologiemixszenarien erreicht

Die von 2018-2050 kumulierten Mehrkosten des Gebäudesektors beider Technologiemixszenarien sind geringer als die Mehrkosten des Szenarios EL80. Konkret fallen für das Szenario TM80 518 Mrd. EUR, für das Szenario TM95 671 Mrd. EUR, an Mehrkosten an. Demgegenüber stehen Mehrkosten von 824 Mrd. EUR in Szenario EL80. Soll das 95 %-Ziel im Elektrifizierungsszenario erreicht werden, fallen weitere 108 Mrd. EUR (EL95) an Mehrkosten an. Wesentlicher Treiber dieser Ergebnisse sind die Kapitalkosten für Gebäudedämmung und Heizungsanlagen. Dabei sind die Elektrifizierungsszenarien deutlich kapitalkostenintensiver als die Technologiemixszenarien. Die geringeren Energiebezugskosten in den Szenarien EL80/95 können die höheren Kapitalkosten nicht kompensieren. Die nicht eindeutig zurechenbaren Kostengrößen würden bei einem anderen gewählten Verteilmechanismus das Bild nur unwesentlich ändern.

Technologiemixszenarien im Gebäudesektor auch bei jährlicher Betrachtung in jedem Jahr günstiger als die Elektrifizierungsszenarien

Dieser Zusammenhang gilt auch bei jährlicher Betrachtung in Abbildung 143. Auch hier sind beide Technologiemixszenarien günstiger als die Elektrifizierungsszenarien. Die Mehrkosten ggü. der Referenz steigen in Szenario EL80 von 13 Mrd. EUR jährlich in 2030 auf 34 Mrd. EUR jährlich in 2050. Das Szenario TM80 verursacht Mehrkosten von 22 Mrd. EUR in 2050. Das Szenario TM95 ist jährlich weitere 8 Mrd. EUR teurer aufgrund der größeren Bedarfe an synthetischen Brennstoffen.



	2030	2040	2050	2030	2040	2050	2030	2040	2050	2030	2040	2050
	EL80			TM80			EL95			TM95		
NEZK**	-1	-1	3	-1	0	5	-1	0	4	2	3	4
Direkte EBK*	-6	-3	0	-3	-3	3	-7	-5	0	-3	-2	11
FOM Kosten	3	2	1	2	3	2	3	2	1	2	3	2
Kapitalkosten	17	36	30	8	21	13	19	39	36	8	22	13
Summe	13	34	34	6	22	22	15	37	41	9	26	30

* Direkte Energiebezugskosten ** Nicht eindeutig zurechenbare Kosten

ABBILDUNG 143: SZENARIENVERGLEICH – JÄHRLICHE MEHRKOSTEN DES GEBÄUDESEKTORS GGÜ. DEM REFERENZSZENARIO

7.5.2.4 Industriesektor

Mehrkosten des Industriesektors im günstigsten Falle (TM80) bei 86 Mrd. EUR

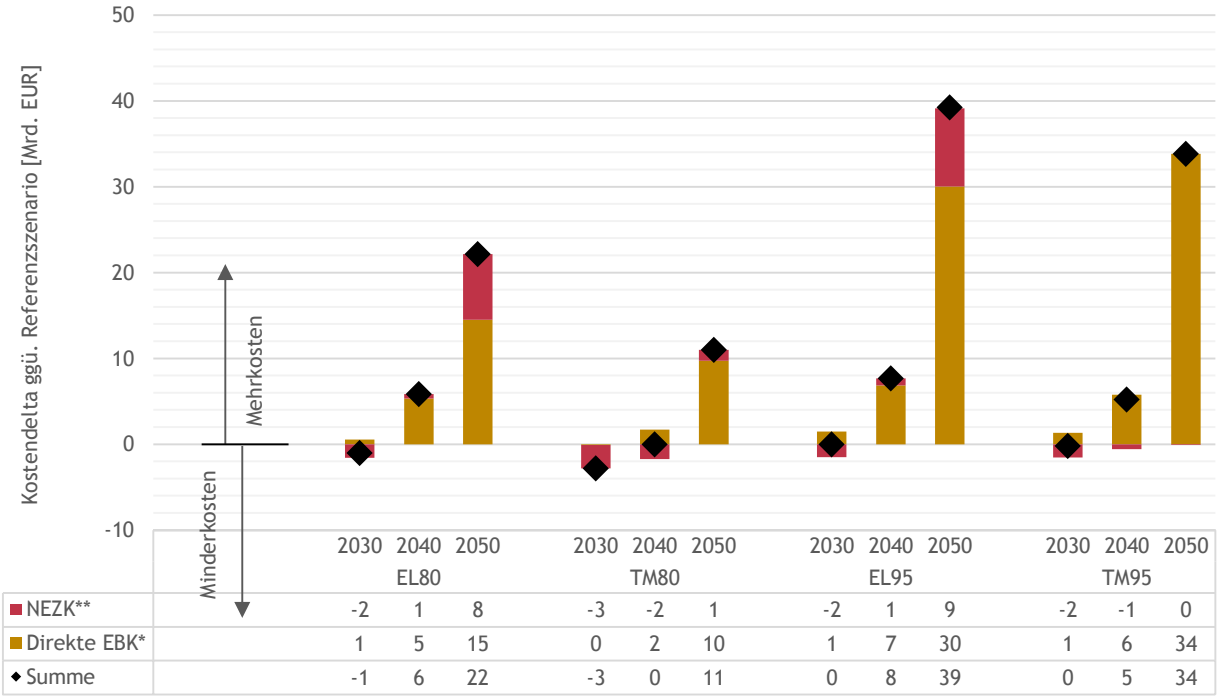
Die von 2018-2050 geringsten kumulierten Mehrkosten des Industriesektors[183] ggü. RF werden mit 87 Mrd. EUR in Szenario TM80 erreicht. In Szenario EL80 liegen die Mehrkosten mit 267 Mrd. EUR mehr als dreimal so hoch. Auch wenn die 95 %-Ziele erreicht werden sollen, führt das Technologiemixszenario zu geringeren Kosten (TM95 mit 395 Mrd. EUR und EL95 mit 471 Mrd. EUR Mehrkosten ggü. RF).

Jährliche Mehrkosten des Industriesektors im Zeitverlauf zunehmend aufgrund steigender Energiekosten

Bei jährlicher Betrachtung (siehe Abbildung 144) ergibt sich folgendes Bild: Bis 2030 spart der Industriesektor ggü. der Referenz aufgrund der angenommenen Energieeffizienzfortschritte (ohne deren Kostenbewertung und ohne Berücksichtigung der Kapitalkosten neuer Industrieanlagen) und der nur moderat ansteigenden Brennstoffpreise. Ab 2030 muss der Industriesektor (auch ohne Betrachtung von Neuinvestitionen) in allen Szenarien außer TM80 Mehrkosten ggü. RF tragen. Diese betragen ab.

2030 je nach Szenario zwischen 5 und 8 Mrd. EUR pro Jahr und steigen bis 2050 noch einmal deutlich an. In den 95 %-Szenarien sind die Mehrkosten am stärksten ausgeprägt aufgrund des hohen Elektrifizierungsgrads (sowohl in EL als auch in TM) und der dann deutlich höheren Börsenstrompreise. Bereits die direkten und eindeutig zurechenbaren Energiebezugskosten belaufen sich auf 30 bzw. 34 Mrd. EUR pro Jahr in 2050. In den 80 %-Szenarien sind diese mit 15 Mrd. EUR in EL80 bzw. 10 Mrd. EUR in TM80 deutlich geringer. Die nicht eindeutig zurechenbaren Kosten zum Beispiel für die EEG-Umlagen oder Netzentgelte sind abhängig vom zukünftig geltenden Verteilmechanismus und verstärken die Mehrkosten der EL-Szenarien. Selbst wenn man die Industrie komplett von den zusätzlichen nicht-eindeutig zurechenbaren Kosten freistellen würde, würde der Großteil der Mehrkosten aber weiterhin anfallen. Da der überwiegende Teil der Mehrkosten für die Industrie auf Preissteigerungen an den Energiebörsen zurückzuführen ist, d.h. auf das Marktgleichgewicht von Angebot und Nachfrage, wird die Frage zunehmend relevant, ob und über welche Wege die heute bestehenden politisch durchgesetzten Entlastungen für manche Industriebranchen fortgesetzt werden können.

[183] Kapitalkosten in der Industrie können aufgrund fehlender Daten nicht belastbar quantifiziert werden. Würden diese berücksichtigt, würde den Kostenvorteil der weniger kapitalintensiven TM-Szenarien vermutlich vergrößern.



	2030	2040	2050	2030	2040	2050	2030	2040	2050	2030	2040	2050
	EL80			TM80			EL95			TM95		
NEZK**	-2	1	8	-3	-2	1	-2	1	9	-2	-1	0
Direkte EBK*	1	5	15	0	2	10	1	7	30	1	6	34
Summe	-1	6	22	-3	0	11	0	8	39	0	5	34

* Direkte Energiebezugskosten ** Nicht eindeutig zurechenbare Kosten

ABBILDUNG 144: SZENARIENVERGLEICH – JÄHRLICHE MEHRKOSTEN DES INDUSTRIESEKTORS GGÜ. DEM REFERENZSZENARIO

7.5.2.5 Verkehrssektor

Elektrifizierungs- und Technologiemixszenarien führen zu ähnlich hohen Mehrkosten im Verkehrssektor

Die von 2018-2050 kumulierten und nicht diskontierten Mehrkosten des Verkehrssektors liegen in Szenario TM80 bei 639 Mrd. EUR ggü. RF. Das Szenario EL80 ist mit Mehrkosten in Höhe von 694 Mrd. EUR ggü. RF geringfügig teurer. Werden die 95 %-Ziele angestrebt ergeben sich weitere Mehrkosten von 71 Mrd. EUR für EL95 (ggü. EL80) und 150 Mrd. EUR für TM95 (ggü. TM80), sodass EL95 mit einem Kostenvorteil von 24 Mrd. EUR geringfügig günstiger ist als TM95.

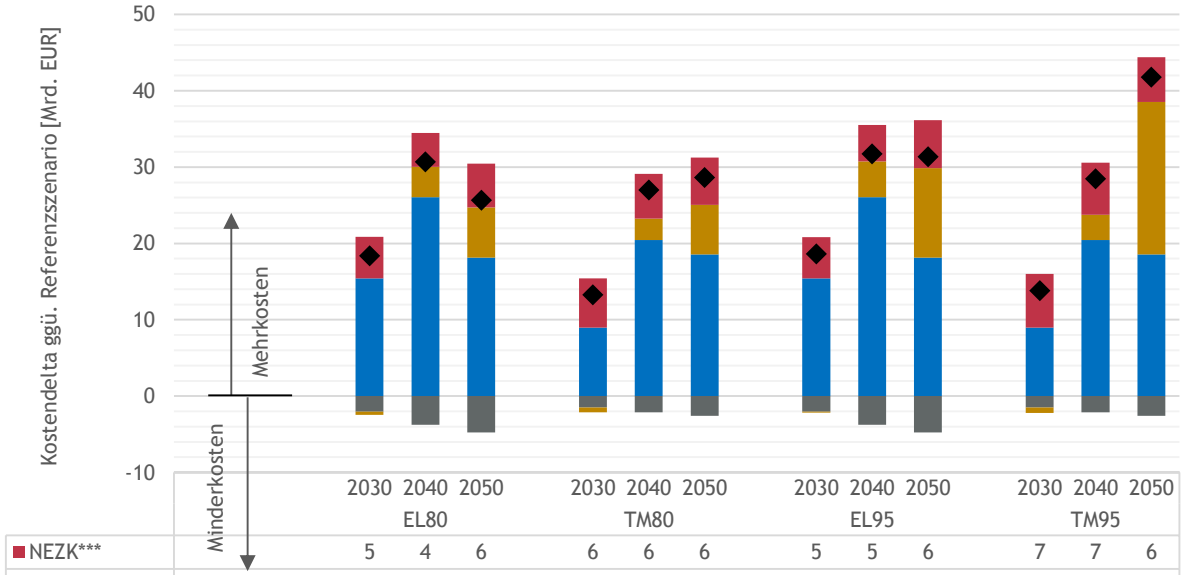
Einsatz von synthetischen Energieträgern führt in TM95 zu deutlichen Mehrkosten

Die jährlichen Mehrkosten des Verkehrssektors ggü. RF folgen in allen Szenarien bis 2040 einem ähnlichen Verlauf, wie Abbildung 145 zeigt. Hierbei sind die Technologiemixszenarien geringfügig günstiger als die jeweiligen Elektrifizierungsszenarien. In 2050 führen hohe Kosten für synthetische Brennstoffe dazu, dass die jährlichen Mehrkosten in TM80 geringfügig höher liegen als in EL80. Für das Szenario TM95 kommt es aufgrund des weitreichenderen Einsatzes von PtX-Brennstoffe zu jährlichen Mehrkosten von 11 Mrd. EUR ggü. EL95.

Die jährlichen Mehrkosten für Kapital, Betrieb und Wartung sowie nicht eindeutig zurechenbare Kosten unterscheiden sich zwischen den Szenarien weniger stark. So steigen die Kapitalkosten in allen Szenarien aufgrund verstärkter Investitionen in innovative Antriebstechnologien bis 2040 an.

Im Falle des Szenarios TM80 steigen die Mehr-Kapitalkosten von 9 Mrd. EUR in 2030 auf 20 Mrd. EUR in 2040. In 2050 sinken die Mehr-Kapitalkosten aufgrund des technischen Fortschritts und der damit verbundenen Kostensenkungen in allen Szenarien wieder leicht. Im Szenario TM80 auf 19 Mrd. EUR.

Die nicht eindeutig zurechenbaren Kosten belaufen sich auf zwischen 4 und 7 Mrd. EUR jährlich und weisen nur geringe Unterschiede im Vergleich zwischen TM und EL auf. Folglich würden sich die Ergebnisse auch bei einem anderen Verteilmechanismus als robust erweisen.



		2030	2040	2050	2030	2040	2050	2030	2040	2050	2030	2040	2050
		EL80			TM80			EL95			TM95		
NEZK***		5	4	6	6	6	6	5	5	6	7	7	6
Direkte EBK**		0	4	7	-1	3	6	0	5	12	-1	3	20
FOM Kosten*		-2	-4	-5	-1	-2	-3	-2	-4	-5	-1	-2	-3
Kapitalkosten*		15	26	18	9	20	19	15	26	18	9	20	19
Summe		18	31	26	13	27	29	19	32	31	14	28	42

* Für Fahrzeuge und nahe Verkehrsinfrastruktur ** Direkte Energiebezugskosten *** Nicht eindeutig zurechenbare Kosten

ABBILDUNG 145: SZENARIENVERGLEICH – JÄHRLICHE MEHRKOSTEN DES VERKEHRSSEKTORS GGÜ. DEM REFERENZSZENARIO

8 ERGEBNISSE: UNTERSUCHUNGSSCHWERPUNKT „BOTTLENECK“ UND SENSITIVITÄTEN

Die bisher analysierten Basisszenarien werden in diesem Kapitel in Sensitivitätsrechnungen auf ihre Robustheit überprüft. Folgende Sensitivitäten werden dabei betrachtet: Die Erhöhung der Importpreise für synthetische Energieträger aus dem nicht-EU-Ausland, der vermehrte Einsatz netzdienlicher Flexibilitätspotenziale sowie der Einsatz von Oberleitungs-LKW und dem entsprechenden Infrastrukturaufbau.

Eine Aggregation von Sensitivitäten bildet der Untersuchungsschwerpunkt „Bottleneck“. In diesem wird eine geringere gesellschaftliche Akzeptanz für Transformationsprozesse in den verschiedenen Sektoren unterstellt.

8.1 Untersuchungsschwerpunkt: „Bottleneck“

8.1.1 Hintergrund und Annahmen

Der Untersuchungsschwerpunkt „Bottleneck“ unterstellt eine Entwicklung, die geprägt ist von Problemen bei der gesellschaftlichen Akzeptanz gegenüber wichtigen Veränderungen im Energiesystem sowie in den Endenergieverbrauchssektoren. Die geringe Akzeptanz äußert unter anderem in der Ablehnung von Veränderungen in der unmittelbaren Nähe eines Beteiligten. Folglich finden Transformationsprozesse deutlich langsamer und veränderungsärmer statt. Hierfür werden Akzeptanzprobleme in den jeweiligen Sektoren vereinfachend abgebildet und untersucht. Der Untersuchungsschwerpunkt „Bottleneck“ erhebt nicht den Anspruch, alle absehbaren Hürden gesellschaftlicher Akzeptanz zu diskutieren. Er stellt vielmehr zentraler Akzeptanzschwerpunkte dar und untersucht deren Wirkungszusammenhänge im Gesamtsystem.

Gesellschaftliche Widerstände gegenüber dem sichtbaren Ausbau erneuerbarer Technologien und Netze verringert die Wind Onshore Potenziale und den Übertragungsnetzausbau

Die im Untersuchungsschwerpunkt „Bottleneck“ unterstellte geringe Akzeptanz für die Energiewende wirkt sich im Energiesektor insb. auf die Annahmen zu Flächenpotenzialen von Windenergieanlagen an Land sowie auf den Ausbau von Übertragungsnetzleitungen aus. Aufgrund gesellschaftlicher Widerstände wird im Untersuchungsschwerpunkt angenommen, dass die Abstandsregelungen für Wind Onshore-Anlagen zukünftig strenger sein werden als in den bisher betrachteten Szenarien und somit geringere Kapazitäten zugebaut werden können. Das in den Basisszenarien angenommene Flächenpotenzial von 10.005 km² [184] wird im Untersuchungsschwerpunkt um 25 % gesenkt und entspricht damit etwa 75.000 km². Der

[184] Vgl. Kapitel 2.3.4.

durchschnittliche Wohnflächenabstand einer Windenergieanlage würde sich hierdurch von bisher rund 1.400 m auf rund 1.600 m[185] erhöhen und läge damit zwischen der Abstandsregelung des NRW-Koalitionsvertrages (1.500 m) und der sogenannten 10h-Abstandsegelung in Bayern (2.000 m). Daraus ergibt sich eine neue Kapazitätsgrenze für Wind Onshore von 134 GW ggü. 179 GW in den Basisszenarien. Daraus folgende Rückwirkungen werden in dem Untersuchungsschwerpunkt analysiert.

Darüber hinaus wird davon ausgegangen, dass sich gesellschaftliche Akzeptanzprobleme ggü. Freileitungen auch zu einem verringerten Trassenausbau des Übertragungsnetzes führen. Der Netzausbau muss daher auch im Höchstspannungsnetz zu einem größeren Anteil durch Erdkabel erfolgen. Es wird im Untersuchungsschwerpunkt „Bottleneck“ angenommen, dass zum Ausbau des Übertragungsnetzes Freileitungen maximal entsprechend des Netzentwicklungsplans 2030 der Übertragungsnetzbetreiber genutzt werden können.[186] Darüber hinausgehender Ausbau im Übertragungsnetz erfolgt über Erdkabel. Die Auswirkungen des beschränkten Freileitungsausbaus werden in Kapitel 7.3.1 analysiert.

Akzeptanzprobleme beim Endverbraucher führen zu einer langsameren Transformation der Endenergieverbrauchssektoren

Im Gebäudesektor wird davon ausgegangen, dass es eine geringe Akzeptanz für hohe Sanierungsraten- und tiefen sowie den zunehmenden Einsatz von effizienten Heizungsgeräten und erneuerbaren Energien gibt. Dementsprechend wird für den Untersuchungsschwerpunkt „Bottleneck“ eine Entwicklung unterstellt, welche dem Transformationspfade aus dem Referenzszenario entspricht.

Im Industriesektor wird für den Untersuchungsschwerpunkt „Bottleneck“ angenommen, dass das Ambitionsniveau bzgl. der Energieeffizienz geringer ist als im Szenario TM80, aber höher als in der Referenzentwicklung. Zudem ist die Umstellungsdynamik von Kohle und Öl auf Gas langsamer als in TM80, aber schneller als im Referenzszenario.

Im Verkehrssektor führt eine geringe gesellschaftliche Akzeptanz zu einer Verlangsamung des Wandels zu strombasierten Antrieben. Der Untersuchungsschwerpunkt „Bottleneck“ ist für den Verkehrssektor zwischen den Szenarien TM80 und Referenz einzuordnen. Insgesamt dominieren im PKW-Sektor weiterhin Benzin- und Diesel-Fahrzeuge, während E-Fahrzeuge ein langsameres Marktwachstum als in TM80 haben. Bei den LKW verdrängen LNG-/CNG- und Wasserstoff-Antriebe zunehmend Dieselmotoren, aber langsamer als in TM80.

[185] Eigene Abschätzung nach DEWI (2013).
[186] ÜNB (2017).

Eine Treibhausgasminderung von minus 80 % gegenüber 1990 soll dennoch erreicht werden

Trotz der geringen gesellschaftlichen Akzeptanz ggü. Klimaschutztechnologien wird im Untersuchungsschwerpunkt „Bottleneck“ ein sektorenübergreifender Treibhausgasminderungspfad entsprechend des Klimaschutzplans von minus 80 % bis 2050 ggü. 1990 als Zielvorgabe gesetzt. Damit soll der Frage nachgegangen werden, ob und unter welchen Voraussetzungen eine Klimazielerreichung auch unter Annahme von Akzeptanzproblemen möglich ist.

8.1.2 „Bottleneck“ im Überblick

TABELLE 21: „BOTTLENECK“ IM ÜBERBLICK

„Bottleneck“	2015	2030	2050
Entwicklungen THG-Emissionen			
Gesamt [Mio. t CO_2ä]	908	561	250
Energie	355	90	3
Verkehr	164	125	21
Gebäude	124	98	40
Industrie	182	165	134
Andere	83	83	51
Reduktion ggü. 2015 [%]	27%	55%	80%
Entwicklungen im Gebäudesektor[187]			
Endenergieverbrauch [TWh]	998	844	656
Öl	208	134	54
Gas	396	344	259
Strom	213	214	216
Reduktion ggü. 2015 [%]	0%	15%	34%
Sanierungsrate Hülle [%/a]	1,0%	1,0%	1,0%
Sanierungsrate Anlagen [%/a]	< 3,5%	< 3,5%	< 3,5%
Anzahl Wärmepumpen [Mio. Stk.]	0,5	1,6	3,2
Leistung Wärmepumpen (GW_{th})	5,7	14,4	25,3
Anzahl Gasheizungen [Mio. Stk.]	10	11	12
Anzahl Ölheizungen [Mio. Stk.]	6,2	4,7	2,8
Entwicklungen im Industriesektor			
Endenergieverbrauch [TWh]	823	818	787
Gas	200	248	279
Strom	286	280	271
Reduktion ggü. 2015 [%]	0%	0,6%	4,3%
Effizienzfortschritt ggü. 2015 [%]	0%	10%	23%
Effizienzfortschritt ggü. 2015 [TWh]	0	86	234
Nicht-energetischer Verbrauch [TWh]	265	255	226
Entwicklungen im Verkehrssektor			
Endenergieverbrauch [TWh]	698	597	458
Mineralölprodukte	683	498	297
CNG/LNG/H_2	3,5	57	96

[187] Sanierungsraten, Anzahl und Leistung beziehen sich nur auf Wohngebäude.

Strom	11	42	65
Reduktion [%]	0,0%	14%	34%
Anzahl PKW [Mio. Stk.]	44,7	44,7	42,5
Benzin/Diesel	44,3	30,6	16,4
CNG/LNG/H_2	0,3	3,6	5,9
Elektrisch (BEV/PHEV)	0,1	10,5	20,3
Anzahl LKW/LNF [Mio. Stk.]	2,8	3,2	3,3
Benzin/Diesel	2,7	2,4	1,0
CNG/LNG/H_2	0,0	0,4	1,2
Elektrisch (BEV/PHEV)	0,0	0,5	1,1
Entwicklungen im Energiesektor			
Stromnachfrage [TWh]	567	640	711
Erzeugung [TWh]	604	540	696
Braunkohle/Steinkohle	250	42	0
Gas	60	56	55
Erneuerbare	179	430	638
Importsaldo [TWh]	-52	84	-3
Bedarf an gesicherter Leistung [GW]	84	90	96
Kapazitäten [GW]	192	278	375
Braunkohle/Steinkohle	45	13	7
Gas	30	57	55
Speicher/Biomasse/Wasserkraft	19	24	32
Wind/Photovoltaik	81	171	266
Gesamtsystem			
Primärenergieverbrauch [TWh]	3681	2700	2261
Öl	1248	864	192
Gas	770	827	639
Erneuerbare	457	680	898
PtX-Importe	0	0	425
Reduktion ggü. 2015 [%]	0,0%	26,7%	38,6%
Einsatz von PtX [TWh]	0	20	493
Heimische Produktion	0	20	68
EU-Importe	0	0	200
Nicht-EU-Importe	0	0	225

8.1.3 Treibhausgasemissionen

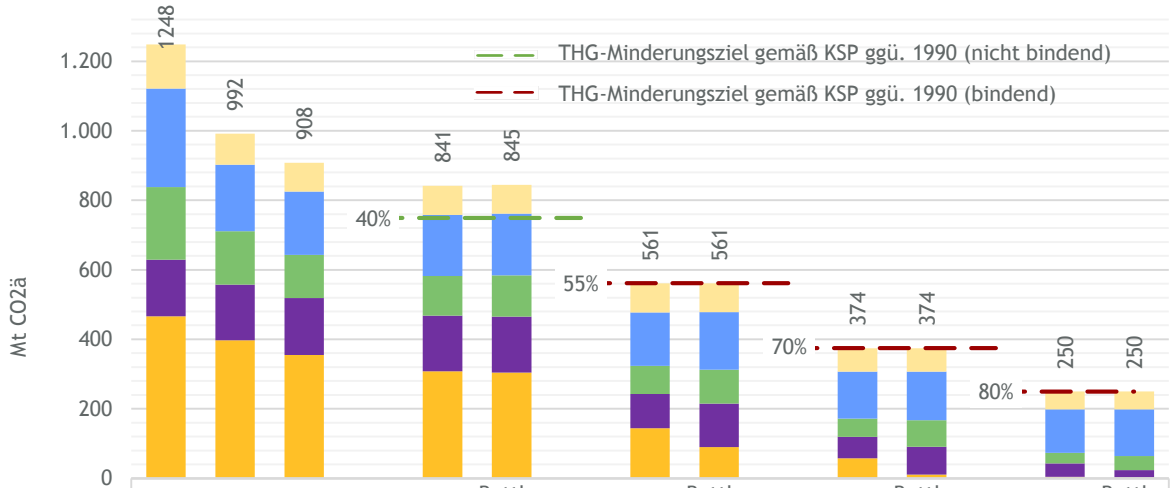
Zur Erreichung der Klimaziele muss der Energiesektor die langsamere Transformation der Endenergieverbrauchssektoren kompensieren

Abbildung 146 stellt die THG-Emissionen für TM80 und „Bottleneck“ vergleichend dar. Im Untersuchungsschwerpunkt „Bottleneck“ wird eine sektorenübergreifende THG-Minderung entsprechend des Klimaschutzplans von minus 80 % bis 2050 ggü. 1990 als Zielvorgabe gesetzt, mit den entsprechenden Zwischenzielen von minus 55 % bis 2030 und minus 70 % bis 2040. Die Transformation der Endenergieverbrauchssektoren findet aufgrund von Akzeptanzproblemen jedoch langsamer statt als in dem Basisszenario TM80. Investitionen in Anlagentechnik unter Nutzung alternativer Energieträger bleiben größtenteils aus. Auch Investitionen in Energieeffizienzmaßnahmen finden in geringerem Maße statt. Entsprechend verbleibt ein auch im Vergleich zu TM80 hoher Energiebedarf in den Endenergieverbrauchssektoren, welcher zu großen Teilen durch konventionelle Brennstoffe gedeckt werden muss.

Da die Klimaziele dennoch sektorenübergreifend erreicht werden müssen, leistet der Energiesektor einen besonders hohen Beitrag zur THG-Vermeidung, da die Bereitstellung synthetischer Energieträger gerade in der mittleren Frist noch vergleichsweise teuer ist. Entsprechend sinken die Emissionen des Energiesektors in diesem Untersuchungsschwerpunkt stärker als im Basisszenario TM80.

Energiesektor muss bereits 2040 nahezu klimaneutral sein

Bereits bis 2030 sinken die THG-Emissionen des Energiesektors um 80 % ggü. 1990 (TM80: -69 %). In 2040 ist der Energiesektor bereits nahezu klimaneutral. Entsprechend viele Emissionen verbleiben in den Endenergieverbrauchssektoren. Insgesamt wird in den Sektoren Gebäude, Industrie und Verkehr bis 2030 etwa 40 % ggü. 1990 vermieden. Die sektoralen Klimaziele gemäß Klimaschutzplan werden in jedem Endverbrauchssektor weit verfehlt. Aufgrund steigender Wirtschaftsleistung und damit auch steigendem Bedarf im Güterverkehr wiegen diese Entwicklungen in der THG-Bilanz besonders schwer im Verkehrs- (THG-Minderung bis 2030: -23 %) und Industriesektor (THG-Minderung bis 2030: -41 %). Nach 2030 werden auch in den Endenergieverbrauchssektoren die THG-Emissionen stärker gemindert. Dies ist darauf zurückzuführen, dass Minderungspotenziale im Energiesektor bis 2040 nahezu vollkommen erschöpft sind, wodurch synthetische Energieträger bei inzwischen gesunkenen Herstellungskosten zunehmend zum Einsatz kommen.



	1990	2005	2015	2020 TM80	2020 Bottle-neck	2030 TM80	2030 Bottle-neck	2040 TM80	2040 Bottle-neck	2050 TM80	2050 Bottle-neck
	Historie			2020		2030		2040		2050	
Andere	127	90	83	83	83	83	83	67	67	51	51
Industrie	283	191	182	176	177	154	165	136	140	126	134
Gebäude	209	154	124	114	119	81	98	52	76	30	40
Verkehr	163	160	164	160	162	99	125	61	80	39	21
Energie	466	397	355	308	304	144	90	58	11	4	3
Summe	1248	992	908	841	845	561	561	374	374	250	250

ABBILDUNG 146: TREIBHAUSGASEMISSIONEN FÜR TM80 UND „BOTTLENECK“ NACH SEKTOR

8.1.4 Endenergieverbrauchssektoren

Gebäude: Im Gebäudesektor verbleibt eine hohe Gasnachfrage im Vergleich zum Basisszenario TM80

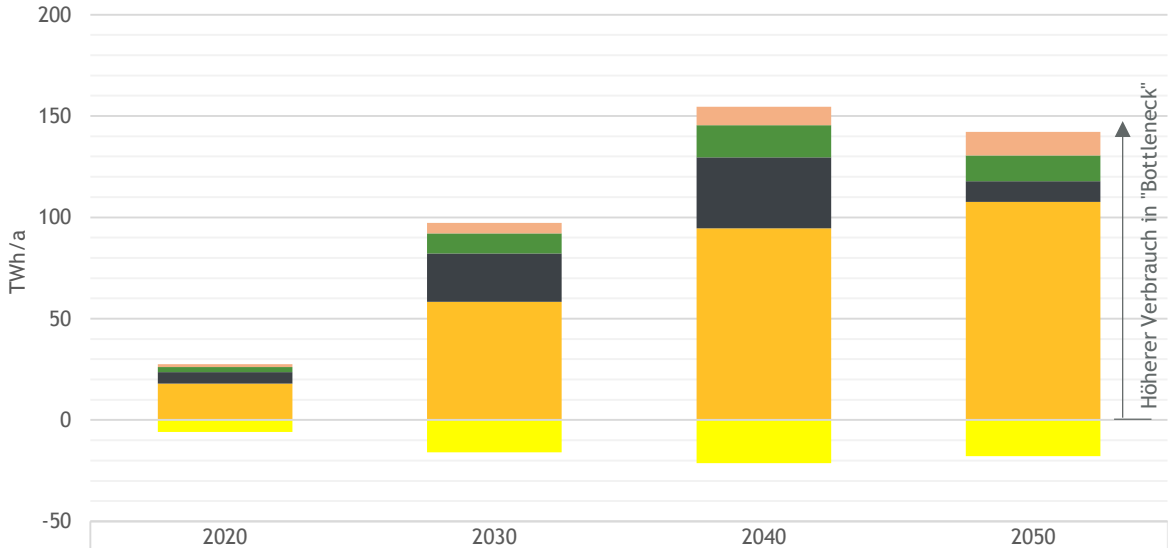
Im Gebäudesektor wird angenommen, dass verstärkte staatliche Anreize für Gebäudeeffizienz und Anlagentechnik ausbleiben oder keine Wirkung entfalten. Entsprechend stagniert die Rate der Gebäudesanierung und Austauschrate von Heizungstechnik auf dem heutigen Niveau (Sanierungsrate: 1 %/a; Austauschrate Heizungspark: < 3,5 %/a). Ebenso findet der Markteintritt von effizienter Brennwerttechnik, elektrischen Wärmepumpen und hybrider Anlagentechnik verlangsamt und in geringem Maße statt. Es wird unterstellt, dass die Entwicklung des Gebäudesektors dem Referenzszenario entspricht worin heute zu beobachtende Entwicklungen ohne verschärfte Klimaschutzambitionen des Gebäudesektors fortgeschrieben werden.

Die Auswirkungen dieser Annahmen lassen sich mit einem Vergleich des Endenergieverbrauchs im Gebäudesektor von „Bottleneck“ ggü. TM80 verdeutlichen. Abbildung 147 zeigt die Differenz des Endenergieverbrauchs zwischen dem Untersuchungsschwerpunkt „Bottleneck“ und dem Szenario TM80.

Die geringere Effizienz von Anlagentechnik und Gebäudehülle spiegelt sich im insgesamt höheren Endenergieverbrauch des Gebäudesektors über die Zeit wieder. Der größte Anteil entfällt dabei

mittelfristig auf Öl und Gas. Der erhöhte Endenergiebedarf geht zum einen auf eine größere Anzahl installierter Öl- und Gasheizungen zurück. Zum anderen führen geringere Sanierungsraten und Anlageneffizienz dazu, dass der Energiebedarf höher ist als in TM80. So ist bspw. die Anzahl installierter Pellet-Heizungen um gut 200.000 Stück geringer als in TM80. Höherer gebäudeseitiger Wärmebedarf kompensiert dies jedoch, was zu einem steigenden Bedarf an Biomasse führt.

Der zusätzliche Bedarf an Gas und Öl entspricht in 2050 etwa 25 Mio. t CO_2ä ggü. dem Szenario TM80, die dann z. B. durch die Nutzung von PtX-Energieträgern eingespart werden müssen. Ebenso sinkt die Stromnachfrage ggü. TM80 zwar aufgrund der geringen Anzahl an elektrischen Wärmepumpen im Markt (minus 3,3 Mio. ggü. TM80 in 2050) und entlastet somit das Gesamtsystem. In Relation zum Anlagenpark ist der Rückgang der Stromnachfrage jedoch gering, da zusätzlich verstärkte Sanierungsmaßnahmen ausbleiben.



	2020	2030	2040	2050
Gesamt	22	81	133	124
Fernwärme	2	5	9	12
Strom	-6	-16	-21	-18
Biomasse	3	10	16	13
Öl**	6	24	35	10
Gas**	18	58	95	108

ABBILDUNG 147: DIFFERENZ DES ENDENERGIEVERBRAUCHS IM GEBÄUDESEKTOR ZWISCHEN „BOTTLENECK“ UND TM80

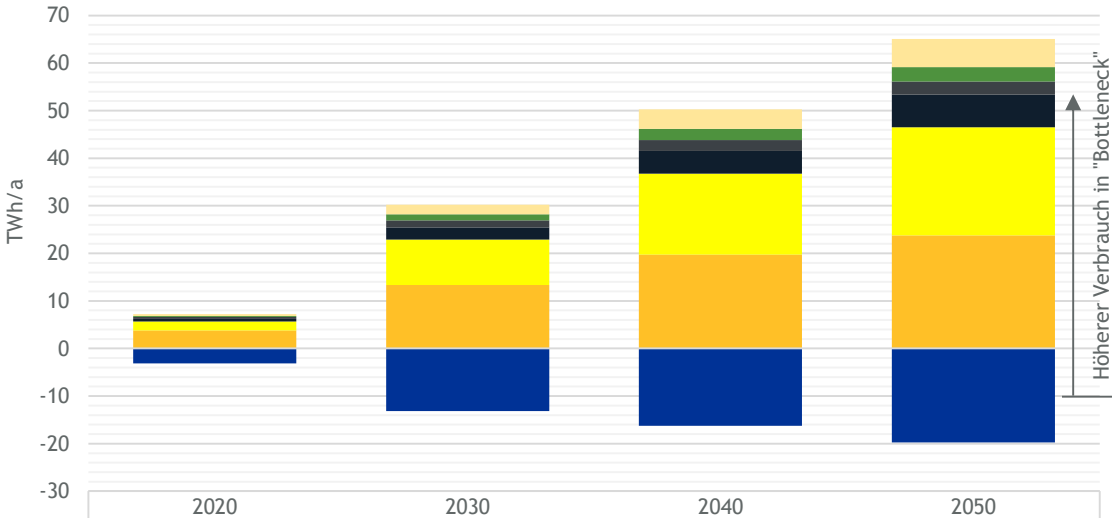
Industrie: Energieeffizienzmaßnahmen werden nur teilweise genutzt

Für den Untersuchungsschwerpunkt „Bottleneck“ wird angenommen, dass sich in der Industrie eine Umstellung auf verbrauchsärmere Anlagen, aber auch die Verbesserung der betrieblichen Abläufe hin zu mehr Energieeffizienz verzögert. Dadurch werden Potentiale zur Erhöhung der Energieeffizienz langsamer genutzt. Für den Untersuchungsschwerpunkt „Bottleneck“ wird davon ausgegangen, dass im Industriesektor die Energieeffizienzgewinne etwa 11 Prozentpunkte schwächer ausfallen als in den 80 %-Szenarien. Wie Abbildung 148 zeigt, liegt die

Endenergienachfrage der Industrie in „Bottleneck“ damit um insgesamt 45 TWh (etwa 6 %) über der des Basisszenarios TM80.

Industrie: Alternative Prozessrouten und Brennstoffe setzen sich langsamer durch

Abbildung 148 stellt die Differenz des Endenergieverbrauchs zwischen „Bottleneck“ und TM80 dar. In der dargestellten Differenz sind auch Unterschiede berücksichtigt, die sich aus einer erschwerten Umstellung auf alternative Prozessrouten und Brennstoffe ergeben. Analog zu ungenutzten Energieeffizienzpotentialen erfolgt auch die Umstellung auf innovative Verfahren in der Industrie langsamer, da in den Unternehmen analog zur geringen gesellschaftlichen Akzeptanz auch wenig Bereitschaft zu einer grundlegenden Transformation der Produktionsprozesse besteht. Dies betrifft bspw. die Ammoniakherstellung, in der auch in Zukunft das konventionelle, gasbasierte Verfahren verwendet wird. In der Stahlindustrie werden Potentiale zur Erhöhung der Recyclingquote nur zum Teil ausgeschöpft. Zudem steht eine fehlende Akzeptanz einer weitreichenden Nutzung von Wasserstoff als potentiell klimafreundliche und vielseitig einsetzbare Alternative in der Erzeugung industrieller Prozesswärme entgegen. Folglich werden in 2050 20 TWh weniger Wasserstoff eingesetzte als im Szenario TM80. Im Vergleich zum Referenzszenario werden hier trotz aller Hürden 17 TWh mehr Wasserstoff genutzt.



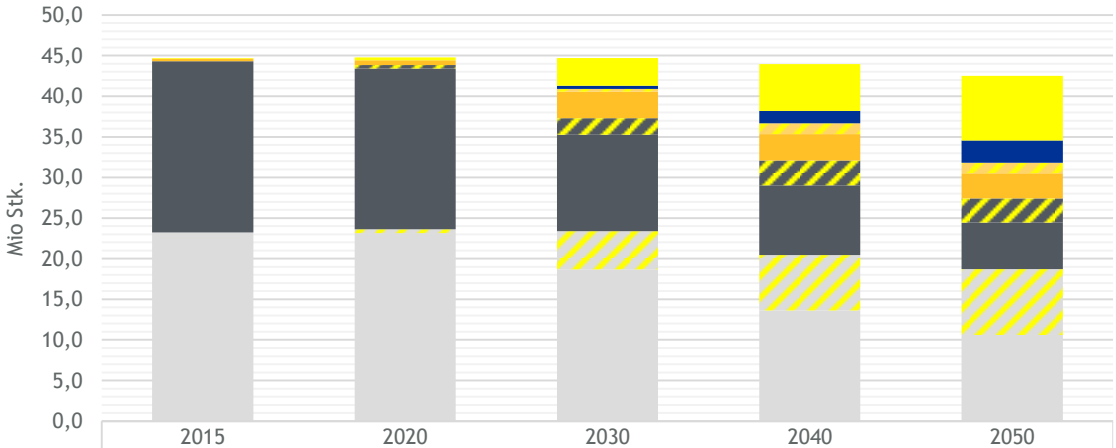
	2020	2030	2040	2050
Andere	0,4	2,0	4,1	5,9
Wasserstoff**	-3,2	-13,1	-16,2	-19,8
Biomasse	0,2	1,2	2,3	3,0
Öl**	0,4	1,5	2,3	2,7
Kohle	0,5	2,5	4,8	6,9
Strom	1,9	9,6	17,0	22,8
Gas**	3,8	13,3	19,7	23,8

**konventionell, biogen und synthetisch

ABBILDUNG 148: ENDENERGIEBEDARF INDUSTRIE „BOTTLENECK“ MINUS TM80

Verkehr: Innovative Antriebstechnologien setzen sich aufgrund von ausbleibendem Mobilitätswandel und gesetzlicher Regulierung langsamer durch

Es wird davon ausgegangen, dass eine geringere gesellschaftliche Akzeptanz dazu führt, dass verschärfte CO_2- und Umweltemissionsgrenzen oder Fahrverbote im Verkehrssektor ausbleiben werden. Zusätzlich wird angenommen, dass es einen weniger starken Wandel des Nutzerverhaltens im Mobilitätssektor geben wird. Entsprechend werden innovative Antriebstechnologien langsamer und in geringerem Maße als z. B. in TM80 nachgefragt. Abbildung 149 stellt die Flottentwicklung der PKW exemplarisch für die Entwicklung des Verkehrssektors im Untersuchungsschwerpunkt „Bottleneck“ dar.



	2015	2020	2030	2040	2050
Gesamt	44,7	44,8	44,7	44,0	42,5
PKW BEV	0,1	0,3	3,4	5,8	7,9
PKW H2 FCV	0,0	0,0	0,4	1,5	2,8
PKW Methan PHEV	0,0	0,0	0,4	1,3	1,3
PKW Methan*	0,3	0,6	3,2	3,3	3,1
PKW Diesel PHEV	0,0	0,4	2,1	3,1	3,0
PKW Diesel*	21,1	19,8	11,9	8,6	5,7
PKW Benzin PHEV	0,0	0,5	4,7	6,8	8,1
PKW Benzin*	23,2	23,1	18,7	13,6	10,6

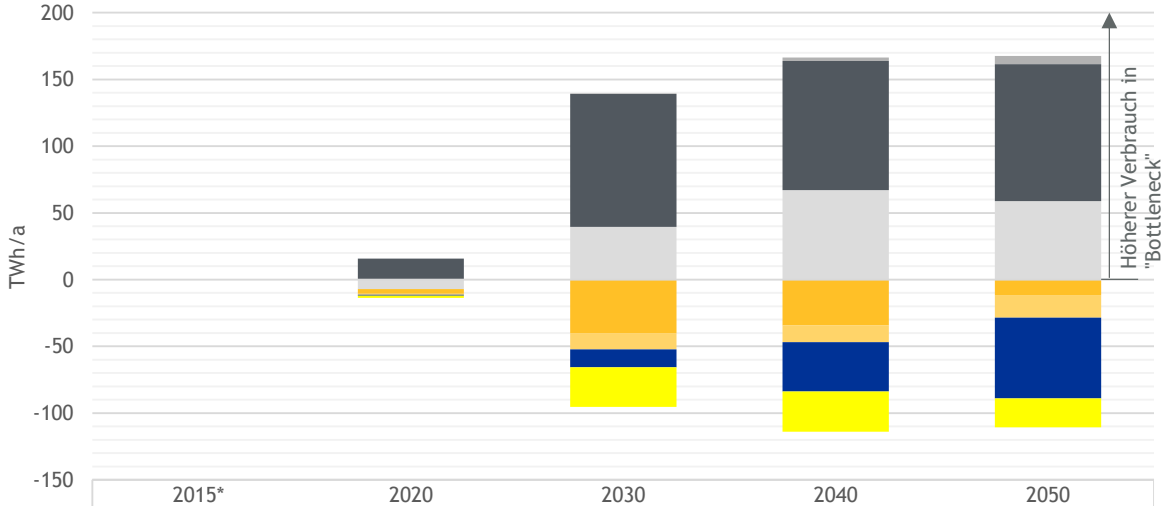
* inklusive Mild- und Vollhybride

ABBILDUNG 149: FLOTTENENTWICKLUNG PKW IN UNTERSUCHUNGSSCHWERPUNKT „BOTTLENECK“

In der kurzen Frist wird nur ein geringer Wandel des Straßenverkehrs angenommen. Bis 2030 bleiben die Stückzahlen batteriebetriebener PKW im Vergleich zu den Basisszenarien gering. Mit zunehmender Kostendegression nimmt die Stückzahl zwar weiter zu. Mit etwa 20 % Marktanteil am Gesamtstraßenverkehr bleiben reine BEV-Fahrzeuge jedoch weiterhin deutlich hinter kraftstoffbasierten Antrieben zurück. In 2050 sind knapp 2,5 Mio. BEV-Fahrzeuge weniger im Markt als im Basisszenario TM80. Auch die Zahl der Plugin-Hybride nimmt im Zeitverlauf zu. Ihr Anteil ist jedoch weit geringer als im Szenario TM80. Der Unterschied zeigt sich besonders deutlich bei konventionellen Verbrennertechnologien und Wasserstoff-Fahrzeugen. Im Szenario TM80 befinden sich in 2050 insgesamt 17 Mio. diesel- und benzinbetriebene Fahrzeuge (ohne Plugin-Hybride) weniger im Markt als im Untersuchungsschwerpunkt „Bottleneck“. Diese wurden in TM80 besonders für lange Fahrstrecken durch H_2-FCV-Antriebe ersetzt.

Vekehr: Der konventionelle Kraftstoffbedarf ist in 2050 in Untersuchungsschwerpunkt „Bottleneck“ ggü. TM80 um 168 TWh höher.

Die Entwicklung für die übrigen Transportmittel ist ähnlich zum Referenzszenario. Antriebe des Luftverkehrs und der Binnenschifffahrt werden in Zukunft weiterhin durch Kerosin und Diesel betrieben. Der Einsatz von Wasserstoff bleibt aus. Ebenso wird kein Wasserstoff im Schienenverkehr eingesetzt und Bahnstrecken nicht verstärkt elektrifiziert. Damit verbleiben im „Bottleneck“-Schwerpunkt große Mengen an Diesel, Benzin und Kerosin im Verkehrssektor, welche im Szenario TM80 durch Wasserstoff, Strom und Methan ersetzt werden. Abbildung 150 stellt die Differenz der Endenergienachfrage des Verkehrssektors zwischen Untersuchungsschwerpunkt „Bottleneck“ und Szenario TM80 je Stichjahr vergleichend dar.



	2015*	2020	2030	2040	2050
Strom	0	-2	-30	-30	-22
Wasserstoff	0	-1	-13	-37	-61
LNG**	0	-1	-12	-12	-17
Gas**	0	-4	-40	-34	-12
Kerosin**	0	0	1	3	6
Diesel**	0	16	100	97	103
Benzin**	0	-7	39	67	59

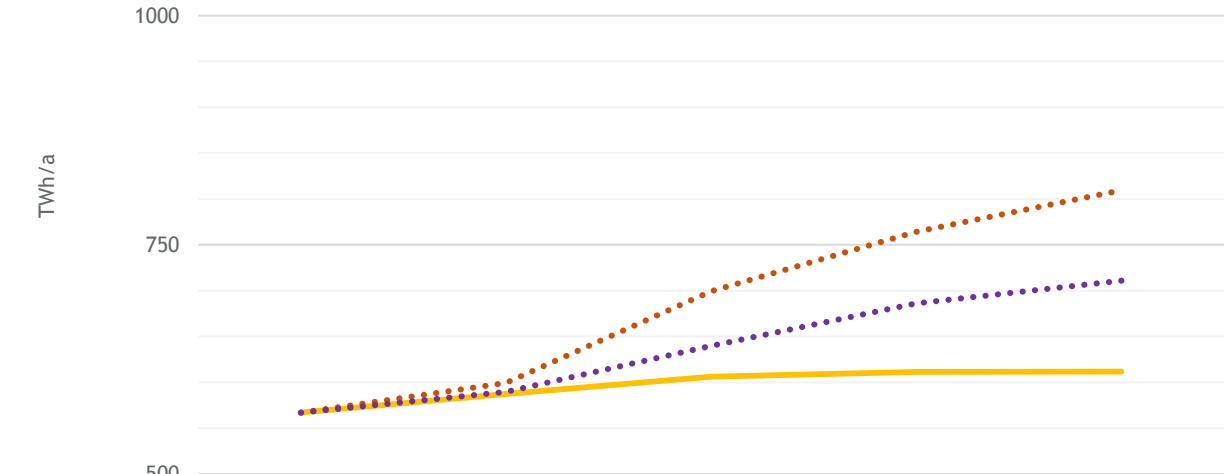
ABBILDUNG 150: ENDENERGIEBEDARF VERKEHR „BOTTLENECK“ MINUS TM80

Im Vergleich zu TM80 bleiben zukünftige Investitionen in gas-, wasserstoff- und strombasierte Antriebstechnologien aus. Somit ist der Endenergiebedarf für diese Energieträger im Untersuchungsschwerpunkt für jedes Jahr geringer als in Szenario TM80. Mit geringeren Investitionen in innovative Antriebe ist auch die Gesamteffizienz der Verkehrsträger geringer als in TM80. Der Endenergiebedarf ist in im Untersuchungsschwerpunkt „Bottleneck“ 2030 bereits 44 TWh höher als in TM80, in 2050 ist die Endenergienachfrage um 57 TWh höher.

8.1.5 Energiesektor

Die deutsche Stromnachfrage wächst bis 2050 um mehr als 40 % und liegt damit zwischen den Szenarien RF und TM80

Die deutsche Stromnachfrage (inkl. Leitungsverluste und Stromverbrauch durch Elektrolyseure) wächst im Untersuchungsschwerpunkt „Bottleneck“ auf bis zu 711 TWh an. Die Stromnachfrage liegt damit etwa zwischen den Szenarien RF und TM80, mit einem Unterschied von jeweils rund 100 TWh in 2050. Diese Entwicklung wird sowohl von der Stromnachfrage der Endenergieverbrauchssektoren als auch dem Stromverbrauch durch Elektrolyseure, welcher wiederum maßgeblich vom Wasserstoffbedarf abhängt, getrieben. Abbildung 151 stellt den Verlauf der Stromnachfrage im Untersuchungsschwerpunkt „Bottleneck“ und in den Szenarien RF und TM80 vergleichend gegenüber.



	2015	2020	2030	2040	2050
RF	567	587	606	612	612
TM80	567	600	699	764	809
Bottleneck	567	590	640	686	711

ABBILDUNG 151: STROMNACHFRAGEENTWICKLUNG IN „BOTTLENECK“ UND TM80

Innerhalb der Sektoren Gebäude, Industrie und Verkehr unterscheiden sich die Wirkungsrichtungen von geringerer gesellschaftlicher Akzeptanz auf die Stromnachfrage. Gegenüber dem Szenario TM80 sinkt die Stromnachfrage im Gebäude- und Verkehrssektor aufgrund eines geringeren Einsatzes strombasierter Technologien. Im Industriesektor ist diese Entwicklung jedoch nicht zu beobachten, da geringere Effizienzentwicklungen in den einzelnen Branchen zu einer höheren Stromnachfrage im Vergleich zu TM80 führen. Insgesamt ist die Stromnachfrage der Endenergieverbrauchssektoren in 2050 etwa 17 TWh geringer als in Szenario TM80.

Die zusätzliche Abweichung von „Bottleneck“ gegenüber TM80 wird durch den geringeren inländischen Einsatz von Elektrolyseuren erklärt. Dieser ist insbesondere getrieben durch die Wasserstoffnachfrage aus Verkehr und Industrie, welche aufgrund hoher Transportkosten zum größten Teil durch heimische Produktion gedeckt wird. Gegenüber TM80 werden in 2050 etwa 80 TWh Elektrolyse-Wasserstoff weniger aus Industrie und Verkehr nachgefragt. Der

Wasserstoffbedarf beträgt damit nur etwa 40 % des Technologiemix-Szenarios. Hieraus resultiert ein Rückgang der Stromnachfrage von 83 TWh in „Bottleneck“ gegenüber TM80.

Kohleverstromung geht aufgrund verbleibender Emissionen in den Endverbrauchssektoren besonders stark zurück

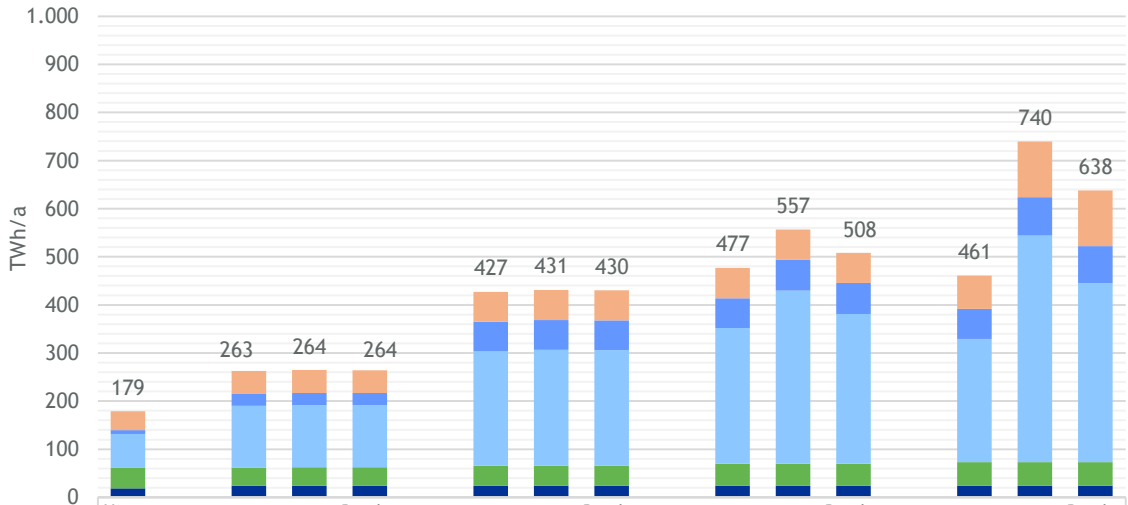
Im Untersuchungsschwerpunkt „Bottleneck“ geht die Kohleverstromung besonders stark zurück. Besonders in 2030 macht die Braun- und Steinkohleverstromung nur noch knapp 42 TWh der Stromerzeugung aus. Dies entspricht 8 % der Nettostromerzeugung. Die Erzeugung sinkt im Zeitraum zwischen 2015 und 2030 um 83 %. Dies ist ein weitaus stärkerer Rückgang als im Basisszenario TM80 (-63 % zwischen 2015 und 2030). Zwischen 2030 und 2040 wird die Kohle vollständig aus der Stromerzeugung verdrängt. Verbleibende Kapazitäten (etwa 7 GW in 2050) werden ausschließlich als Backup im Markt gehalten. Neuinvestitionen erfolgen – wie auch in den anderen Szenarien – nicht.

Der starke Rückgang der Kohleverstromung ist das Resultat einer hohen verbleibenden Nachfrage nach konventionellen Brennstoffen im Gesamtsystem bei gleichzeitiger Einhaltung von nationalen Klimazielen. Wenn Investitionen in effiziente und emissionsarme Technologien in den Endenergieverbrauchssektoren ausbleiben, ist ein vorzeitiger Kohleausstieg zur Erreichung der nationalen Klimaziele kosteneffizient.

Wind Onshore kann aufgrund gesellschaftlicher Akzeptanzprobleme nur in geringerem Maße zur Stromerzeugung beitragen

Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien erhöht sich im Untersuchungsschwerpunkt „Bottleneck“ bis 2050 um das 3,5-fache ggü. 2015. Die Höhe der EE-Erzeugung liegt damit zwischen den Szenarien RF und TM80. Abbildung 152 stellt die Entwicklung der Nettostromerzeugung aus erneuerbaren Energien für die Szenarien RF und TM80 sowie „Bottleneck“ vergleichend dar.

Bis 2030 entwickelt sich die Nettostromerzeugung aus PV, Wind, Bioenergie und Wasserkraft in RF, TM80 und „Bottleneck“ entsprechend der vorgeschriebenen Ausbaupfade des EEG weitgehend identisch. Nach 2030 steigt die EE-Erzeugung in TM80 und „Bottleneck“ dagegen aufgrund der zunehmenden Emissionsbeschränkung fortlaufend an. Aufgrund der Einschränkung des Ausbaupotenzials von Wind Onshore und des gleichzeitig niedrigeren Strombedarfs steigt die Erzeugung im Untersuchungsschwerpunkt jedoch in geringerem Maße als in TM80. Die gesenkte Potenzialgrenze von Wind Onshore (134 GW) wird in 2050 zwar ausgenutzt, zusätzliche EE-Erzeugung durch Wind Offshore oder Photovoltaik ist jedoch nicht erforderlich um die Stromnachfrage gegeben eines THG-Minderungszieles von -80 % in 2050 ggü. 1990 zu decken.



	Histo-rie	RF	TM80	Bottle-neck	RF	TM80	Bottle-neck	RF	TM80	Bottle-neck	RF	TM80	Bottle-neck
	2015		2020			2030			2040			2050	
Gesamt	179	263	264	264	427	431	430	477	557	508	461	740	638
Photovoltaik	39	48	48	48	62	62	62	63	63	63	69	116	116
Wind Offshore	8	25	25	25	62	62	62	62	65	65	63	80	77
Wind Onshore	71	128	129	129	237	241	240	282	360	312	256	471	372
Biomasse/Biogas	42	38	38	38	42	42	42	46	46	46	49	49	49
Wasserkraft	19	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24

ABBILDUNG 152: NETTOSTROMERZEUGUNG AUS ERNEUERBAREN ENERGIEN FÜR RF, TM80 UND „BOTTLENECK“

Die eingeschränkte Wind Onshore-Erzeugung lässt den Stromaußenhandelsüberschuss Deutschlands schrumpfen

Im Untersuchungsschwerpunkt „Bottleneck“ ist in 2050 der Stromhandelssaldo in etwa. Abbildung 153 stellt die Entwicklung der Nettostromimporte Deutschlands für die Szenarien RF und TM80 sowie den Untersuchungsschwerpunkt „Bottleneck“ vergleichend dar.

Die Nettostromimporte zeigen deutliche Unterschiede zwischen den Szenarien und dem Untersuchungsschwerpunkt. Im Referenzszenario bleibt Deutschland durchgehend Nettostromexporteur. In TM80 und „Bottleneck“ ändert sich dies ab 2030. Aufgrund der hier zu erreichenden nationalen Klimaziele ergeben sich für 2030 und 2040 erhebliche Importüberschüsse.

Von 2040 bis 2050 nehmen die Stromimporte stark ab, da verschärfte Minderungsziele im EU-ETS die Ksten der konventionellen Stromerzeugung im Ausland weiter erhöhen. Im Untersuchungsschwerpunkt „Bottleneck“ ist die Stromhandelsbilanz in 2050 beinahe ausgeglichen. Treiber ist hierfür der zusätzliche Beschränkung der Wind Onshore-Potenziale. Die Beschränkung bewirkt, dass die Kosten der Stromerzeugung in Deutschland steigen und somit Exporte ins Ausland unattraktiver werden. Die Erzeugungslücke durch geringere Stromerzeugung in 2050 aus Wind Onshore wird daher mit einem Rückgang der Nettostromexporte gedeckt.

ABBILDUNG 153: ENTWICKLUNG DER DEUTSCHEN NETTOSTROMIMPORTE IN RF, TM80 UND „BOTTLENECK“

8.1.6 Stromnetze[188]

Die durchgeführten Netzanalysen in den Kapiteln 6 und 7 haben im Bereich des Übertragungsnetzes vorwiegend zusätzliche Netzausbaumaßnahmen in Freileitungstechnologie ermittelt. In diesem Zusammenhang ist es jedoch zu diskutieren, inwieweit ein Netzausbau in Freileitungstechnologie vor dem Hintergrund der Akzeptanz über bereits bestehende Trassen hinaus realisierbar ist. Im Rahmen der in Abschnitt 3.4.1 beschriebenen Methodik ist zunächst keine Begrenzung des Freileitungsausbaus vorgesehen. Diese Begrenzung soll jedoch im Folgenden für den Bereich des Übertragungsnetzes in Form der Sensitivitätsanalyse „Bottleneck“ untersucht werden.

Übertragungsnetz Methodik

Im Rahmen der Sensitivitätsanalyse „Bottleneck“ wird davon ausgegangen, dass eine Erweiterung oder Umrüstung in Freileitungstechnologie nur auf bestehenden Trassen möglich ist. Zusätzliche Masten und damit weitere Stromsysteme in Form von Freileitungen werden als nicht genehmigungsfähig angesehen und werden daher in Kabeltechnik ausgeführt. Folglich betrifft dies auch Trassen, welche ggf. deutlich kürzer als die heute übliche Trassenlänge von über 500 km in HGÜ-Kabeltechnik sind. Dies können je nach Anwendungsfall sowohl kurze HGÜ-Verbindungen als auch AC-Kabel sein. Somit können jedoch nicht die in Unterabschnitt 4.5.1.2 angesetzten Investitionen für die HGÜ-Verbindungen übernommen werden. Im Durchschnitt werden die zu überbrückenden Trassenlängen in HGÜ-Technik gegenüber den heutigen Trassenlängen sinken. Es wird davon ausgegangen, dass technologieunabhängig die Verkabelung von Trassen mit den 8-fachten Investitionen im Vergleich zur üblichen Freileitungstechnologie angesetzt werden kann. Somit ergibt sich eine Position für die Verkabelung von Trassen i.H.v. 6 Mio. €/km für ein System mit einer Übertragungskapazität von 2 GW.

Übertragungsnetz Ergebnis

Die erforderlichen Investitionen im Rahmen der Sensitivitätsanalyse „Bottleneck“ sind in Abbildung 154 dargestellt. Im Bereich Onshore-Netz werden in Summe bis zum Jahr 2050 Investitionen i.H.v. ca. 70 Mrd. € erwartet. Hiervon sind ca. 28 Mrd. € zusätzliche Investitionen, welche mit 24,6 Mrd. € in Kabeltechnologie ausgeführt werden. 3,7 Mrd. € entfallen auf die Umrüstung in bestehenden Trassen mit einer Stromtragfähigkeit von 3,6 kA in Form von Freileitungstechnologie.

Im Vergleich zu allen bisher diskutierten Szenarien zeigt sich somit ein deutlich höherer Netzausbaubedarf im Bereich der Maßnahmen, welche nicht bereits durch den NEP abgedeckt sind. Hierbei wird auch deutlich, dass neben den bereits heute existierenden Trassen eine deutliche Zunahme von neuen Trassen erforderlich sein wird, welche hier vorzugweise in Kabeltechnologie ausgeführt werden.

188 Autor: ef.Ruhr.

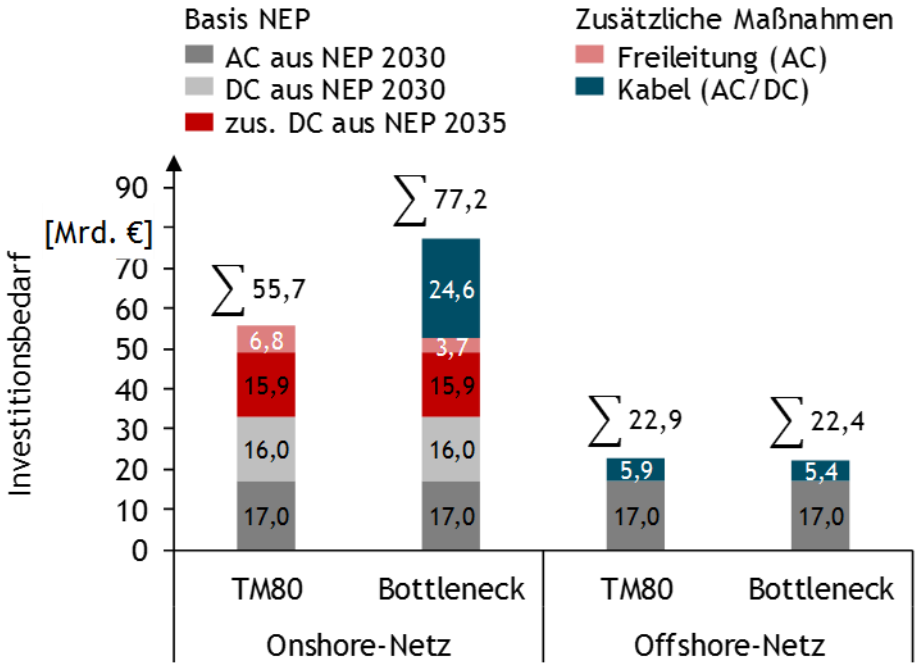


ABBILDUNG 154: INVESTITIONSBEDARF BIS 2050 IM ÜBERTRAGUNGSNETZ IN SENSITIVITÄTSANALYSE „BOTTLENECK“

Die deutlich höheren Investitionen im Bereich Onshore-Netz gegenüber allen anderen diskutierten Szenerien ist vor allem vor dem Hintergrund eines eingeschränkten Potentials von Onshore-WEA interessant. Folglich bedeutet die Ausführung von Kabeltechnologie trotz einer reduzierten Einspeisung aus Onshore-WEA eine deutliche Zunahme der Investitionen.

Im Bereich der Offshore-Netze ergibt sich im Vergleich von den Szenarien TM80 und „Bottleneck“ eine leichte Reduktion der erforderlichen Investitionen, da hier von einer geringeren installierten Leistung von Offshore-WEA ausgegangen wird. Eine gleichbleibende installierte Leistung würde folglich zu gleichbleibenden Investitionen führen.

8.1.7 Gesamtsystem

Erneuerbare und PtX-Importe stellen mit 59 % den überwiegenden Teil des Primärenergiebedarfs in 2050

Der Primärenergieverbrauch sinkt im Untersuchungsschwerpunkt „Bottleneck“ um 39 % ggü. 2015. Dies entspricht einem Verbrauch von 2260 TWh in 2050. Der Primärenergieverbrauch ist damit um etwa 200 TWh höher als in Szenario TM80. Etwa 40 % des Verbrauchs in 2050 werden durch Gas, Öl oder Kohle gedeckt. Ein Viertel davon entfällt auf den nicht-energetischen Verbrauch. Der Beitrag der erneuerbaren Energien in 2050 ist aufgrund der eingeschränkten Erzeugung durch Windenergieanlagen an Land etwa 100 TWh geringer als im Szenario TM80. Dagegen werden aufgrund der höheren Nachfrage nach konventionellen Energieträgern bei gleichem Klimaziel 2,8-mal mehr synthetische Energieträger importiert.

Bioenergien werden bis zur Potenzialgrenze genutzt. Gasförmige und flüssige Bioenergieträger sind besonders wertvoll.

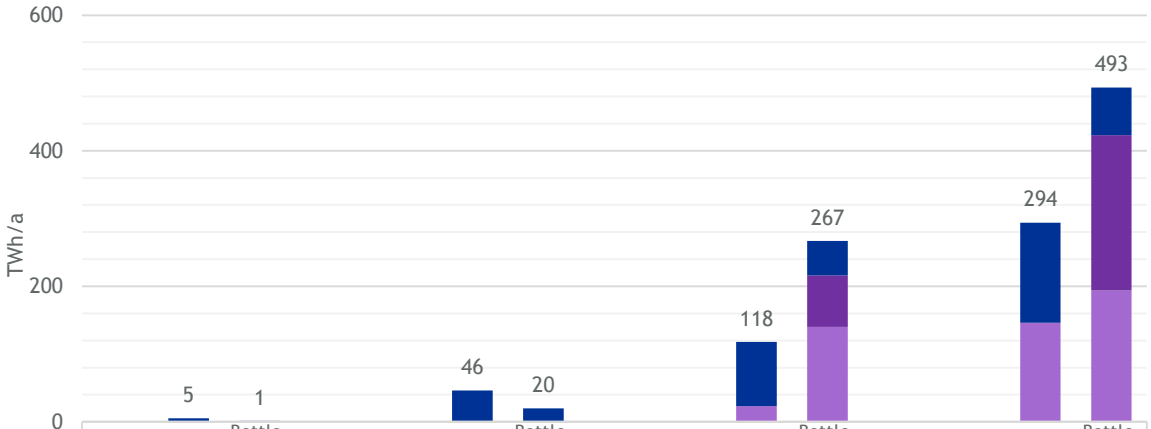
Bioenergie ist im Untersuchungsschwerpunkt ebenso wie allen Szenarien eine wertvolle THG-Vermeidungsoption. Die angenommene deutsche Potenzialgrenze von 310 TWh wird vollständig ausgenutzt. Hiervon wird in 2050 knapp die Hälfte für feste Biomasse (KWK-Kraftwerke, Pellet-Heizungen und Industrieanlagen verwendet). Etwa 32 %werden für Biogas und Biomethan genutzt. 20 % werden in Form flüssiger Brennstoffe verwendet.

Gasförmige und flüssige Bioenergieträger haben damit zusammen einen höheren Anteil als im Szenario TM80, da sie die hohen Bedarfe an gasförmigen und flüssigen Endenergieträgern klimaneutral decken können.

Um die Klimaziele zu erreichen, sind bereits in 2040 erhebliche Mengen an synthetischen Energieträgern erforderlich

Der Bedarf synthetischer Energieträger ist im Untersuchungsschwerpunkt „Bottleneck“ besonders hoch. Um die Klimaziele zu erreichen werden in „Bottleneck“ in 2050 knapp 70 % mehr synthetische Energieträger eingesetzt als im Szenario TM80. Die erforderliche jährliche Menge liegt nur knapp unterhalb des PtX-Einsatzes für eine 95 %-Zielerreichung im Szenario EL95 (533 TWh in 2050). Abbildung 155 stellt die Entwicklung des Bedarfs an synthetischen Brennstoffen für das Szenario TM80 und den Untersuchungsschwerpunkt „Bottleneck“ vergleichend dar.

Die langsamere Transformation der Endenergieverbrauchssektoren bewirkt unter Einhaltung einer THG-Minderung von minus 80 % in 2050 ggü. 1990, dass relativ früh bereits große Mengen synthetischer Energieträger benötigt werden. Bis 2040 werden bereits 267 TWh jährlich nachgefragt, mehr als die doppelte Menge als in jedem anderen Szenario.



	RF	TM80 2020	Bottle-neck	RF	TM80 2030	Bottle-neck	RF	TM80 2040	Bottle-neck	RF	TM80 2050	Bottle-neck
Gesamt	0	5	1	0	46	20	0	118	267	0	294	493
Power-to-H2	0	5	1	0	46	20	0	95	51	0	147	70
Power-to-Fuel*	0	0	0	0	0	0	0	0	76	0	0	229
Power-to-Gas	0	0	0	0	0	0	0	23	140	0	146	194

*Power-to-Fuel umfasst synthetischen Heizöl, Schweröl, Diesel, Benzin und Kerosin.

ABBILDUNG 155: ENTWICKLUNG DES BEDARFS SYNTHETISCHER ENERGIETRÄGER IN TM80 UND „BOTTLENECK“

Der Unterschied zwischen den Szenarien zeigt sich besonders deutlich bei der Betrachtung der einzelnen Brennstoffe. In TM80 wird der frühe Einsatz von PtX zum größten Teil durch die Wasserstoffnachfrage getrieben. Hierbei wird wie in den übrigen Zielszenarien unterstellt, dass in Zukunft zusätzlich eingesetzter Wasserstoff ausschließlich klimaneutral hergestellt werden darf. Betrachtet man ausschließlich Power-to-Gas und Power-to-Fuel, so beträgt deren Bedarf in 2040 für „Bottleneck“ das Neunfache von TM80. Entsprechend benötigte Investitionen in Methanisierungs- und Fischer-Tropsch-Synthese-Anlagen erfolgen bis 2040 vor allem im europäischen Ausland (81 %). Zusätzlich benötigte Mengen bis 2050 werden aus dem nicht-EU-Ausland importiert.

8.2 Sensitivität 1: PtX

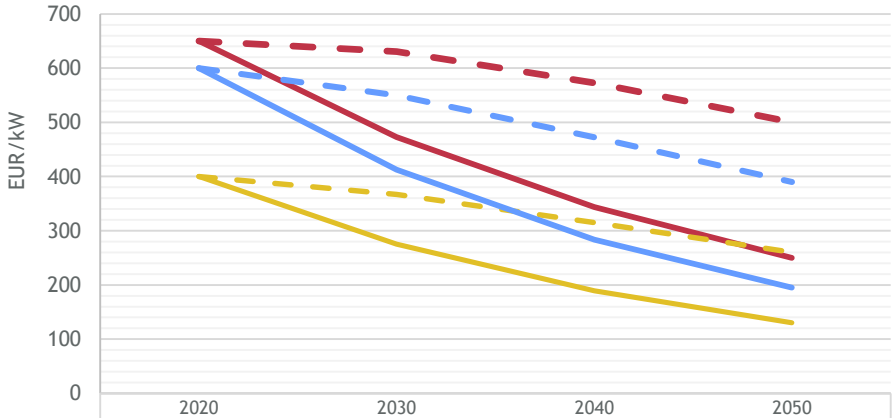
8.2.1 Hintergrund und Annahmen

PtX-Energieträger und deren Import aus dem EU- und nicht-EU-Ausland spielen eine entscheidende Rolle für die Erreichung der Klimaziele (insb. in den Szenarien TM95 und EL95). In allen Szenarien ist eine Reihe von Annahmen hinterlegt, welche eine Kostensenkung in der Bereitstellung synthetischer Energieträger bewirkt.[189] Die Sensitivitätsrechnung soll ermitteln, welche Effekte entstehen, wenn diese Kostenentwicklung nicht eintritt, Klimaziele jedoch dennoch eingehalten werden müssen. Die Sensitivität „PtX“ wird ggü. den Basisszenarien EL95 und TM95 durchgeführt, d. h. alle anderen Annahmen sind jeweils identisch zu diesen Szenarien.

[189] Hierzu gehören unter anderem die Entwicklung der Investitionskosten für PtX-Anlagen, Anlageneffizienz, hinterlegte Kosten für Direct Air Capture sowie die angenommenen EE-Volllaststunden im nicht-europäischen Ausland.

Höhere Investitionskosten für Elektrolyseure, Methanisierungs- und Fischer-Tropsch-Synthese-Anlagen

Grundannahme der Sensitivität ist, dass die Produktionskosten für synthetische Energieträger in Deutschland, sowie im EU- und nicht-EU-Ausland höher sind als in den Basisszenarien. Abbildung 156 stellt die Entwicklung der Investitionskosten für ausgewählte PtX-Anlagen in der Sensitivität den Basisszenarien gegenüber.



	2020	2030	2040	2050
Alkali-Elektrolyse (Basisszenarien)	650	473	344	250
Alkali-Elektrolyse (PtX-Sensitivität)	650	630	573	500
Methanisierung (Basisszenarien)	400	275	189	130
Methanisierung (PtX-Sensitivität)	400	367	315	260
Fischer-Tropsch (Basisszenarien)	600	413	284	195
Fischer-Tropsch (PtX-Sensitivität)	600	550	473	390

ABBILDUNG 156: ENTWICKLUNG DER INVESTITIONSKOSTEN AUSGEWÄHLTER PTX-ANLAGEN – SENSITIVITÄT „PTX“ VERSUS BASISSZENARIEN

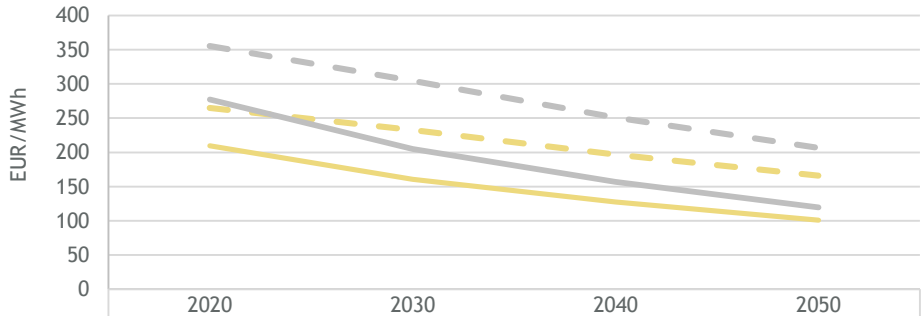
In der Sensitivität „PtX“ wird davon ausgegangen, dass die Investitionskosten von PtX-Anlagen nur in geringem Maße sinken werden. Die Investitionskosten aller PtX-Anlagen sind in 2050 per Annahme doppelt so hoch wie in den Basisszenarien. Entsprechend verringert sich die Kostendegression von Alkali-Elektrolyseuren von bisher etwa 61 % auf 23 % bis 2050.[190] Investitionskosten für Fischer-Tropsch-Synthese-Anlagen sinken in der Sensitivität bis 2050 um 35 % (gegenüber 67,5 % in den Basisszenarien), Methanisierungsanlagen erzielen eine Kostendegression von 25 % (gegenüber 62,5 %).

Höhere Preise für den Import synthetischer Energieträger aus dem nicht-EU-Ausland

Die Anpassung der Investitionskosten von Elektrolyse-, Methanisierungs- und Fischer-Tropsch-Synthese-Anlagen gilt sowohl für Deutschland, das EU- als auch das nicht-EU-Ausland. Zusätzlich wird für die Erzeugung synthetischer Energieträger aus den nicht-EU Ländern angenommen, dass die Volllaststunden der Basisszenarien aus Wind und Photovoltaik nicht erzielt werden können und in Folge von makroökonomischen und politischen Risiken, ein erhöhter Risikozins zu höheren

[190] Der Kostenansatz für PEM- und SOEC-Elektrolyseure in der Sensitivitätsberechnung ist identisch.

Vollkosten führen. Abbildung 157 stellt die Preisentwicklung ausgewählter synthetischer Brennstoffe der Sensitivität gegenüber der Basisszenarien dar.



	2020	2030	2040	2050
PtX-LNG (Basisszenarien)	210	161	127	101
PtX-LNG (PtX-Sensitivität)	265	233	197	166
PtX-Benzin (Basisszenarien)	277	205	157	120
PtX-Benzin (PtX-Sensitivität)	356	304	251	206

ABBILDUNG 157: ENTWICKLUNG DER IMPORTPREISE AUSGEWÄHLTER SYNTHETISCHER BRENNSTOFFE (INKL. TRANSPORTKOSTEN) AUS DEM NICHT-EUROPÄISCHEN AUSLAND – SENSITIVITÄT „PTX“ VERSUS BASISSZENARIEN

Die Importpreise synthetischer Energieträger aus dem nicht-EU-Ausland stellen vollkostenbasierte Preise inkl. Transportkosten dar. Unterschiede zwischen der Sensitivität und den Basisszenarien beruhen auf den oben beschriebenen Annahmen für Investitionskosten in PtX-Anlagen, verringerten Volllaststunden für EE- und PtX-Anlagen sowie eines erhöhten Risikoaufschlags auf den kalkulatorischen Zins.[191] Hierdurch sinken die Preise für PtX-Importe aus dem nicht-EU-Ausland in geringerem Maße als in den Basisszenarien.

Importpreise für synthetisches LNG sind in der Sensitivität in 2050 demnach etwa 64 % teurer als in den Basisszenarien. Synthetisches Benzin ist in der Sensitivität in 2050 etwa 72 % teurer als in den Basisszenarien. Eine detaillierte Auflistung der PtX-Importpreise für die Sensitivität befindet sich in Tabelle 33 des Datenanhangs.

8.2.2 Ergebnisse

Durch erhöhte PtX-Importpreise aus dem nicht-EU-Ausland wird nahezu der gesamte Bedarf an synthetischen Energieträgern in Europa hergestellt

Die Erhöhung der Importpreise synthetischer Energieträger aus dem nicht-EU-Ausland führt zu einer Verschiebung der PtX-Erzeugung aus dem nicht-EU-Ausland nach Europa. Abbildung 158

[191] Die Volllaststunden für Wind verringern sich für 2050 von 4000 h auf 2821 h, für PV von von 2500 h auf 2290 h. Der kalkulatorische Zins für Investitionen in PtX-Anlagen im nicht-europäischen Ausland steigt von bisher 15 % auf 17 %, was einem Risikoaufschlag von 6,5 % entspricht (vorher 4,5 %).

stellt die Differenz der Energiemengen von PtX nach Herkunftsregion zwischen der Sensitivität „PtX“ und den Basisszenarien TM95 und EL95 für das Jahr 2050 dar.

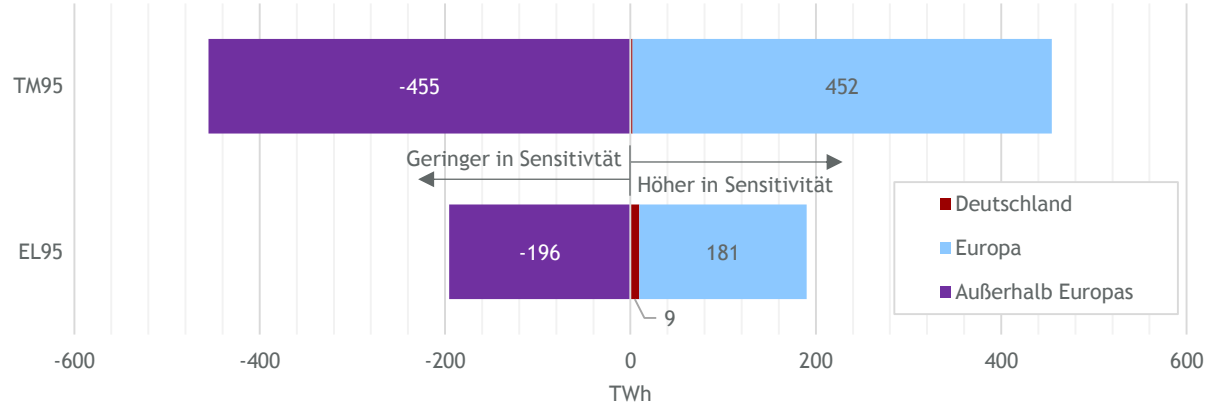


ABBILDUNG 158: DIFFERENZ DER PTX-BEREITSTELLUNG NACH HERKUNFTSREGION ZWISCHEN DER SENSITIVITÄT „PTX“ UND DEN BASISSZENARIEN IN 2050

Es zeigt sich, dass die Erhöhung der PtX-Importpreise (zwischen 18 % und 40 % je nach Energieträger) vor allem zu einer Substitution zwischen dem nicht-EU-Ausland und dem EU-Ausland führt.

In Szenario EL95 werden bei erhöhten Importpreisen 196 TWh der nicht-EU-PtX-Mengen in 2050 ersetzt. Dies entspricht der gesamten PtX-Erzeugung des nicht-EU-Auslands im Basisszenario. Der allergrößte Teil des PtX-Bedarfes wird demnach im EU-Ausland erzeugt. Aufgrund von Kostennachteilen in der Stromerzeugung entfallen lediglich 9 TWh der zu ersetzenden Energiemengen auf Deutschland. Hierbei handelt es sich um Elektrolyse-Wasserstoff, der in das heimische Gasnetz eingespeist wird. Es findet ein Rückgang des gesamten PtX-Bedarfes in Deutschland in 2050 von etwa 6 TWh statt. Aufgrund erhöhter PtX-Preise entfällt dies vor allem auf die Rückverstromung in Gaskraftwerken, welche durch Stromimporte ersetzt werden.

Im Szenario TM95 geht in 2050 die PtX-Erzeugung aus dem nicht-europäischen Ausland um 454 TWh zurück. Dies entspricht einem Rückgang von 84 %. Lediglich etwa 90 TWh werden in der Sensitivität „PtX“ in 2050 im nicht-EU-Ausland erzeugt. In TM95 findet keine zusätzliche PtX-Erzeugung innerhalb Deutschlands statt, da die notwendige Energie im Ausland günstiger bereitgestellt werden kann. 452 TWh werden durch das EU-Ausland ersetzt. Etwa 2 TWh werden durch eine rückgängige PtX-Nachfrage in Deutschland kompensiert.

Große Mengen synthetischer Energieträger können auch unter Einhaltung von EU-ETS-Klimazielen in Europa hergestellt werden

Die Sensitivität zeigt, dass große Mengen synthetischer Energieträger durch das europäische Stromsystem unter Einhaltung der im EU-ETS gesetzten THG-Minderungsziele bereitgestellt werden können. Die innereuropäische Erzeugung kann kosteneffizient sein, wenn makroökonomische und politische Risiken die Erzeugungskosten aus dem nicht-EU-Ausland erhöhen und die erwartete Volllast der EE-Stromerzeugung in diesen Regionen nicht erreicht wird.

Die erhöhten PtX-Erzeugungsmengen in Europa haben Rückwirkungen auf den europäischen Stromaustausch und die Stromerzeugung in Deutschland. Abbildung 159 stellt die Differenz der Nettostromimporte, EE-Stromerzeugung und Rückverstromung von PtX-Gas zwischen der Sensitivität „PtX“ und den Basisszenarien für Deutschland in 2050 dar.

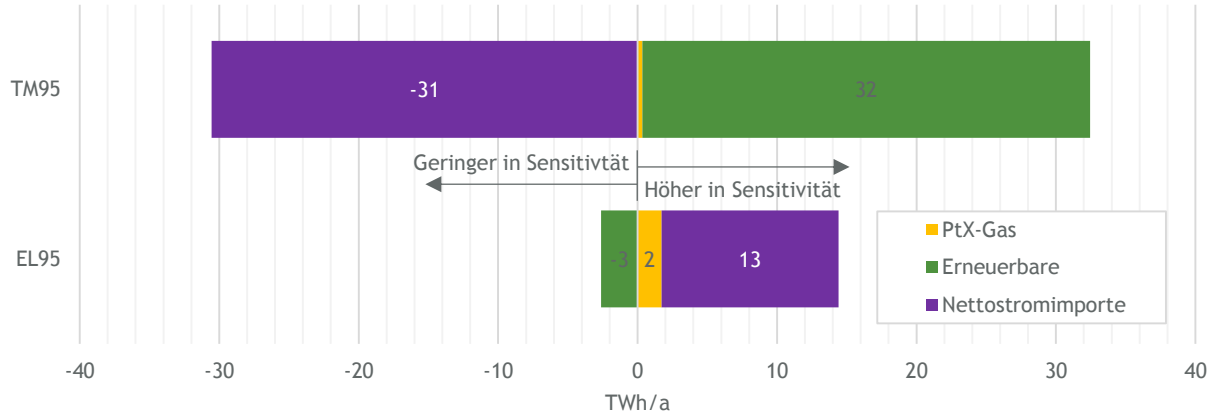


ABBILDUNG 159: DIFFERENZ DER STROMERZEUGUNG DEUTSCHLANDS AUS PTX-GAS, ERNEUERBAREN SOWIE NETTOSTROMIMPORTEN ZWISCHEN SENSITIVITÄT „PTX“ UND BASISSZENARIEN IN 2050

In TM95 führen die großen Mengen an PtX-Erzeugung im europäischen Ausland zu einem Rückgang deutscher Stromimporte

Für TM95 zeigt sich, dass die Verlagerung der PtX-Erzeugung nach Europa einen Rückgang deutscher Stromimporte aus dem EU-Ausland zur Folge hat. Die erhöhte PtX-Erzeugung in Europa führt zu einer höheren Gesamtstromnachfrage des europäischen Stromsektors unter der verstärkten Ausnutzung von (bisher unwirtschaftlichen) EE-Potenzialen. EE-Kapazitäten im europäischen Ausland werden damit zunehmend für die Erzeugung synthetischer Energieträger genutzt. Entsprechend des Wertes dieser Energieträger findet ein geringerer Stromimport aus dem EU-Ausland nach Deutschland statt.

Bei beinahe konstanter Stromnachfrage in Deutschland werden die Stromimporte in 2050 durch einen Ausbau an erneuerbaren Energien ersetzt. Dies erfolgt für die Sensitivität „PtX“ durch einen verstärkten Ausbau von Photovoltaik in Deutschland. In 2050 ist die Kapazität von Photovoltaik in der Sensitivität „PtX“ um etwa 32 GW höher als im entsprechenden Basisszenario TM95.

INFOBOX 11: THEORETISCHE PTX-ERZEUGUNGSPOTENZIALE IN DEUTSCHLAND FÜR EL95 UND TM95

Die in dieser Studie angenommenen Potenzialgrenzen für den Ausbau von Windenergie an Land (179 GW) und auf See (realisierbares Potenzial von 33,3 GW entsprechend Offshore-Netzentwicklungsplan 2025) in Deutschland (vgl. Kapitel 4.4.4) werden in den Szenarien EL95 und TM95 aufgrund des strengen Klimaziels beinahe vollkommen ausgenutzt. Lediglich für TM95 verbleiben in 2050 freie Wind Offshore Kapazitäten von 8 GW, welche in der Sensitivität genutzt werden, um den europäischen Strommarkt zu entlasten.

Sofern keine zusätzlichen Offshore-Flächen über die Potenzialgrenze von 33,3 GW hinaus freigegeben werden, bedarf die zusätzliche Erzeugung von PtX in Deutschland in den betrachteten Szenarien eines Zubaus von Photovoltaik. Durch Begrenzung des Flächenpotenzials von Photovoltaik (Aufdach und Freifläche) sowie des jährlichen Zubaus verbleiben bis 2050 PV-Kapazitäten von bis zu 88 GW (TM95), bzw. 36 GW (EL95). Sofern nicht weitere biogene Energieträger im Stromsektor eingesetzt werden, wäre somit eine zusätzliche inländische PtX-Erzeugung durch Elektrolyseure von etwa 93 TWh (TM95), bzw. 36 TWh (EL95), in 2050 möglich.[192] Die in Deutschland erzeugte Menge an PtX entspräche damit einem Anteil von 28 % (TM95) bis 35 % (EL95) des deutschen PtX-Bedarfs in 2050. Die Ergebnisse der Sensitivität zeigen somit zwar, dass eine Deckung der PtX-Nachfrage aus Deutschland in den untersuchten Szenarien ohne den Import aus Nicht-EU-Ländern möglich ist. Eine allein innerdeutsche Deckung der Nachfrage ist jedoch in beiden Szenarien nicht möglich. Entsprechend ist Deutschland auf den Import synthetischer Brennstoffe aus EU-Ländern angewiesen.

Erhöhte Investitionskosten sowohl von Elektrolyse als auch Methanisierung und Fischer-Tropsch-Synthese erhöhen den Wert synthetischen Wasserstoffs im Gasnetz

Für EL95 zeigt sich ein anderes Bild. Hier sind in 2050 die Stromimporte der Sensitivität „PtX“ höher als im Basisszenario bei gleichzeitig mehr rückverstromtem PtX-Gas und einer leicht niedrigeren EE-Erzeugung. Die hiermit insgesamt erhöhte deutsche Nettostromerzeugung spiegelt die wiederum erhöhten Investitionskosten von PtX-Anlagen in der Sensitivität „PtX“ wieder. Da in 2050 die Investitionskosten sowohl für Elektrolyseure als auch für Methanisierungs- und Fischer-Tropsch-Synthese-Anlagen jeweils erhöht werden, steigen die Vollkosten der Erzeugung von synthetischem Methan und synthetischen flüssigen Energieträgern überproportional ggü. denen von Wasserstoff. Entsprechend wird Elektrolyse-Wasserstoff ggü. übrigen PtX-Energieträgern verstärkt genutzt und das (im Gegensatz zu EL95) nicht komplett ausgenutzte Potenzial der Wasserstoffeinspeisung in das Gasnetz in der Sensitivität vollkommen ausgereizt. Die eingespeisten Mengen werden hauptsächlich durch (EE-) Stromimporte erzeugt. Durch den flexiblen Einsatz von Gaskraftwerken bei nun erhöhter PtX-Einspeisung in das Gasnetz werden geringe Mengen an PtX zurück verstromt und ersetzen dabei EE-Stromerzeugung.

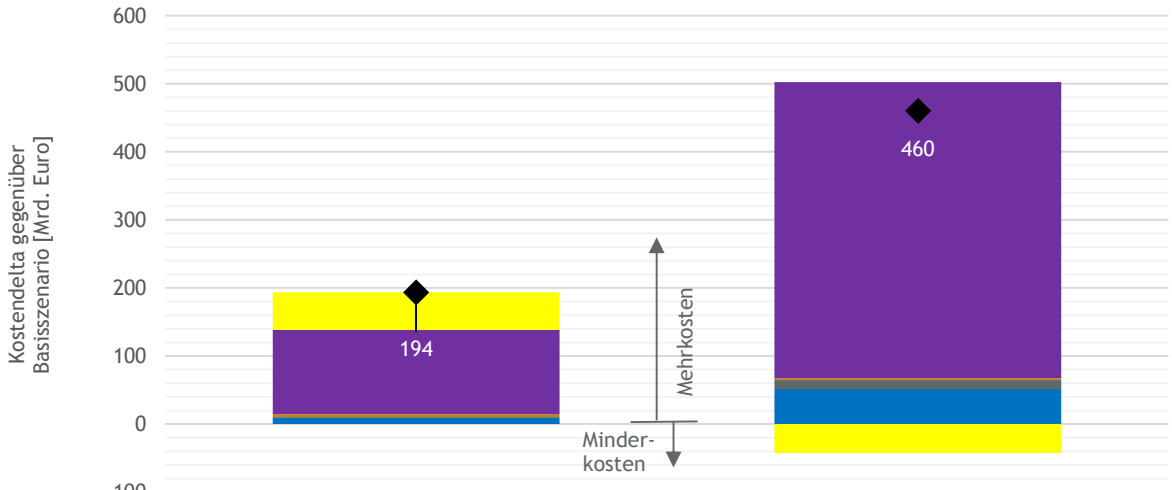
Durch Erhöhung der PtX-Kosten entstehen Mehrkosten zwischen 195 Mrd. und 461 Mrd. EUR je nach Szenario

In TM95 stellen PtX-Importe etwa 48 % der Mehrkosten ggü. dem Referenzszenario. In EL95 machen sie 28 % der Mehrkosten aus. Sie sind damit in beiden Szenarien nach Kapitalkosten der zweitgrößte Kostentreiber. Abbildung 160 stellt die zusätzlichen Mehrkosten der Sensitivität „PtX“ ggü. dem Basisszenario als kumulierte undiskontierte Gesamtkosten für den Betrachtungszeitraum 2015 bis 2050 dar.

[192] Berechnung ohne Berücksichtigung von Interdependenzen des Gesamtenergiesystems auf Basis der angenommenen durchschnittlichen Volllaststunden von 1004 h für Photovoltaik in Deutschland (siehe Tabelle 27 des Datenanhangs) sowie einem Wirkungsgrad von 0,95 für SOEC Elektrolyseure (siehe Tabelle 29 des Datenanhangs).

Die Erhöhung der Kapitalkosten von PtX-Anlagen und Importpreise von PtX-Energieträgern aus dem nicht-EU-Ausland hat einen entscheidenen Einfluss auf die Mehrkosten von PtX-Importen in den betrachteten Szenarien. Für TM95 steigen die Kosten durch PtX-Importe in der Sensitivität um 435 Mrd. EUR ggü. dem Basisszenario. Dies entspricht einer Erhöhung der Mehrkosten gegenüber RF von 54 %. Die Verschiebung in der Deckung des deutschen Strombedarfs durch erhöhte Erzeugung durch Photovoltaik bei geringeren Stromimporten bildet sich durch Mehrkosten von FOM- und Kapitalkosten sowie Minderkosten bei Stromimporten ab. Die hierdurch entstehenden Mehrkosten der Stromerzeugung betragen etwa 23 Mrd. Euro. Insgesamt steigen die Mehrkosten in der Sensitivität „PtX“ gegenüber TM95 um 461 Mrd. Euro. Dies entspricht einem Kostenanstieg gegenüber den kumulierten undiskontierten Mehrkosten des Basisszenarios TM95 ggü. dem Referenzszenario von etwa 27 %.

Die Sensitivitätsrechnung macht also deutlich, dass ein stärkerer technologischer Fortschritt bei synthetischen Energieträgern (wie in den Zielszenarien unterstellt wird) für deutliche Kostenreduktionen im Gesamtsystem sorgt.



	EL95	TM95
Stromimporte	55	-42
PtX-Importe	124	435
Infrastrukturkosten	0	1
Brennstoffkosten	4	2
FOM-Kosten**	0	13
Kapitalkosten*	10	52
Gesamt	194	460

*Kapitalkosten für Kraftwerke, PtX-Anlagen, EE-Anlagen, Gebäudedämmung, Heizungen, Fahrzeuge und nahe Verkehrsinfrastruktur (Ladesäulen, etc.) sowie CCS jeweils Zubau ab 2018.

**FOM-Kosten: Fixe Betriebs- und Wartungskosten der in * genannten neuzugebauten und bestehenden Anlagen.

ABBILDUNG 160: KUMULIERTE UNDISKONTIERTE GESAMTKOSTEN 2018-2050 ALS MEHR- UND MINDERKOSTEN DER SENSITIVITÄT „PTX“ GGÜ. DEM JEWEILIGEN BASISSZENARIO

Aufgrund des geringeren Einsatzes von PtX im Szenario EL95 fallen die Mehrkosten der Sensitivität „PtX“ gegenüber Szenario TM95 niedriger aus. Die Kosten durch PtX-Importe steigen um 124 Mrd. Euro, ein Kostenanstieg von 28 % gegenüber EL95. Der erhöhte Bedarf an Stromimporten erzeugt

ebenso erhöhte Mehrkosten in der Sensitivität. Auch bei geringerem Einsatz erneuerbarer Energien in der Stromerzeugung verringern sich die Kapitalkosten der Sensitivität ggü. dem Basisszenario EL95 nicht, da gleichzeitig erhöhte Kapazitäten an Elektrolyseuren in Deutschland zugebaut werden. Kapital- und FOM-Kosten steigen dadurch um 12 Mrd. Euro.

Auch bei erhöhten Kosten für PtX-Erzeugung und -Import ist das Technologiemixszenario TM95 günstiger als das Elektrifizierungsszenario EL95

Eine verringerte Degression von Investitionskosten für PtX-Anlagen und Importpreise aus dem nicht-EU- führt aufgrund eines höheren Bedarfs synthetischer Energieträger in TM95 zu höheren Mehrkosten als in EL95. Insgesamt bleibt TM95 jedoch weiterhin günstiger als EL95. Im Falle der Sensitivität „PtX“ ergeben sich kumulierte undiskontierte Mehrkosten ggü. dem Referenzszenario für TM95 von etwa 2,1 Bio. Euro. Die Mehrkosten sind damit um 185 Mrd. EUR niedriger als in der Sensitivitätsberechnung für das Szenario EL95. Hier liegen entsprechend kumulierte undiskontierte Mehrkosten von gut 2,3 Bio. EUR ggü. dem Referenzszenario vor. Im Rahmen der Sensitivität zeigt sich somit, dass die kostenseitige Bevorzugung des Szenarios TM95 gegenüber EL95 robust ist.

8.3 Sensitivität 2: Flex

8.3.1 Hintergrund und Annahmen

In der Sensitivität „Netzdienliche Flexibilität“ (kurz: „Flex“) wird untersucht, inwieweit eine knappheitsorientiertere Bepreisung von Netzdienstleistungen dazu führt, dass Stromerzeugung aus Wind Onshore netzdienlicher als in den Basisszenarien erfolgen kann und damit regionale oder lokale Netzüberlastungen, daraus folgende kostenintensive Netzeingriffsmaßnahmen und letztlich auch Netzausbau vermieden werden können. Diese Sensitivitätsrechnung wird anhand zweier Änderungen der Annahmen umgesetzt: Zum einen werden im Energiesystemmodell DIMENSION+ größere Erzeugungsspitzen an Windstrom für die lokale Wasserstofferzeugung aus Elektrolyse genutzt als in den Basisszenarien (siehe Kapitel 8.3.2). Zum anderen werden netzorientierte Lastrechnungen für elektrische Wärmepumpen und E-Mobilität auf Verteilnetzebene durchgeführt und in die Netzberechnungen aufgenommen (siehe Kapitel 8.3.3). Die Sensitivität „Flex“ wird gegenüber dem Zielszenario EL95 berechnet und basiert ansonsten auf dessen jeweiligen Annahmen.

In der Sensitivität „Flex“ werden Erzeugungsmengen oberhalb von 70 % der Spitzenleistung von Wind Onshore netzdienlich gekappt und für die Wasserstoffelektrolyse verwendet

Für die Energiesystemanalyse wird angenommen, dass die knappheitsbedingte Bepreisung von Netzdienstleistungen zu erhöhten Eingriffsmaßnahmen in der Einspeisung von Wind Onshore in das Stromnetz führen. Bei fortschreitenden Klimaschutzbemühungen ist es per Annahme zudem gewinnbringend, die hierdurch nicht eingespeisten Strommengen für standortnahe Elektrolyseure zu nutzen. Die Modellierung von Netzengpässen findet in der Gesamtsystemanalyse nicht statt. Stattdessen werden die Mengen der Einspeisespitzenkappung von Wind Onshore exogen bestimmt. Dieser ist für die Sensitivität ab 2030 als Anteil von 70 % der Spitzenleistung festgelegt. In Abbildung 161 ist diese Methodik für eine exemplarische Windregion Deutschlands schematisch dargestellt.

Die anhand der Spitzenleistung gekappten Mengen von Onshore Windenergie machen für die abgebildeten Regionen insgesamt etwa 6 % der Gesamterzeugung aus. Dies entspricht einer Verdopplung der gekappten Windmengen im Vergleich zu den Annahmen der Basisszenarien.

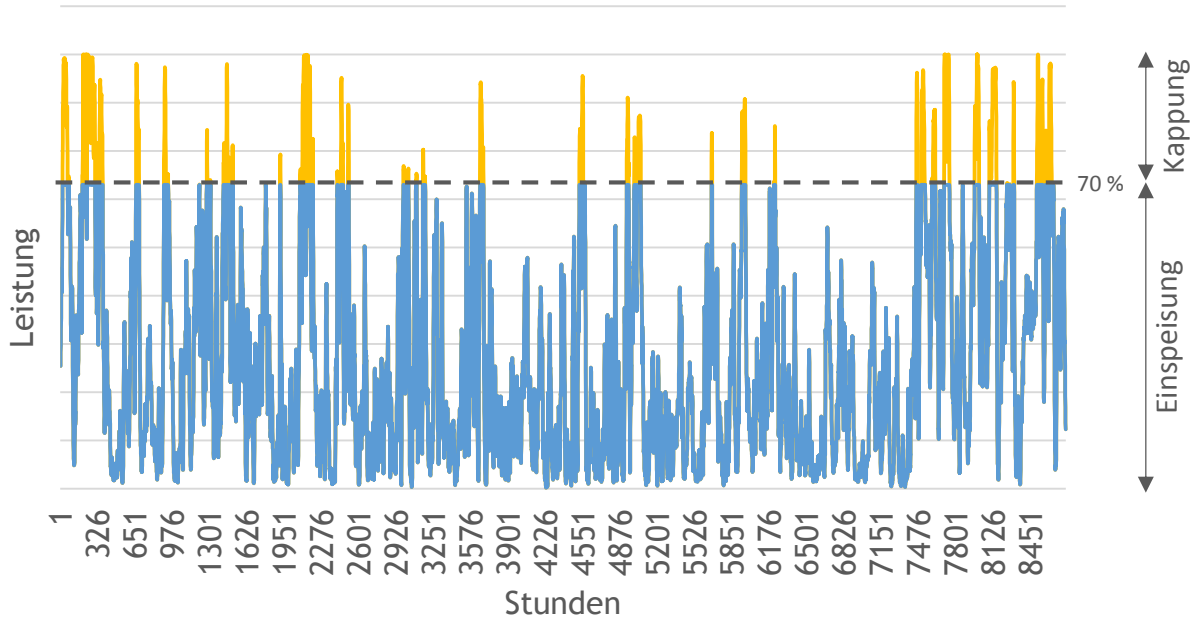


ABBILDUNG 161: SCHEMATISCHE DARSTELLUNG NETZDIENLICHER SPITZENKAPPUNG IN DER SENSITIVITÄT „FLEX“

8.3.2 Ergebnisse Gesamtenergiesystem

Die erhöhte Kappung von Windspitzen in der Sensitivität erwirkt einen Zuwachs an Elektrolysekapazitäten in Deutschland. Elektrolyseure müssen in der Sensitivität Windspitzen zur Wasserstoffherstellung verwenden und standortnah an der Winderzeugung gebaut werden. Abbildung 162 stellt die Differenz der Elektrolysekapazitäten in Deutschland zwischen der Sensitivität und dem Basisszenario EL95 grafisch dar.

In 2030 sind die Elektrolysekapazitäten um 3,0 GW und damit knapp 20 % höher als im Basisszenario EL95. Die Differenz erhöht sich bis 2040 auf 4,1 GW, was wiederum 18 % der Kapazitäten in Szenario EL95 entspricht. Die Differenz sinkt zwischen 2040 und 2050 wieder ab. In 2050 ist die Kapazität deutscher Elektrolyseure zwischen der Sensitivität „Flex“ und dem Basisszenario EL95 beinahe ausgeglichen.

Die dargestellte Entwicklung spiegelt den vermehrten mittelfristigen Kapazitätsbedarf an Elektrolyseuren aufgrund von festgeschriebener Spitzenkappung der Windenergie wieder. Bereits im Basisszenario EL95 werden jedoch hohe Kapazitäten an Elektrolyseuren benötigt um die Wasserstoffnachfrage aus Industrie und Verkehr zu decken. Per Annahme wird in allen zielerreichenden Szenarien (EL80/95, TM80/95) kein dampfreformierter Wasserstoff zur Deckung zukünftig zusätzlichen Wasserstoffbedarfs eingesetzt. Da Transportkosten einen hohen Anteil der Bezugskosten ausmachen, wird der benötigte synthetische Wasserstoff überwiegend in Deutschland produziert und wenn möglich erzeugungsnah verbraucht. Die Erzeugung erfolgt in den Szenarien bei hoher Anlagenauslastung. In der Sensitivität werden zusätzliche Kapazitäten bis 2040 benötigt, um Wasserstoff aus Windspitzen bei geringerer Auslastung erzeugen zu können. Mit weiter zunehmender Wasserstoffnachfrage nach 2040 in Szenario EL95 (137 TWh in 2050) sind die

Kapazitäten zur Nutzung der Windspitzen bereits vorhanden, sodass in der Sensitivität kein erhöhter Ausbau notwendig ist.

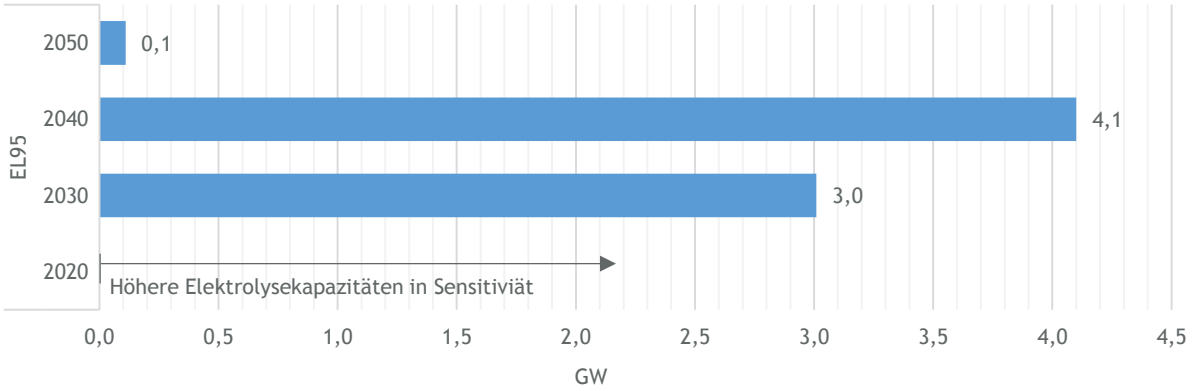


ABBILDUNG 162: DIFFERENZ DER ELEKTROLYSEKAPAZITÄTEN IN DEUTSCHLAND ZWISCHEN SENSITIVITÄT „FLEX“ UND BASISSZENARIO EL95 JE STICHJAHR

Da die Erzeugung synthetischen Wasserstoffs per Definition in dieser Studie rein nachfrageseitig getrieben wird, ändern sich die Erzeugungsmengen nicht. Die erhöhte Spitzenkappung der Sensitivität bewirkt somit lediglich niedrigere Volllaststunden von inländischen Elektrolyseuren ggü. dem Basisszenario EL95. Abbildung 163 stellt die Volllaststunden der inländischen Elektrolyse als jährliche Differenz zwischen der Sensitivität und dem Basisszenario EL95 dar.

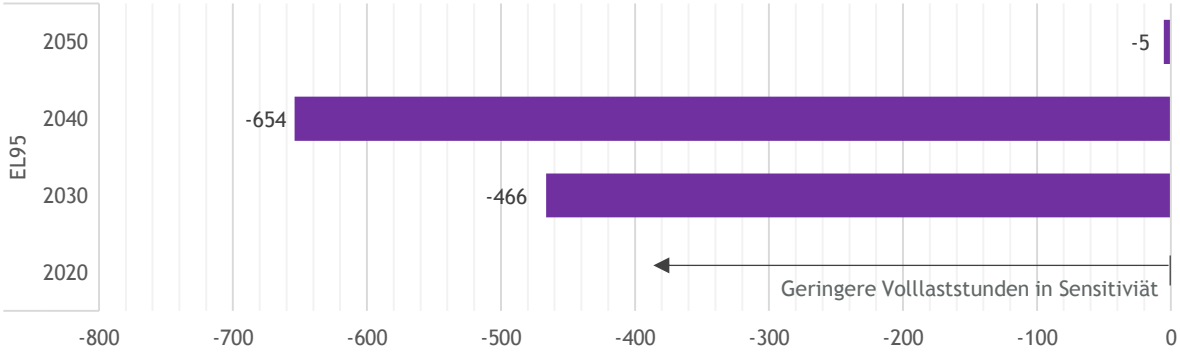


ABBILDUNG 163: DIFFERENZ DER VOLLLASTSTUNDEN INLÄNDISCHER EKETROLYSE ZWISCHEN SENSITIVITÄT „FLEX“ UND BASISSZENARIO EL95

Entsprechend der Kapazitätsentwicklung zwischen Sensitivität und Basisszenario sind die Volllaststunden in der Sensitivität in allen Stichjahren nach 2020 niedriger. In 2020 werden nur geringe Mengen an synthetischem Wasserstoff nachgefragt, welche von Anlagen mit hoher Auslastung (knapp 6400 Volllaststunden) bedient werden. Die Auslastung sinkt bei Nutzung der gekappten Spitzen aus Onshore Windenergieanlagen. Eine erhöhte Kappung bewirkt geringere Volllaststunden in der Sensitivität ggü. dem Basisszenario mit der größten Differenz von minus 654 Stunden in 2040 (4290 Stunden in EL95 versus 3636 Stunden in EL95 „Flex“). Mit zunehmender

Wasserstoffnachfrage bei knappen EE-Potenzialen im deutschen Energiesystem sinkt die Auslastung der Elektrolyseure auf nur noch 2576 Volllaststunden in 2050 (2571 Volllaststunden für EL95 „Flex“). Bei dieser Auslastung können die gekappten Windspitzen der Sensitivität die bisher verwendeten erneuerbare Energien ohne zusätzliche Kapazitäten ersetzen.

8.3.3 Ergebnisse Stromnetze[193]

Wie die in Unterabschnitt 7.3.1 vorgestellten Untersuchungsergebnisse zeigen, ergibt sich durch die Erreichung einer Treibhausgasminderung von 95 % unter der Annahme einer weitgehenden Elektrifizierung der Endenergieverbrauchssektoren ein Ausbaubedarf von 252,5 Mrd. € im Verteilnetz sowie von 58,1 Mrd. € (Onshore-Netz) im Übertragungsnetz. Eine Möglichkeit zur Reduktion des zu erwartenden Investitionsbedarfes bietet die Nutzung von in Verteilnetzen verorteten Lasten und Erzeugern als netzorientierte Flexibilitätsoptionen. Hierbei werden die Flexibilitätsoptionen aktiv zur Unterstützung des Verteilnetzes genutzt. Ziel ist die Reduzierung oder Vermeidung von Netzausbaumaßnahmen durch Minderung der Netzbelastung im auslegungsrelevanten Netznutzungsfall. Darüber hinaus gilt es im Rahmen dieser Sensitivität den Einfluss einer erhöhten Spitzenkappung mit gleichzeitig lokaler Erzeugung von Wasserstoff auf den Investitionsbedarf des Übertragungsnetzes zu untersuchen.

Im Folgenden wird der Einfluss des Einsatzes von Flexibilitätsoptionen auf den auslegungsrelevanten Netznutzungsfall analysiert.

Methodik Verteilnetz

Die zur Analyse des Einflusses eines netzorientierten Einsatzes von Flexibilitätsoptionen angewandte Methodik, wurde bereits im Rahmen anderer Netzstudien genutzt[194]. In einem ersten Schritt werden Netzzeitreihen erstellt. Das Einsatzverhalten, insbesondere wärmebasierter Flexibilitätsoptionen ist stark von saisonalen oder wöchentlichen Einflussfaktoren abhängig. Aus diesem Grund wird die Untersuchung auf Basis von Zeitreihen durchgeführt, die anschließend auf die auslegungsrelevanten Netznutzungsfälle reduziert werden. Dazu wird für jedes Verteilnetz zunächst eine Simulation der Netzbelastung ohne den Einfluss von Flexibilitätsoptionen durchgeführt. Für die in den Netzdaten eingetragenen Lasten erfolgt dies auf Basis von Standardlastprofilen. Dabei kommen Lastprofile für Haushalts-, Gewerbe- und Industriekunden zum Einsatz, die auf Basis der in der Regionalisierung genutzten Strukturdaten und in Abhängigkeit von der jeweiligen Spannungsebene, skaliert werden.

Das Einspeiseverhalten von EE-Anlagen wird hingegen unter Nutzung von Wettermodelldaten des Deutschen Wetterdienstes (DWD)[195] aus dem Jahr 2013 analysiert. Die so ermittelten Wetterdaten können anschließend über physikalische Anlagenmodelle in Einspeiseleistungen umgerechnet werden und vervollständigen somit die Netzzeitreihen[196].

Die Untersuchung unterschiedlicher Betriebsstrategien von Flexibilitätsoptionen bedarf zunächst der Analyse des heutigen Ist-Zustandes, also dem Betriebsfall, in dem kein externer Einfluss auf den Anlagenbetrieb vorliegt. Bei Heizungssystemen entspricht dies einem rein wärmegeführten Betrieb, bei Solarstromspeichern einer reinen Eigenverbrauchserhöhung und bei EV einer sofortigen Ladung bei Ankunft an einem Ladepunkt.

[193] Autor: ef.Ruhr.
[194] ef.Ruhr (2017).
[195] DWD (2013).
[196] Liebenau et al. (2013).

Zur Bestimmung realitätsnaher Lastgänge der betrachteten Flexibilitätsoptionen sind neben einem physikalischen Anlagenmodell Informationen zur Anlagendimensionierung, der individuellen Versorgungsaufgabe sowie (bei Heizungssystemen) der Verlauf der Außentemperatur notwendig. Da sich bei einer großen Anzahl betrachteter Anlagen zudem natürliche Durchmischungseffekte ergeben, sind zudem Kenntnisse über das stochastische Verhalten der Versorgungsaufgabe notwendig. Für WP wird zur Dimensionierung auf allgemeine Dimensionierungsvorschriften sowie öffentlich verfügbare Förderdaten zurückgegriffen[197]. Der Bedarf an Heizwärme wird unter Nutzung eines stochastischen Modells ermittelt[198].

Für EV entscheidet primär das Mobilitätsverhalten der Nutzer über Ladeverhalten und Flexibilitätspotenzial. In einer Dissertation aus dem Jahr 2013 wurde hierzu das Fahrverhalten einer Vielzahl von Teilnehmern einer Mobilitätsstudie ausgewertet und in ein stochastisches Simulationsmodell überführt[199]. Als Ergebnis konnte einerseits ein stochastisches Modell zur Simulation des Lastverhaltens von EV als auch Erkenntnisse zur Berücksichtigung in der Netzplanung gewonnen werden.

Nach Simulation des ungesteuerten Betriebsverhaltens kann dieses in die Zeitreihenbetrachtung der einzelnen Verteilnetze integriert werden. Als Ergebnis existiert für jedes untersuchte Netz eine realitätsnahe Belastungszeitreihe, die aus einem ungesteuerten Betrieb der betrachteten Flexibilitätsoptionen resultiert. Der Maximal- bzw. Minimalwert der so ermittelten Residuallast des jeweiligen Netzes wird anschließend den netzauslegungsrelevanten Belastungsfällen (Starklast und Rückspeisung) zugeordnet. Anschließend wird untersucht, inwiefern sich diese Belastungsfälle durch andere Betriebsweisen der Flexibilitätsoptionen verändern.

Zur Bestimmung des Potenzials von Flexibilitätsoptionen zur Reduktion der Netzbelastung wird ein Optimierungsansatz zur Glättung der residualen Last des jeweiligen Verteilnetzes genutzt. Durch einen iterativen Modellansatz wird dabei sichergestellt, dass alle im jeweiligen Netz befindlichen WP und EV je nach individuellem Potenzial sowohl zur Reduktion der maximal bezogenen Leistung als auch der maximalen Rückspeisung beitragen. Da die Bestimmung der optimalen Betriebsstrategie einer Vielzahl von Flexibilitätsoptionen ein komplexes und somit rechenintensives Optimierungsproblem ist, kann der netzorientierte Betrieb jedoch nicht für jedes betrachtete Netz einzeln simuliert werden. Aus diesem Grund wird zunächst die optimale Betriebsstrategie für sechs typische Lastverläufe berechnet, die sich an den zuvor definierten NGK orientieren. Aus diesen wird für jedes betrachtete Netz die geeignetste Betriebsstrategie ausgewählt. Dieses führt gegenüber einer dedizierten Betriebsoptimierung für jedes Netz zu geringen Ineffizienzen, die in der praktischen Umsetzung in Form von Prognoseunsicherheiten und netzebenen-übergreifenden Auswirkungen ebenfalls auftreten.

In der klassischen Netzplanung erfolgt die Bestimmung der auslegungsrelevanten Betriebsfälle anhand der installierten Leistung einzelner Verbraucher, gemessener Spitzenlasten oder auf Basis

[197] BAFA (2015).
[198] Kippelt et al. (2016).
[199] Rolink (2013).

von Erfahrungswerten bezüglich der Gleichzeitigkeit bestimmter Verbraucher. Eine Netzplanung auf Basis von Zeitreihen findet heute in Verteilnetzen in der Regel nicht statt. Da die Analyse des Betriebsverhaltens von Flexibilitätsoptionen jedoch auf der Betrachtung von Zeitreihen aufbaut, ergibt sich das Problem der Übertragbarkeit von Erkenntnissen aus der Zeitreihenanalyse auf die heute übliche Netzplanung. Um auf Basis der Zeitreihenanalyse dennoch Rückschlüsse auf die in der Netzplanung zu berücksichtigenden Netznutzungsfälle ziehen zu können, werden die relativen Änderungen der netzauslegungsrelevanten Betriebsfälle, die in der Zeitreihenanalyse ergeben, auf die in der klassischen Netzplanung berücksichtigten Leistungswerte übertragen. Zeigt bspw. die Analyse des netzorientierten Betriebsverhaltens gegenüber dem ungesteuerten Betrieb eine Erhöhung der Spitzenlast von 10 %, wird dies ebenfalls in die Netzplanung übertragen. Ein analoges Vorgehen wird für die Veränderung der Einspeisung im Rückspeisefall gewählt.

Innerhalb der HS-Ebene wird der Netzausbedarf anhand der in Unterabschnitt 3.4.2.1 beschrieben Methodik extrapoliert. Eine zusätzliche Reduktion des Netzausbaubedarfes wird nicht betrachtet, da hier bereits die erforderlichen Investitionen durch den Einsatz der Spitzenkappung auch im Basisfall reduziert werden. Wie bereits in vergangenen Studien[200] aufgezeigt wurde, ist der Einfluss des Flexibilisierungspotentials durch die Elektromobilität und WP in der HS-Ebene zu vernachlässigen. Eine erhöhte Spitzenkappung in Kombination mit der Zunahme von einer lokalen Wasserstofferzeugung in der HS-Ebene kann jedoch in Abhängigkeit der Positionierung der Anlagen ggf. einen erheblichen Einfluss auf den Ausbaubedarf in der HS-Ebene haben. So kann eine einspeisenahe Positionierung der Wasserstofferzeugung in der HS-Ebene (ggf. sogar gleicher Netzverknüpfungspunkt) zu einer Reduktion der Netzbelastungen führen. Eine eher zentrale Wasserstofferzeugung nahe der Umspannebene zum Übertragungsnetz für alle unterlagerten DEA führt hingegen nicht zwangsläufig zu einer Reduktion der Netzbelastungen im HS-Netz. Der Ansatz einer netzorientierten Positionierung und Dimensionierung der Wasserstofferzeugung mit einem Anschluss in der HS-Ebene sollte im Rahmen weiterer Analysen untersucht und verfolgt werden.

Methodik Übertragungsnetz

Im Gegensatz zur Verteilnetzebene wird in der Übertragungsnetzebene im Rahmen der Sensitivität „Flex“ keine direkte Veränderung der Planungsgrundsätze im Übertragungsnetzmodell angenommen. Allerdings wird im Rahmen dieser Sensitivität bereits bei der Ermittlung der bundeslandscharfen Zeitreihen (vgl. Abschnitt 3.4.1) eine Erhöhung der planerischen Spitzenkappung auf 6 % vorgenommen. Hierbei werden die zusätzlichen 3 % jedoch nicht ungenutzt abgeregelt, sondern zur Wasserstofferzeugung genutzt. Die Deckung der Leistung in den Stunden der Abregelung sind durch den restlichen Erzeugungsmix in Deutschland und ggf. auch durch Importe aus anderen europäischen Ländern zu decken. Diese Form der Flexibilisierung beinhaltet jedoch keine Bewertung des Netzzustandes.

[200] ef.Ruhr (2017).

Verteilnetz Ergebnis

Die Ergebnisse der durchgeführten Untersuchung hinsichtlich des Einsparpotentials auf Verteilnetzebene durch Ausnutzung von netzorientierten Flexibilitätsoptionen werden in Abbildung 164 dargestellt. Die Untersuchung zeigt gegenüber dem Szenario EL95 eine Reduktion des Investitionsbedarfes sowohl in der NS- als auch in der MS-Ebene. Der Investitionsbedarf sinkt in der NS-Ebene von 149,8 Mrd. € auf 103,4 Mrd. € und in der MS-Ebene von 35,7 Mrd. € auf 29 Mrd. €. Damit zeigt die Untersuchung, dass ein netzorientierter Einsatz von Flexibilitätsoptionen zu einer Reduktion des Investitionsbedarfes in der NS- und MS- Ebene beitragen kann. Als Flexibilitätsoptionen stehen lastseitig sowohl WP als auch EV zur Verfügung.

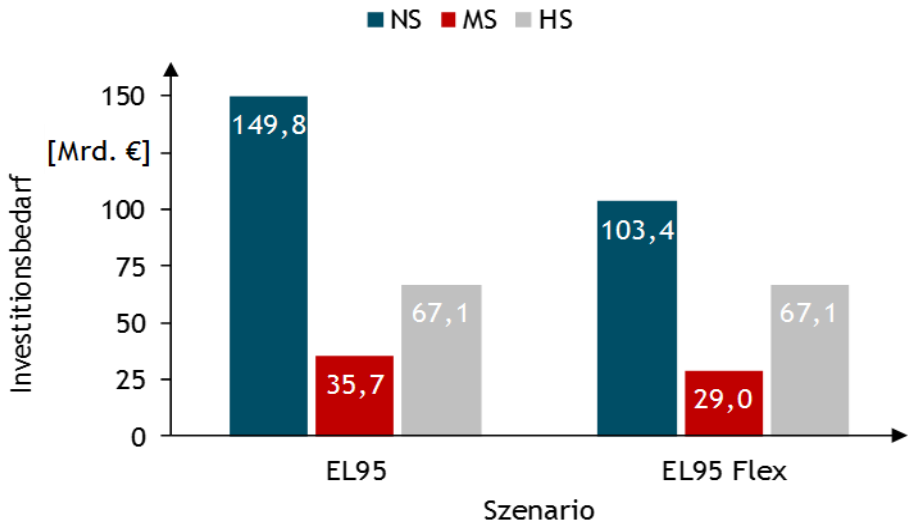


ABBILDUNG 164: INVESTITIONSBEDARF BIS 2050 IM VERTEILNETZ IN DER SENSITIVITÄTSANALYSE FLEX

Eine genaue Zuordnung der jeweiligen Verschiebepotentiale zu den möglichen Einsparpotentialen ist aufgrund der gemeinsamen Versorgungsaufgabe nicht möglich. Grundsätzlich kann jedoch festgehalten werden, dass das zeitliche Verschieben von Ladevorgängen bis in die Morgenstunden (Abfahrtszeit des EV) i. d. R. einen größeren zeitlichen Spielraum gegenüber der Nutzung des thermischen Speichers im Falle von WP ermöglicht. Bei der Einschätzung des Verschiebepotentials von EV gilt es zu beachten, dass die verschiebbare zu ladende Energie durch stochastisch verteilte Fahrtstrecken in einem betrachteten Netzgebiet schwankt. Im Falle von WP kann der thermische Speicher zur Verschiebung des WP-Einsatzes genutzt werden. WP weisen in der Summe in einem Netzgebiet aufgrund gleicher Umwelteinflüsse ein sehr ähnliches Verhalten auf und stellen damit in ihrer Gesamtheit ein gleichbleibendes Verschiebpotential über alle WP dar. Folglich kann neben der Reduktion der Gleichzeitigkeit für EV auch die hohe anzusetzende Gleichzeitigkeit im Falle von Wärmepumpen (ungesteuerter Betrieb) für die Netzplanung durch einen netzdienlichen Einsatz reduziert werden. Darüber hinaus ist die thermische Trägheit eines Hauses ein relevanter Aspekt, welcher das Potential noch weiter erhöhen kann, wenngleich dieser im Rahmen der Studie nicht berücksichtigt wird.

Wie bereits in Unterabschnitt 7.3.1 ausgeführt, gilt es zu diskutieren inwieweit die hier identifizierte Reduktion des Investitionsbedarfes durch Anpassungen der Anschlussrichtlinien sowie dem Einsatz einer intelligenten Steuerung (Begrenzung der EV-Ladeleistungen in Abhängigkeit der Netzbelastung) und Flexibilitätsoptionen möglich ist. In diesem Zusammenhang ist zu beachten, dass die Steuerung der Ladeleistung im Bedarfsfall sowohl den Zugriff z. B. des Netzbetreibers als auch die Akzeptanz der Netznutzer voraussetzen. Einen grundsätzlichen gesetzlichen Rahmen schafft hier der § 14 a ENWG. In diesem Zusammenhang gilt es zukünftig zu klären, welches „Recht auf Mobilität“ auch in der NS-Ebene für jeden Netznutzer gewährt werden sollte und wie dieses definiert wird. Die Schaffung eines Gleichzeitigkeitsregimes[201] hängt hier eng mit der Frage der Ladeleistung und der Verfügbarkeit zusammen und ist analog zum Planungsinstrument der Spitzenkappung im Bereich der EE-Integration zu sehen.

Der Investitionsbedarf in der HS-Ebene bleibt hingegen unverändert, da methodisch keine Veränderung gegenüber dem Szenario EL95 vorgenommen wurde (s. Methodik im Verteilnetz in Unterkapitel 8.3.3). Eine zusätzliche Reduktion des Netzausbaubedarfes im Szenario „Flex“ wird nicht unterstellt, da bereits die erforderlichen Investitionen durch den Einsatz der Spitzenkappung im Szenario EL95 entsprechend reduziert werden. Eine erhöhte Spitzenkappung in Kombination mit der Zunahme von einer lokalen Wasserstofferzeugung in der HS-Ebene kann jedoch in Abhängigkeit der Positionierung der Anlagen ggf. einen Einfluss auf den Ausbaubedarf in der HS-Ebene haben und sollte daher in weiterführenden Studien untersucht werden. Der Einfluss des Flexibilisierungspotentials durch EV und WP in der HS-Ebene ist gering[202] und hat daher ebenfalls keinen Effekt auf den zu erwartenden Netzausbau in der HS-Ebene.

Übertragungsnetz Ergebnis

Die erforderlichen Investitionen im Rahmen der Sensitivitätsanalyse „Flex“ sind für das Übertragungsnetz in Abbildung 165 dargestellt. Im Vergleich zum Szenario EL95 ergeben sich im Übertragungsnetz mit ca. 58 Mrd. € im Bereich Onshore-Netze nahezu keine Veränderungen des erforderlichen Investitionsvolumens durch Flexibilitätsoptionen. Dies ist vorwiegend mit der Annahme eines deutschlandweiten Ansatzes der pauschalen Erhöhung der Abregelung ohne Kenntnis des Netzzustandes zu begründen. Folglich ist nicht gewährleistet, dass bei Abregelung von EE die zu erbringende Leistung durch z. B. Gaskraftwerke jenseits eines möglichen Netzengpasses erhöht wird. Hier wäre es sogar denkbar, dass Netzengpässe möglicherweise verstärkt werden könnten. In der Praxis wird die höhere Flexibilisierung durch eine Erhöhung der Abregelung unter Berücksichtigung des Netzzustandes erfolgen. Daher ist eine Zunahme der Investitionen in den Netzausbau auf Übertragungsnetzebene nicht zu erwarten. Im Gegenteil kann durch gezielte Abregelung und gezieltes Hochfahren von Erzeugungseinheiten das Übertragungsnetz entlastet werden. Sofern die abregelten Einspeisespitzen einer geringen Last gegenüberstehen, kann die abgeregelte Energie in Form von Wasserstoff gespeichert und das Hochfahren von Erzeugungseinheiten sogar vollständig entfallen. Dies führt zwangsläufig zu einer Reduktion der Netzbelastungen. Die Kombination einer lokalen Nutzung von Einspeisespitzen für

[201] BNetzA (2017)
[202] ef.Ruhr (2017).

die Erzeugung von Wasserstoff sollte in weiterführenden Studien unter Berücksichtigung einer integrierten Bewertung von Positionierung und Netzzustand genauer beleuchtet werden.

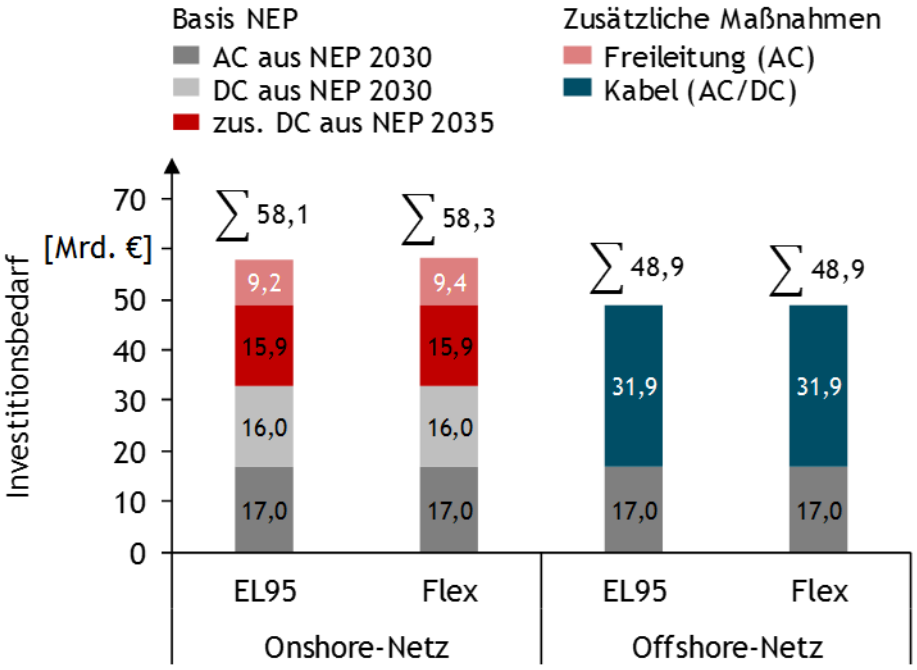


ABBILDUNG 165: INVESTITIONSBEDARF BIS 2050 IM ÜBERTRAGUNGSNETZ IN DER SENSITIVITÄTSANALYSE FLEX

8.4 Sensitivität 3: OH-LKW

8.4.1 Hintergrund und Annahmen

Hybrid-Oberleitungs-LKW (OH-LKW) könnten eine geeignete Technologie darstellen, um den schweren Straßengüterverkehr zunehmend zu elektrifizieren. Dabei wird die Oberleitungsinfrastruktur durch eine Kombination aus direkt versorgten elektrischen Antrieben mit Pufferspeichern und einem sekundären Antriebsstrang bspw. aus Dieselmotoren versorgt. In ersten Testprojekten (z.B. Reineld-Lübeck) erfolgt bereits heute der Ausbau eines Oberleitungsnetzes auf deutschen Autobahnstreckenabschnitten. Visionäre der Technologie sprechen sich für einen schrittweisen Aufbau und Verdichtung des Gesamtnetzes über einen polyzentrischen Ansatz aus. In Regionen mit einem hoher Verkehrsleistung soll durch ein geeignetes regionales Schwerlastverkehrsnetz eine Nachfrage nach der Nutzung von OH-LKW erzeugt werden. Für eine größere regionale Abdeckung müsste danach eine kontinuierliche Verbindung der einzelnen Oberleitungsschwerpunkte erfolgen.

In keinem der Zielszenarien wird bislang von einer Marktdurchdringung mit OH-LKW ausgegangen. Daher dient die hier beschriebene Sensitivitätsrechnung dazu, die Effekte eines Markthochlaufs von OH-LKW (inkl. Infrastrukturausbau) zu beleuchten. Diese Sensitivität wird für die Basisszenarien EL95 und TM95 berechnet und basiert ansonsten auf den jeweiligen Annahmen.

Bis zu 8.000 km deutscher Bundesautobahnen werden mit Oberleitungen ausgebaut

Aus Vereinfachungsgründen wird in der Sensitivität „OH-LKW“ kein detaillierter Aufbau des Netzes (z.B. über einen polyzentrischen Ansatz) modelliert. Stattdessen wird der jährliche Ausbau des Oberleitungsnetzes deterministisch bestimmt und kostenseitig abgebildet. In Abhängigkeit des Oberleitungszubaus wird ermittelt, welche Anteile OH-LKW in der Fahrzeugflotte Schwerlastverkehr (LKW > 12 t) einnehmen und wie sich entsprechende Zulassungsraten entwickeln. Abbildung 166 stellt den Trassenausbau von Oberleitungen auf deutschen Bundesautobahnen sowie den Marktzuwachs von OH-LKW für die Sensitivitätsrechnung der Szenarien EL95 und TM95 grafisch dar.

Ausgehend von ersten erfolgreichen Teststrecken findet ein Ausbau des Oberleitungsnetzes auf hochfrequentierten deutschen Autobahnstreckenabschnitten statt. Der Ausbau erfolgt zunächst schrittweise über die Verbindung sogenannter „hot spots“. Ab 2030 findet der stärkste Streckenausbau statt. In EL95 wird angenommen, dass durch die im Szenario definierte Bevorzugung elektrischer Antriebstechnologien auch die Marktdurchdringung hybrider Oberleitungs-LKW verstärkt. Dementsprechend findet ein stärkerer Ausbau statt als in TM95. In Zeiten des Markthochlaufes ab etwa 2030 werden in EL95 jährlich 500 km (zweiseitiges) Oberleitungsnetz zugebaut. In TM95 findet im selben Zeitraum dagegen ein maximaler Zubau von 300 km/a (zweiseitig) statt. Es wird unterstellt, dass in EL95 bis zu 8000 km, in TM95 bis zu 4000

km des deutschen Autobahnnetzes mit Oberleitungen ausgebaut werden. Dies entspricht über 60 % der deutschen Bundesautobahnen.[203]

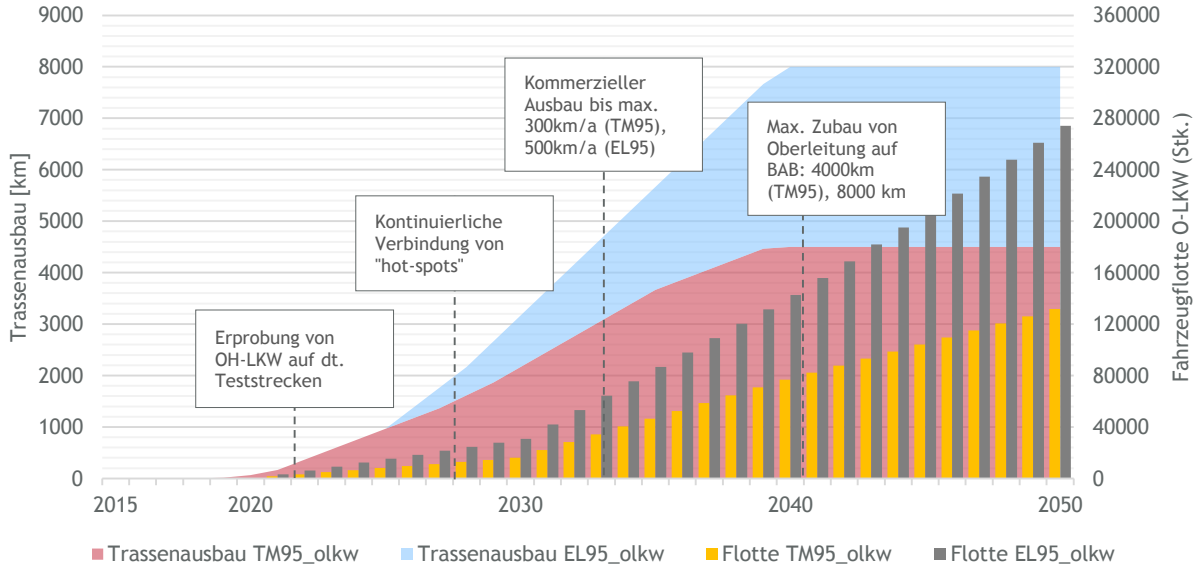


ABBILDUNG 166: TRASSENZUBAU UND FLOTTENENTWICKLUNG VON OH-LKW IN EL95 UNDTM95

Mit zunehmendem Streckenausbau steigt die Attraktivität von Hybrid-Oberleitungs-LKW. In 2050 machen OH-LKW zwischen 35 % und 70 % der LKW-Neuzulassungen im Schwerlastverkehr aus.

Die meistbefahrenen 4.130 km deutscher Bundesautobahnen tragen 64 % der Fahrleistung am gesamten Autobahnnetz, für die meistbefahrenen 8.120 km erhöht sich dieser Wert auf 91 %.[204] Der Anteil der neuzugelassenen Hybrid-Oberleitungs-LKW erhöht sich entsprechend des Oberleitungs-Infrastrukturausbaus schrittweise, jedoch verzögert.

In EL95 erhöht sich die Attraktivität des Systems für Logistikanbieter besonders zwischen 2030 und 2040, wenn 4.500 km Oberleitung ausgebaut sind. OH-LKW werden im Bereich des Schwerlastverkehrs und besonders in Form von Sattelzugmaschinen eingesetzt. Ihr Anteil an Neuzulassungen macht der Sensitivitätsrechnung von EL95 in 2040 40 % der gesamten Neuzulassungen aller LKW > 12 t aus. Dieser Wert steigt mit zunehmendem Streckenausbau auf bis zu 70 % bis 2050.[205] Hieraus folgenden befinden sich in 2050 etwa 270.000 Hybrid-Oberleitungs-LKW auf deutschen Bundesautobahnen.

In der Sensitivitätsrechnung für TM95 spiegelt sich die zunehmende Attraktivität mit fortschreitendem Ausbau der Oberleitungen ebenso in den Neuzulassungsraten wieder. Der im Vergleich zu EL95 beschränkte Oberleitungszubau sowie ein technologieneutraler

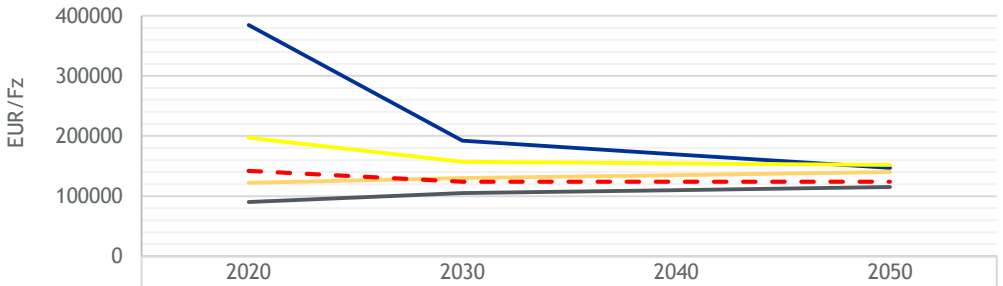
[203] Statistisches Bundesamt (2017).
[204] Fraunhofer ISI (2017).
[205] Eine detaillierte Darstellung der Neuzulassungsraten der Sensitivität „OH-LKW“ befindet sich in Tabelle 75 des Datenanhangs.

Regulierungsrahmen bewirken jedoch eine geringere Nutzung von OH-LKW im Schwerlastverkehr. In 2040 sind ein Viertel der Neuzulassungen im Schwerlastverkehr (LKW > 12 t) OH-LKW, bei einem Oberleitungs-Streckennetz von 3.500 km. Bis 2050 steigt der Neuzulassungsanteil von OH-LKW auf 35 % an. Entsprechend sind in 2050 etwa 131.000 Hybrid-Oberleitungs-LKW auf deutschen Bundesautobahnen.

Diesel-Oberleitungshybrid dominieren den Markt aufgrund von Kostenvorteilen und Flexibilität

OH-LKW sind besonders für Spediteure interessant, welche einen möglichst hohen Anteil der Strecke an der Oberleitung fahren können. Daher wird davon ausgegangen, dass die eingesetzten Fahrzeuge unter dem angenommenen Infrastrukturzubau und der Flottenentwicklung in Deutschland einen Fahranteil an der Oberleitung von 80 % erreichen, d.h. nur 20% der Fahrleistung dieselbasiert erfolgt. Es wird angenommen, dass der Diesel-Oberleitungshybrid die dominierende infrastrukturgebundene Antriebstechnologie darstellen wird, da er die geringsten Investitionskosten bei hoher Flexibilität besitzt (vor allem in Bezug auf grenzüberschreitenden Verkehr). Von anderen OH-LKW-Antriebstechnologien wird daher abstrahiert. Wie in Abbildung 167 dargestellt, sinken die fahrzeugseitigen Kostenkomponenten des Diesel-OH-LKW über den Betrachtungszeitraum.

Die Differenzkosten zwischen Diesel-OH-LKW und Diesel-LKW, welche die Kosten für Pantograph, Batterie, Steuerungs- und Leistungselektronik ausmachen, sinken von etwa 67.000 EUR in 2020 auf nur noch 8.500 EUR in 2050. Die Investitionskosten des Oberleitungsausbaus betragen 2,0 Mio. EUR je km (beidseitig).[206] Die fixen Betriebs- und Wartungskosten der Infrastruktur machen jährlich 1 % der getätigten Investitionen in Oberleitungen aus.



	2020	2030	2040	2050
LKW (> 12t) Diesel	90370	104862	110105	115348
LKW (> 12t) Methan	122037	129862	135105	140348
LKW (> 12t) Wasserstoff	384493	192247	169619	146991
LKW (> 12t) Batterie	197033	157118	154506	151893
LKW (> 12t) Diesel-OH	141801	123872	123872	123872

ABBILDUNG 167: INVESTITIONSKOSTEN FÜR LKW >12 T IM ZEITLICHEN VERLAUF
Quellen: Annahmen basierend auf IEA (2017), Arndt et al. (2016) und Fraunhofer ISI (2015)

[206] Vgl. Fraunhofer ISI (2017).

8.4.2 Ergebnisse Gesamtenergiesystem

OH-LKW verdrängen in EL95 besonders wasserstoffbetriebene LKW, während sie in TM95 überwiegend LNG-LKW ersetzen

Der Einsatz von OH-LKW in den Szenarien EL95 und TM95 bewirkt eine Verdrängung anderer Antriebstechnologien im Schwerlastverkehr und wirkt sich somit auf den Endenergieverbrauch des Verkehrssektors aus. Abbildung 168 stellt die Veränderungen des Endenergieverbrauchs der Sensitivität „OH-LKW“ gegenüber den Basisszenarien für 2050 dar.

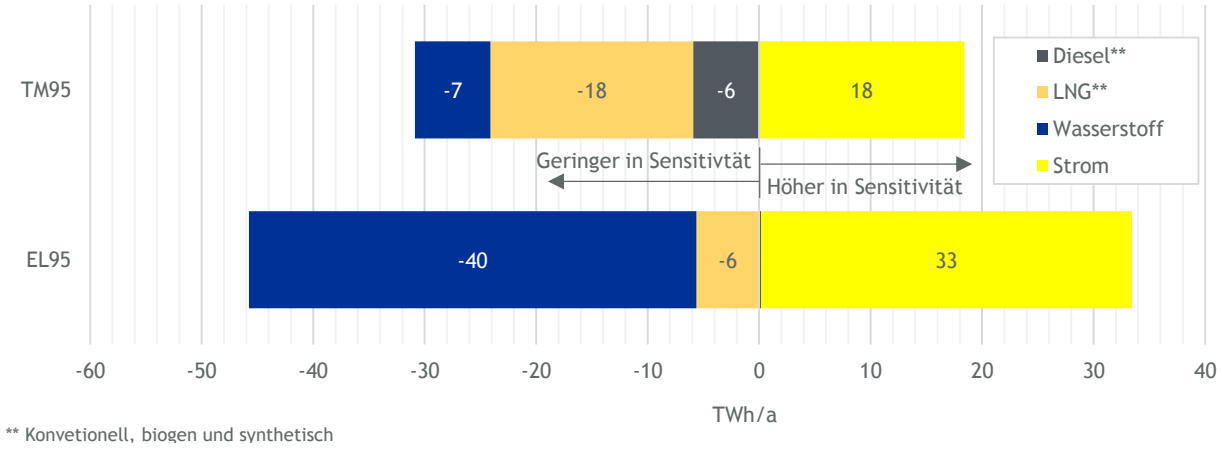


ABBILDUNG 168: DIFFERENZ DES ENDENERGIEVERBRAUCHS ZWISCHEN DER SENSITIVITÄT „OH-LKW“ UND DEN BASISSZENARIEN EL95 UND TM95 IN 2050

In Szenario EL95 werden in 2050 über 270.000 OH-LKW eingesetzt. Etwa 74 % der dadurch ersetzten Antriebstechnologien sind H_2 FCV-Antriebe. Entsprechend ist ein Rückgang der Wasserstoffnachfrage des Verkehrssektors von etwa 40 TWh in 2050 zu erkennen. Die restlichen verdrängten Antriebe der Sensitivität sind in ähnlichen Teilen batterie-, diesel- und gasbetriebene LKW (zwischen 20.000 und 35.000 Stück). Der Rückgang der LNG-Nachfrage entspricht dem Austausch der jeweiligen Fahrzeuge. Ein Rückgang an Diesel- und Stromnachfrage aufgrund von geringerem Flottenanteil reiner Diesel- und BEV-LKW ist dagegen nicht zu erkennen, da er durch die Flottenzunahme an Diesel-Oberleitungsantrieben und deren hybridem Einsatz von Diesel im Verbrennungsmotor kompensiert und Strom aus der Oberleitung überkompensiert wird. In der Sensitivitätsberechnung ist die Nachfrage nach Strom durch LKW in 2050 um 33 TWh höher als im entsprechenden Basisszenario EL95.

In Szenario TM95 sind in 2050 etwa 130.000 OH-LKW in der Sensitivität im Einsatz. Diese verdrängen gegenüber dem Basisszenario LNG-LKW (etwa 64.000 Stück) sowie wiederum reine Diesel-Verbrenner und H_2 FCV-LKW (zwischen 33.000 und 35.000 Stück). Der Rückgang von LNG- und H_2 FCV-LKW ist im Endenergieverbrauch entsprechend erkennbar (-18 TWh für LNG, -7 TWh für Wasserstoff). Ebenso ist die Nachfrage nach Diesel in der Sensitivität um 6 TWh niedriger als in TM95. Die geringere Marktdurchdringung dieselhybrider OH-LKW gegenüber der Sensitivitätsberechnung in EL95 kompensiert demnach hier nicht den Rückgang reiner Diesel-

Verbrenner. Der Strombedarf ist dagegen durch den Einsatz der Oberleitungs-Technologie in der Sensitivität in 2050 um 18 TWh höher als im entsprechenden Basisszenario TM95.

Der Einsatz von OH-LKW bewirkt einen Zuwachs des Strombedarfs des Verkehrssektors bei insgesamt jedoch niedrigerem Endenergieverbrauch

Insgesamt ist der Strombedarf des Verkehrssektors in der Sensitivitätsberechnung für EL95 in 2050 etwa 30 % höher als im Basisszenario. Für die Sensitivitätsrechnung in TM95 beträgt der Zuwachs 21 %. Durch den Rückgang des Bedarfs an Wasserstoff, Methan und Diesel ist der gesamte Endenergiebedarf des Verkehrssektors in der Sensitivität jedoch geringer als in den Basisszenarien. Somit führt der Einsatz von OH-LKW zu einer gesteigerten Flotteneffizienz. Für EL95 (sowie TM95) entspricht der durchschnittliche Kraftstoffverbrauch schwerer Lastkraftwagen in der Sensitivität in 2050 1,42 (1,65) kWh/km gegenüber 1,64 (1,88) kWh/km im Basisszenario.

Im Gesamtenergiesystem führt der Einsatz von OH-LKW nur in TM95 zu einer signifikant erhöhten Stromnachfrage

Die Verdrängung von H_2-FCV-Antrieben durch Hybrid-Oberleitungs-LKW und der einhergehende Rückgang des Wasserstoffbedarfes haben indirekt Auswirkung auf die deutsche Stromnachfrage. Es wird unterstellt, dass zusätzlicher Wasserstoffbedarf des Verkehrssektors in Zukunft synthetisch mittels Elektrolyse hergestellt wird. Da die Transportkosten einen bedeutenden Anteil der Bereitstellungskosten für Wasserstoff ausmachen, erfolgt die Erzeugung ausschließlich inländisch (siehe Kapitel 3.3.4). Der Rückgang des Wasserstoffbedarfes senkt damit die Wasserstoffproduktion inländischer Elektrolyseure und somit auch den hierfür benötigten Stromverbrauch. Abbildung 169 stellt die beeinflusste Entwicklung der Stromnachfrage als Differenz der Sensitivität „OH-LKW“ und ihrem Basisszenario EL95 und TM95 dar.

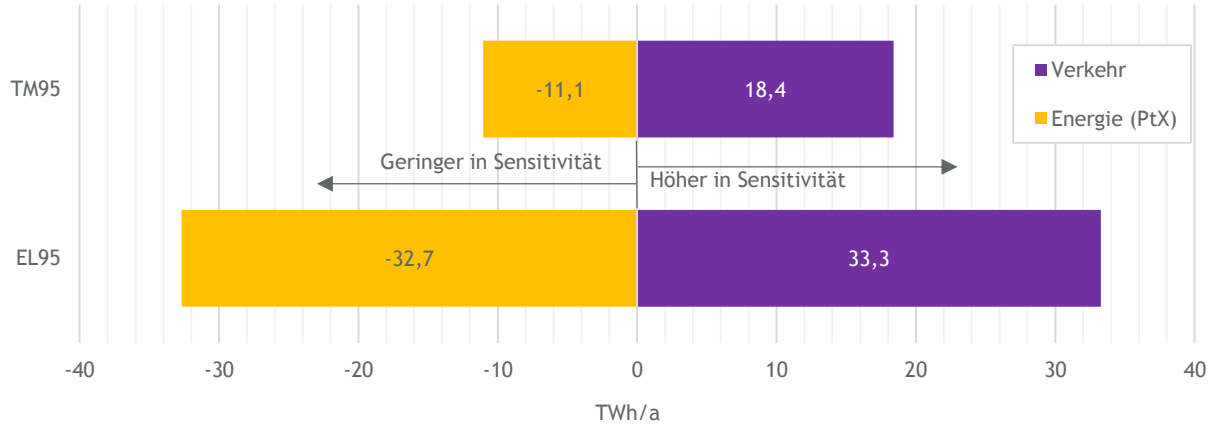


ABBILDUNG 169: DIFFERENZ DER STROMNACHFRAGE ZWISCHEN SENSITIVITÄT „OH-LKW“ UND DEM JEWEILIGEN BASISSZEANRIO IN 2050

Die Kompensation der Stromnachfrage aus Elektrolyseuren durch direkten Strombezug an der Oberleitung bewirkt eine geringere Ausgleichsflexibilität der Stromnachfrage

In EL95 zeigt sich, dass der Einsatz von OH-LKW unter den getroffenen Annahmen zu keiner signifikanten Erhöhung der gesamtdeutschen Stromnachfrage des Energiesystems in der Sensitivität gegenüber dem Basisszenario führt. Der hohe Anteil an verdrängten Brennstoffzellen-LKW gleicht die zusätzliche Stromnachfrage des Verkehrssektors durch geringeren Strombedarf zur Erzeugung synthetischen Wasserstoffes größtenteils aus. In 2050 bedarf es in der Sensitivität lediglich einer zusätzlichen Strommenge von 0,6 TWh im deutschen Energiesystem. Aufgrund der geringeren Flexibilität der Stromnachfrage durch OH-LKW gegenüber den Speichermöglichkeiten synthetischen Wasserstoffes werden jedoch geringere Mengen an erneuerbaren Energien in die Stromerzeugung eingebunden (etwa 6 TWh). Dies wird durch erhöhte Stromimporte aus dem Ausland kompensiert.

In TM95 ist ebenso der Ausgleich zwischen direktem Strombezug für OH-LKW und indirektem Strombedarf für die Kraftstoffbereitstellung von Brennstoffzellen-LKW zu erkennen. Da das Szenario TM95 jedoch aus einem breiteren Mix an Antriebstechnologien für Schwerlastkraftwagen besteht, wird der höhere Strombedarf nicht im Gesamten kompensiert. Der Ersatz von wasserstoffbetriebenen LKW ist in der Sensitivitätsrechnung dieses Szenarios geringer. Somit ist der gesamte Strombedarf des Energiesystems in der Sensitivität in 2050 um 7,3 TWh höher als im Basisszenario TM95. Diese Erhöhung macht lediglich 0,9 % der Gesamtstromnachfrage des Basisszenarios aus und wird größtenteils durch einen Rückgang der Stromexporte im Energiesektor kompensiert.

Die Einbindung von OH-LKW führt in beiden Sensitivitätsrechnungen zu ähnlich geringeren Gesamtkosten gegenüber dem jeweiligen Basisszenario.

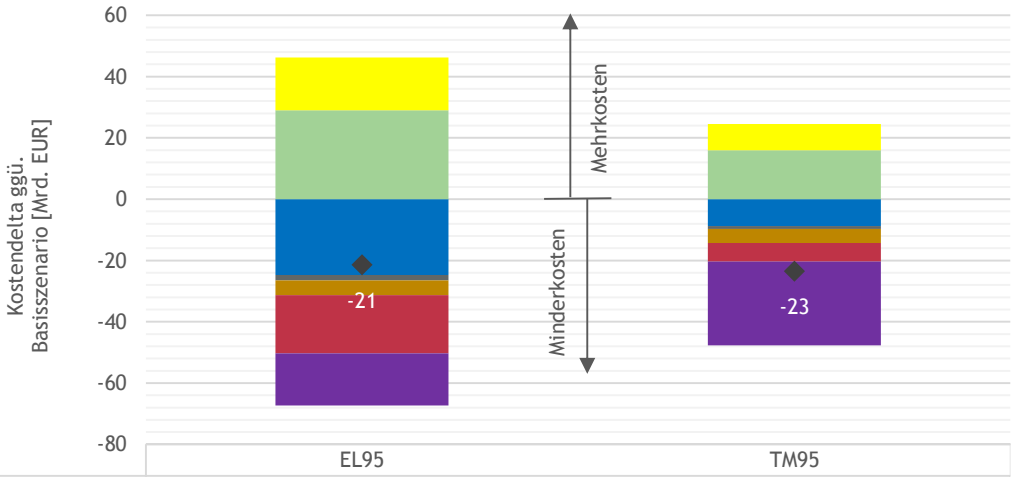
Trotz erhöhter Kosten für den Ausbau und Betrieb des Oberleitungsnetzes sind die Gesamtkosten der Sensitivitätsrechnungen gegenüber den Basisszenarien niedriger. Den erhöhten Kosten für Oberleistungsinfrastruktur und Stromimporte stehen Einsparungen von Kapitalkosten, FOM-Kosten, PtX-Importen sowie Infrastrukturkosten des Energiesystems entgegen. Abbildung 170 stellt die kumulierten nicht diskontierten Mehr- und Minderkosten der Sensitivität gegenüber dem jeweiligen Basisszenario über den Betrachtungszeitraum 2015 bis 2050 dar.

EL95: Die Verdrängung von Brennstoffzellen-LKW führt in EL95 zu Minderkosten durch kostengünstigere Fahrzeuge sowie niedrigere Kapitalkosten für inländische PtX- und Stromerzeugungskapazitäten

In Szenario EL95 können durch die Einbindung von OH-LKW Minderkosten von insgesamt 21 Mrd. EUR erzielt werden.

Mehrkosten durch den Aufbau und Betrieb der Oberleitungsinfrastruktur betragen für den gesamten Zeitraum etwa 29 Mrd. Euro. Diese werden jedoch durch einen geringeren Infrastrukturbedarf besonders von Wasserstoff, inbegriffen in „Infrastruktur Energiesystem“, zu

Teilen kompensiert (-19 Mrd. Euro). Im Saldo ergeben sich somit Mehrkosten der Infrastruktur von 10 Mrd. Euro. Zusätzliche Mehrkosten der Sensitivität „OH-LKW“ von 17 Mrd. EUR entstehen für EL95 durch erhöhte Stromimporte gegenüber dem Basisszenario aufgrund geringerer nachfrageseitiger Flexibilität im Strommarkt.



	EL95	TM95
Stromimporte	17	9
PtX-Importe	-17	-27
Infrastrukturkosten Energiesystem	-19	-6
Infrastrukturkosten Oberleitung	29	16
Brennstoffkosten	-5	-5
FOM-Kosten**	-2	-1
Kapitalkosten*	-25	-9
◆ Summe	-21	-23

*Kapitalkosten für Kraftwerke, PtX-Anlagen, EE-Anlagen, Gebäudedämmung, Heizungen, Fahrzeuge und nahe Verkehrsinfrastruktur (Ladesäulen, etc.) sowie CCS jeweils Zubau ab 2018.

**FOM-Kosten: Fixe Betriebs- und Wartungskosten der in * genannten neuzugebauten und bestehenden Anlagen.

ABBILDUNG 170: KUMULIERTE GESAMTKOSTEN 2015 BIS 2050 ALS MEHR- UND MINDERKOSTEN DER SENSITIVITÄT „OH-LKW“ GEGENÜBER DEM JEWEILIGEN BASISSZENARIO

Demgegenüber stehen geringere Kapitalkosten im Verkehrs- und Energiesektor. Der Einsatz weniger kapitalintensiver Diesel-OH-LKW gegenüber Brennstoffzellen-LKW bewirkt für EL95 einen Rückgang der Kapital- und FOM-Kosten des Verkehrssektors. Die durch weniger Wasserstoffbedarf bedingten niedrigeren Kapazitäten von Elektrolyseuren verursachen ebenso wie geringere EE-Stromerzeugungskapazitäten geringere Kapital- und FOM-Kosten des Energiesektors. Gemeinsam entstehen kumulierte nicht diskontierte Minderkapitalkosten von 25 Mrd. EUR sowie geminderte FOM-Kosten von etwa 2 Mrd. Euro. Die geringere Endenergienachfrage nach Gas verursacht eine Verringerung der PtX-Import- und Brennstoffkosten von gemeinsam etwa 22 Mrd. Euro.

Die Differenz der Gesamtkosten zwischen der Sensitivitätsrechnung „OH-LKW“ und dem Basisszenario EL95 von -21 Mrd. EUR entsprechen einer Verringerung der Mehrkosten gegenüber dem Referenzszenario von etwa 1 %.

TM95: Der Einsatz von OH-LKW führt auch in TM95 zu Minderkosten. Aufgrund höherer Einsparungen von PtX-Importen sind diese höher als in EL95

Für das Szenario TM95 entstehen durch die Einbindung von OH-LKW unter den getroffenen Annahmen ebenso Minderkosten gegenüber dem Basisszenario. Diese betragen über den gesamten Zeitraum etwa 23 Mrd. Euro.

Die Infrastrukturkosten für den Ausbau und Betrieb von Oberleitungen sind aufgrund der geringeren Ausbaufrequenz mit insgesamt etwa 16 Mrd. EUR um 13 Mrd. EUR niedriger als in der Sensitivitätsrechnung in EL95. Auch in TM95 sind die Infrastrukturkosten des Energiesystems aufgrund geringerer Wasserstoff- und Gasnachfrage in der Sensitivität niedriger als im Basisszenario (-6 Mrd. Euro). Im Saldo entstehen somit Mehrkosten für Infrastruktur von 10 Mrd. Euro.

Zusätzlich verursachen verringerte Stromexporte niedrigere Einnahmen des Stromsektors in Höhe von 9 Mrd. Euro. Diese werden aufgrund der Bilanzierung des Nettostromimportsaldos als Mehrkosten von Stromimporten ausgewiesen.

Da in der Sensitivität besonders in den letzten betrachteten Jahren bis 2050 die Nachfrage nach Diesel und Gas, welches synthetisch bereitgestellt werden muss, niedriger ist als in dem entsprechenden Basisszenario TM95, entstehen Minderkosten für PtX-Importe von 27 Mrd. Euro. Ebenso wie in der Sensitivitätsbetrachtung für EL95 sind die Kapital- und FOM-Kosten in TM95 in der Sensitivität niedriger als im Basisszenario. Die Minderkosten fallen mit gemeinsam 10 Mrd. EUR jedoch niedriger aus, da in geringerem Maße kapitalintensive Brennstoffzellen-LKW substituiert werden, bei ebenso geringeren Auswirkungen auf inländische PtX- und Stromerzeugungskapazitäten. Die Brennstoffkosten sind aufgrund einer niedrigeren Gasnachfrage um etwa 5 Mrd. EUR geringer als im Basisszenario.

Die gesamten kumulierten diskontierten Minderkosten der Sensitivität von 23 Mrd. EUR machen 1,4 % der Mehrkosten des Basisszenarios TM95 gegenüber dem Referenzszenario aus.

8.4.3 Ergebnisse Stromnetze[207]

Übertragungsnetz Methodik

Im Rahmen der Sensitivität „OH-LKW“ erfolgt keine Veränderung der Annahmen hinsichtlich der angesetzten Planungsgrundsätze im Übertragungsnetz. Der veränderte Strombedarf wird bereits bei der Ermittlung der bundeslandscharfen Zeitreihen berücksichtigt.

Übertragungsnetz Ergebnis

In Abbildung 171 ist der erforderliche Investitionsbedarf bis 2050 für die Sensitivitätsanalyse „OH-LKW“ dargestellt. Im Vergleich zum Szenario EL95 ergibt sich eine minimale Veränderungen des erfoderlichen Investitionsbedarfs im Bereich Onshore-Netz auf insgesamt 57,9 Mrd. €. Somit zeigt sich, dass die Elektrifizierung des LKW-Verkehrs unter der Anahme der identifizierten Szenarien nur einen geringen Einfluss auf den erforderlichen Netzausbaubedarf des Übertragungsnetzes hat. Im Offshore-Bereich ergibt sich im Gegensatz zum Szenario EL95 eine leichte Reduktion der erfoderlichen Investitionen auf 47 Mrd. €, da im Rahmen der Szenarien eine geringere Leistung im Bereich der Offshore-WEA identifiziert wird.

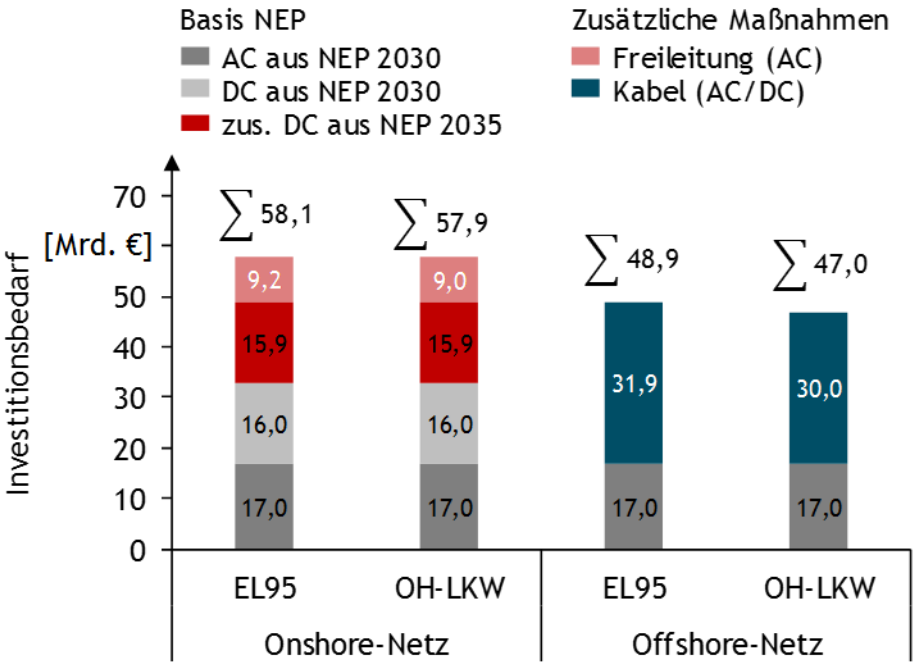


ABBILDUNG 171: INVESTITIONSBEDARF BIS 2050 IM ÜBERTRAGUNGSNETZ IN DER SENSITIVITÄTSANALYSE OH-LKW

Ingesamt gilt es hier zu beachten, dass im Rahmen der Sensitivtität „OH-LKW“ sich auch ein veränderter Erzeugungsmix ergibt. Folglich sind die ermittelten Investitionen nicht ausschließlich auf die OH-LKW selbst zu beziehen, sondern als Superpostion im Sinne einer gesamten Versorgungsaufgabe zu sehen. Darüber hinaus ist zu berücksichtigen, dass die erfoderlichen

[207] Autor: ef.Ruhr.

Investitionen sich ausschließlich auf das Übertragungsnetz selbst beziehen. Das erforderliche Oberleitungssystem ist hier nicht enthalten und wird als separates Netz mit direktem oder indirektem Anschluss an das Übertragungsnetz aufgefasst.

9 EXKURSE

9.1 Gebäudesektor

9.1.1 Nichtwohngebäude[208]

9.1.1.1 Bautätigkeit[209]

Insgesamt ist, im Vergleich zu den Wohngebäuden, die Datengrundlage für Nichtwohngebäude relativ ungenau. Das Statistische Bundesamt erfasst zwar die Anzahl der neu errichtetet Gebäude seit 1995 und die darin errichteten Wohnungen, aber eine detaillierte Differenzierung nach Größe und Typologie gibt es nicht. Abbildung 172 zeigt die seit 1995 errichtete Anzahl Nichtwohngebäude (ca. 600.000) im Vergleich zu den Wohngebäuden.

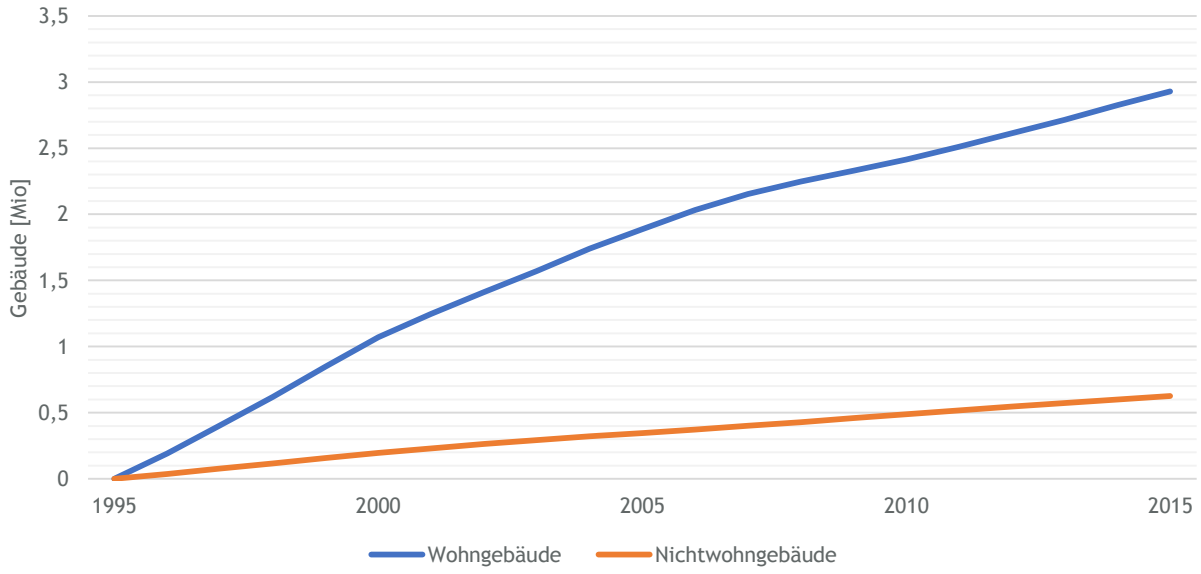


ABBILDUNG 172: ANZAHL DER FERTIGGESTELLTEN GEBÄUDE (WOHN- UND NICHTWOHNGEBÄUDE) SEIT 1995
Quelle: Destatis (2017c)

9.1.1.2 Endenergiebedarf[210]

Die statistische Datengrundlage bei Nichtwohngebäuden, beispielsweise bezüglich der Anzahl, der Nutzung sowie der Beheizungsstruktur ist sehr lückenhaft, da die Nichtwohngebäude sehr inhomogen sind und der Fokus in der Vergangenheit auf den Wohngebäuden lag. Deshalb mussten bei den Berechnungen zum Nichtwohngebäudebereich für viele Eingangsparameter

[208] Autoren: FIW und ITG.
[209] Autor: FIW.
[210] Autor: ITG.

vereinfachende Annahmen getroffen werden. Zudem ist die eindeutige Zuordnung von Energieverbrauch und Emissionen für den Nichtwohngebäudebereich schwierig.

Entsprechend der Bilanzierung nach Energieeinsparverordnung (EnEV) umfasst die Energiebedarfsberechnung für Nichtwohngebäude die Energiemengen für die Teilbereiche Heizung, Trinkwassererwärmung, Lüftung, Beleuchtung und Kühlung jeweils mit der notwendigen (elektrischen) Hilfsenergie. Anders als bei Wohngebäuden spielen Kühlung und Beleuchtung eine größere Rolle bzw. werden diese überhaupt erst berücksichtigt. In einigen Gebäudetypen ist eine ganzjährige Kühlung erforderlich, beispielsweise bei Serverräumen oder anderen Nutzungen mit hohen inneren Wärmelasten. Auch sind die Verhältnisse bezüglich des Warmwasserbedarfs teilweise anders als bei Wohngebäuden, so gibt es Nutzungen mit hohem Warmwasserbedarf, wie Krankenhäuser oder Hotels, aber auch Nutzungen mit sehr geringem oder ohne relevanten Warmwasserbedarf, wie Bürogebäude.

Für eine differenziertere Darstellung und Analyse der Ergebnisse werden beispielhaft für wesentliche Nutzungen bzw. Gebäudetypen energetische Berechnungen durchgeführt, woraus weitere Erkenntnisse zu Potenzialen in diesem Bereich gewonnen werden sollen:

- Bildung: Schule
- Büro/Verwaltung: Bürogebäude
- Gewerbe und Industrie: Fertigungshalle, Werkstatt, Zentrallager
- Handel und Dienstleistung: Möbelmarkt
- Sporthalle
- Beherbergung und Gastronomie: Hotel

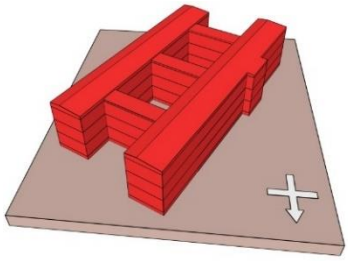
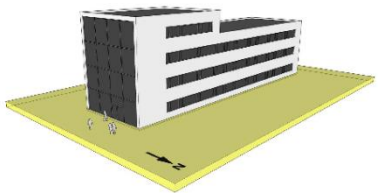
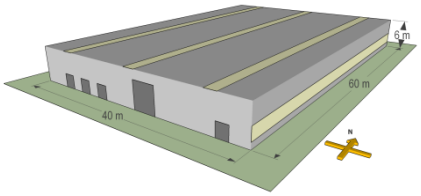
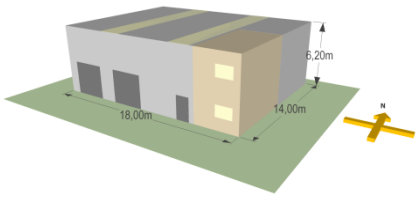
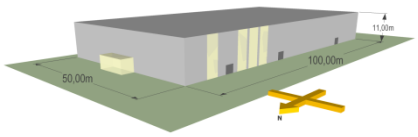
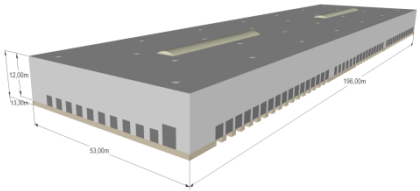
Die Energiekennwerte werden für konkrete Beispielgebäude mit DINV18599 jeweils für ein typisches Bestandsgebäude (energetisch unsaniert Gebäude, etwa Baualtersklasse 1984 – 1994) und ein saniertes Gebäude (Neubauniveau) durchgeführt.

Die eingesetzten Energieträger wurden beispielhaft ausgewählt. Es können Aussagen zum Einsparpotenzial an Endenergie durch Sanierung bzw. Neubau für diese konkreten Nichtwohngebäude abgeleitet werden.

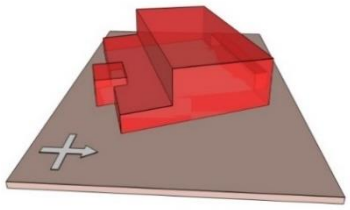
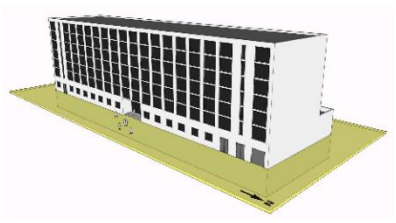
In Tabelle 22 werden für die Nichtwohngebäude jeweils wichtige bauliche Kennwerte, ihre statische Heizung und lüftungstechnische Konditionierung sowie der Endenergiebedarf gesamt für Wärme, Kühlung, Beleuchtung und Hilfsenergie mit der sich ergebenden relativen Einsparung ausgewiesen.

Die Berechnungen wurden mit der Software IBP 18599 vorgenommen. Die Daten der Modellgebäude 2 und 8 entstammen dem ZUB-Modellgebäudekatalog[211], die anderen Gebäude sind bei ITG entwickelt worden.

TABELLE 22: BETRACHTETE NICHTWOHNGEBÄUDE

Gebäude		Konditionierung	Endenergiebedarf für alle Konditionierungen Einsparpotenzial	
			unsaniert	saniert/neu
Schule ANGF = 3.600 m² Ve = 15.000 m³ A = 6.600 m²		Heizung und TWE keine Lüftung und Klimatisierung Beleuchtung	819 MWh/a	406 MWh/a
			50 %	
Bürogebäude klein ANGF = 1.676 m² Ve = 7.474 m³ A = 2.750 m²		Heizung und TWE teilweise Luftaufbereitung Beleuchtung	387 MWh/a	162 MWh/a
			58 %	
Fertigungshalle ANGF = 2.300 m² Ve = 14.400 m³ A = 6.000 m²		Heizung und TWE keine Lüftung und Klimatisierung Beleuchtung	271 MWh/a	143 MWh/a
			47 %	
Werkstatt ANGF = 256 m² Ve = 1.564 m³ A = 844 m²		Heizung und TWE keine Lüftung und Klimatisierung Beleuchtung	73 MWh/a	29 MWh/a
			60 %	
Möbelmarkt ANGF = 4.850 m² Ve = 55.000 m³ A = 13.300 m²		Heizung und TWE Lüftung Beleuchtung	839 MWh/a	381 MWh/a
			55 %	
Zentrallager ANGF = 9.500 m² Ve = 124.660 m³ A = 30.490 m²		Heizung keine TWE keine Lüftung und Klimatisierung Beleuchtung	1.579 MWh/a	800 MWh/a
			49 %	

[211] ZUB (2010).

Sporthalle ANGF = 1.715 m² Ve = 12.543 m³ A = 5.242 m²		Heizung und TWE Lüftung Beleuchtung	497 MWh/a 44 %	277 MWh/a
Hotel, groß gekühlt ANGF = 8.636 m² Ve = 32.460 m³ A = 7.400 m²		Heizung und TWE, teilweise Luftaufbereitung und Kühlung Beleuchtung	1.777 MWh/a 36 %	1.146 MWh/a
ANGF - Nettogrundfläche, Ve - Gebäudevolumen, A - Hüllfläche, TWE - Trinkwassererwärmung				

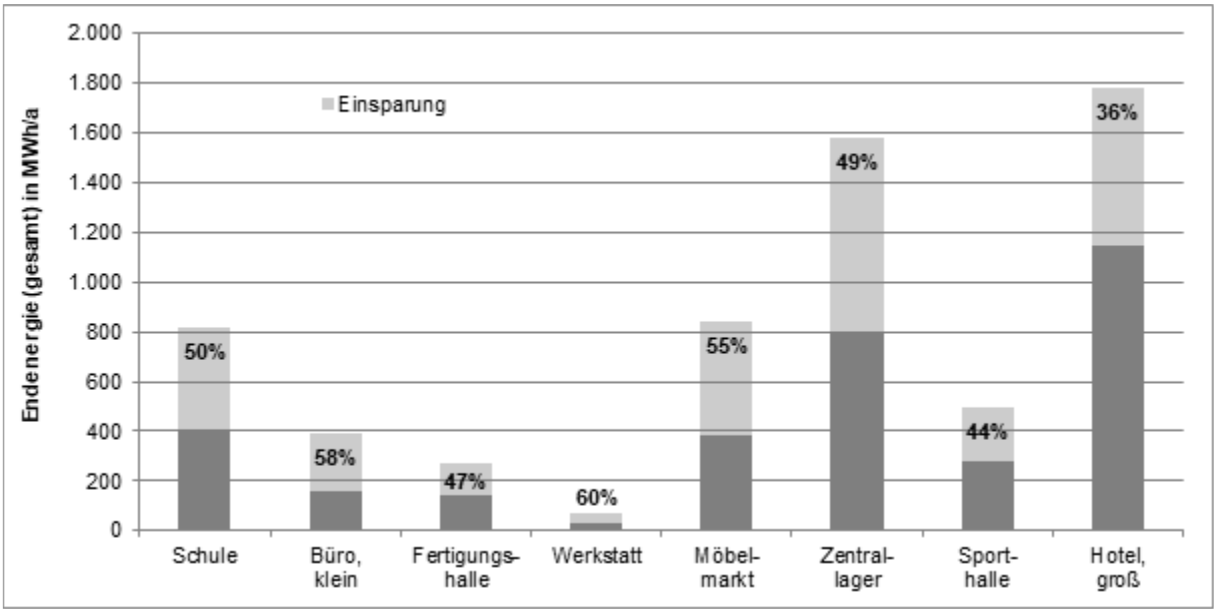


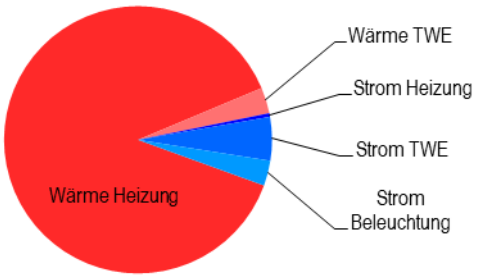
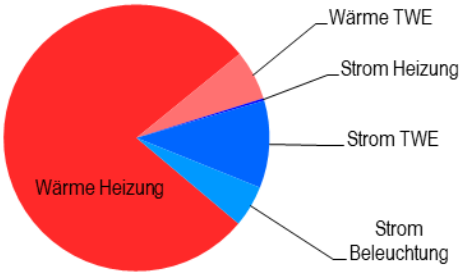
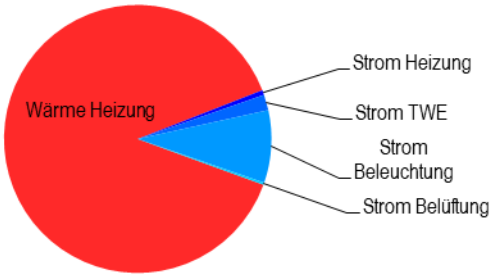
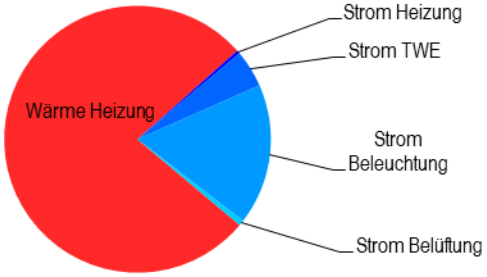
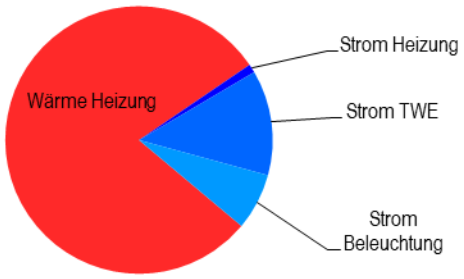
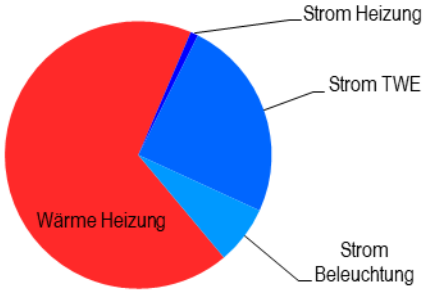
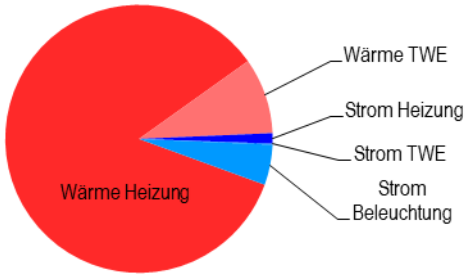
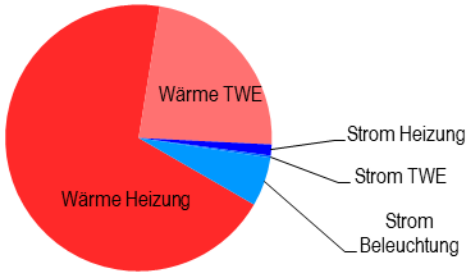
ABBILDUNG 173: EINSPARUNG AN ENDENERGIE FÜR BEISPIELGEBÄUDE

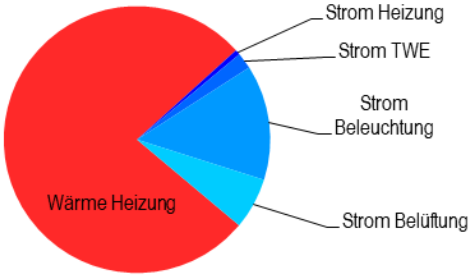
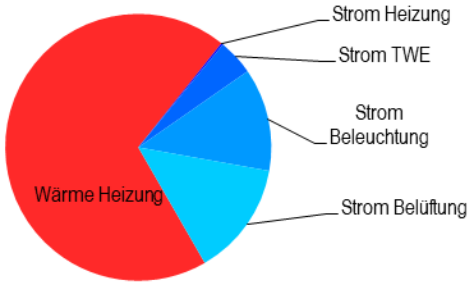
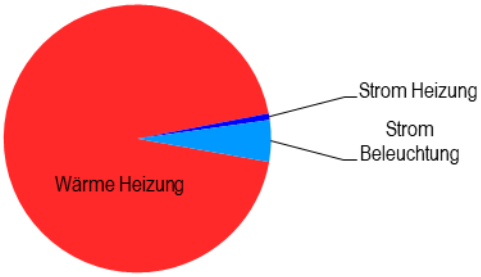
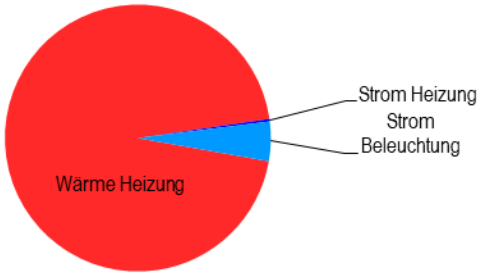
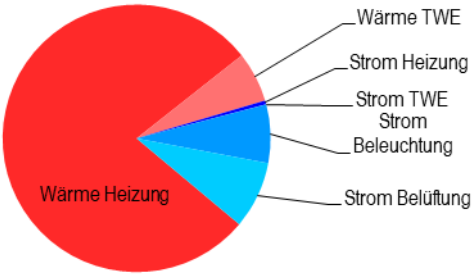
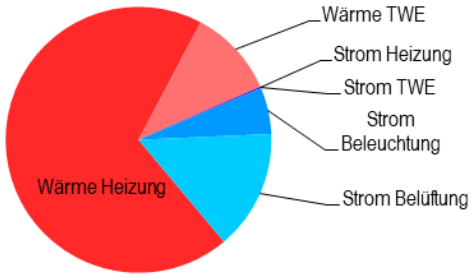
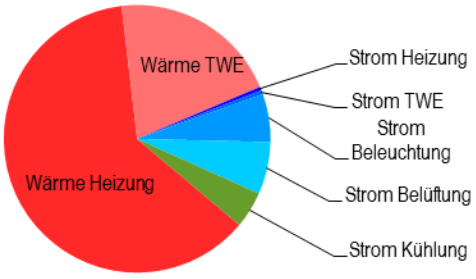
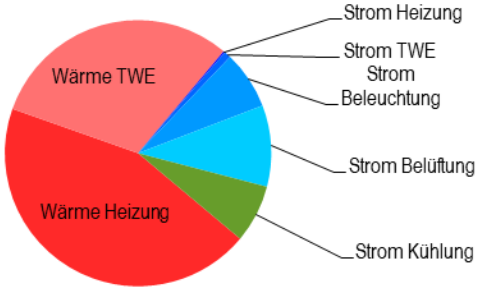
Mit üblichen marktgängigen technischen Lösungen im Bereich der Anlagentechnik und des baulichen Wärmeschutzes lassen sich im Mittel der hier untersuchten Beispielgebäude Einsparungen an Endenergie von 50 % generieren, die möglichen Einsparpotenziale für die einzelnen Energieträger variieren je nach Gebäude. In Verbindung mit einer THG-ärmeren Bereitstellung der Endenergieträger lassen sich daher auch für die betrachteten typischen Nichtwohngebäude Minderungen der Treibhausgasemissionen in der klimapolitisch erforderlichen Größenordnung erreichen.

Da in die Bilanzierung von Nichtwohngebäuden auch die Beleuchtung einbezogen wird und zudem je nach Nutzungsart Lüftung und Klimatisierung eine größere Rolle als bei Wohngebäuden spielen, verändern sich die Verhältnisse zwischen Wärme- und Stromanwendungen. Für die betrachteten

Nichtwohngebäude werden diese jeweils unterteilt in die entsprechende Anwendung dargestellt, vgl.

TABELLE 23: VERHÄLTNIS VON WÄRME- UND STROMANWENDUNGEN BEI NWG

Schule unsaniert	Schule saniert/neu
	
Bürogebäude, klein unsaniert	**Bürogebäude, klein saniert/neu**
	
Fertigungshalle unsaniert	**Fertigungshalle saniert/neu**
	
Werkstatt unsaniert	**Werkstatt saniert/neu**
	

Möbelmarkt unsaniert	Möbelmarkt saniert/neu
	
Zentrallager unsaniert	**Zentrallager saniert/neu**
	
Sporthalle unsaniert	**Sporthalle saniert/neu**
	
Hotel, groß unsaniert	**Hotel, groß saniert/neu**
	

Hallengebäude

Im Bereich der Nichtwohngebäude nehmen konditionierte Hallengebäude (Höhe > 4 m) einen relevanten Anteil ein. In ITG (2011) wurde u.a. eine Untersuchung zum Heizenergieverbrauch und zum Einsparpotenzial von Hallengebäuden durchgeführt. Mit Verweis auf die schlechte Datenlage und die getroffenen Annahmen werden im Ergebnis der Untersuchungen Heizenergieverbräuche und Einsparpotenziale genannt: Je nach Szenario ergeben sich für den Hallenbestand in Deutschland Heizenergieverbräuche von 61 Mrd. kWh/a bzw. 100 Mrd. kWh/a, entsprechend wird in der o. g. Studie bei vollständiger energetischer Ertüchtigung ein Einsparpotenzial von 57 % bzw. 64 % angegeben. Bauliche und anlagenseitige Maßnahmen tragen etwa in gleichem Maße zur dieser Energieeinsparung bei. Eine komplette energetische Ertüchtigung des Hallenbestands würde eine Verringerung des jährlichen Gesamtheizenergieverbrauchs in Deutschland zwischen 6% und 12% bewirken.[212]

Leichtbauhallen, wie größere Logistikhallen/Zentrallager, weisen eine geringere Nutzungs- bzw. Lebensdauer auf als massive Nichtwohngebäude, so beträgt die Nutzungsdauer zur Bestimmung der Abschreibungszeit für Leichtbauhallen nur 14 Jahre. Es kann daher davon ausgegangen werden, dass diese eher neu errichtet werden und damit der durchschnittliche bauliche und anlagentechnische Zustand entsprechend besser als bei anderen Gebäudearten sein wird. Das Einsparpotenzial an Endenergie und damit THG-Emissionen ist bei dieser Gebäudeart daher geringer.

9.1.2 Trade-Off zwischen Baukosten und steigender Nachfrage: Soziale Leistungsfähigkeit und Verteilung der Kosten im Gebäudesektor[213]

Abbildung 175 zeigt die Entwicklung der Bauwerkskosten (Baukonstruktionen und Technische Anlagen, Kostengruppen 300 und 400) pro Quadratmeter Wohnfläche seit 1992 für die Errichtung neuer Wohngebäude. Als Kosten des Bauwerkes werden die zum Zeitpunkt der Baugenehmigung veranschlagten Kosten der Baukonstruktion (einschl. Erdarbeiten), die Kosten der Installation, deren betriebstechnische Anlagen und die Kosten für betriebliche Einbauten sowie für besondere Bauausführungen erfasst. Sie schließen die Umsatzsteuer ein. Auffällig ist, dass die Bauwerkskosten erst 7 Jahre nach Einführung der ersten EnEV (2002) deutlich gestiegen sind.

Eine ähnliche Entwicklung sieht man auch bei der Betrachtung des Baupreisindex. In Abbildung 175 ist dieser sowohl für die Errichtung neuer als auch für die Instandhaltung bestehender Wohngebäude aufgetragen. Im Zeitverlauf notwendige Anpassungen bei der Festlegung der Preisrepräsentanten werden mit Hilfe geeigneter Qualitätsbereinigungsverfahren bewertet. Das bedeutet, dass Preisänderungen, die aus Qualitätsänderungen resultieren, aus der Preisentwicklung eliminiert werden. Obwohl seit 2009 die Anforderungen an den Wärmeschutz bei der Sanierung unverändert sind, steigen die Instandhaltungskosten deutlich. Differenziert man den Baupreisindex für Wohngebäude nach Material- und Arbeitskosten fällt auf, dass die

[212] ITG, Universität Kassel (2011).
[213] Autor: FIW.

Arbeitskosten überproportional gestiegen, die Materialkosten in letzten 5 Jahre aber nahezu konstant geblieben sind.

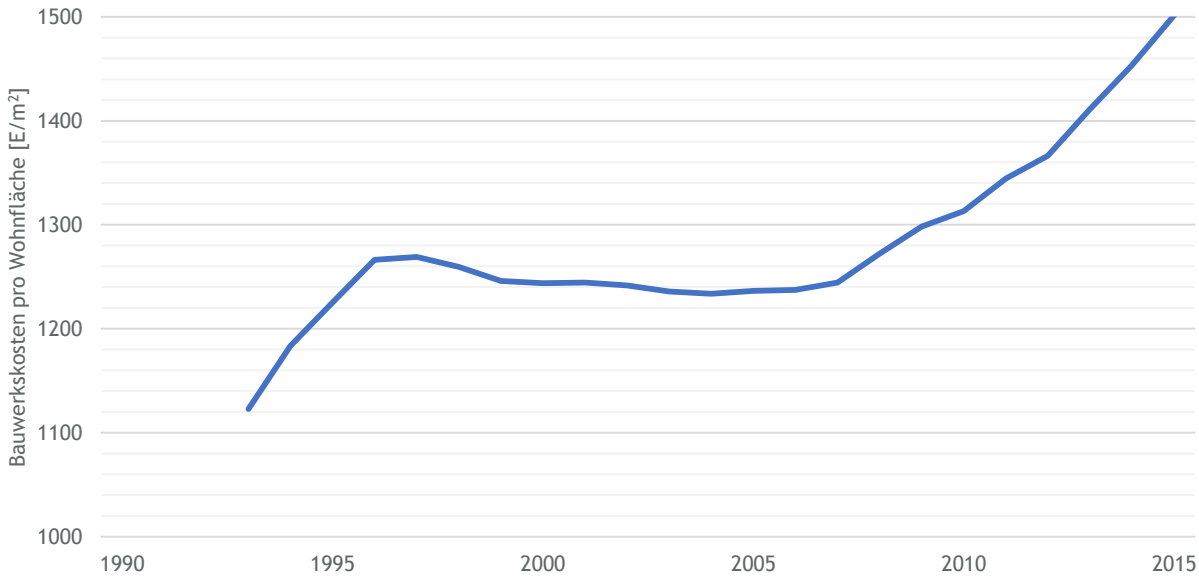


ABBILDUNG 175: ERRICHTUNG NEUER WOHNGEBÄUDE - ENTWICKLUNG DER BAUWERKSKOSTEN PRO WOHNFLÄCHE

Quelle: Destatis (2017d)

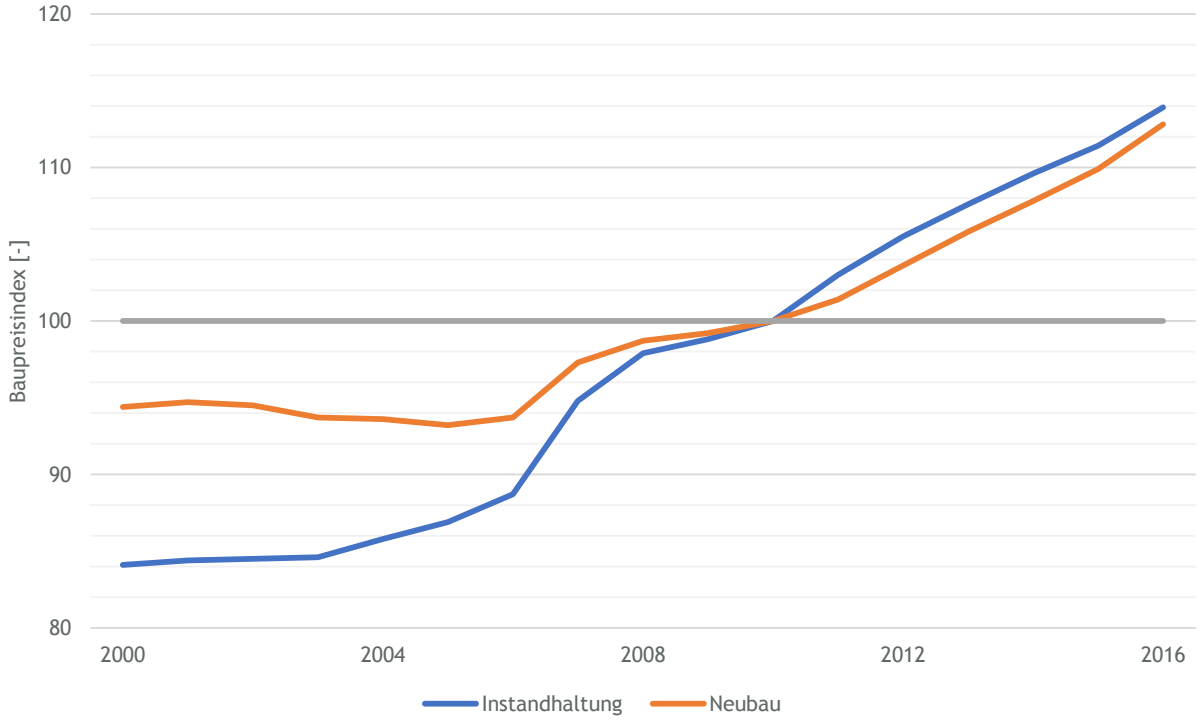


ABBILDUNG 175: ENTWICKLUNG DES BAUPREISINDEX SEIT 2000 SOWOHL FÜR DIE ERSTELLUNG ALS AUCH INSTANDHALTUNG VON WOHNGEBÄUDEN (INKL. UMSATZSTEUER)

Quelle: Destatis (2017e)

Erwähnenswert ist auch, dass sich in den letzten Jahren das Verhältnis zwischen den Bauwerkkosten für die Baukonstruktion (Kostengruppe 300) und den technischen Anlagen (Kostengruppe 400) stark verändert hat. Im Jahr 2000 hat der Rohbau noch 53% der gesamten Bauwerkskosten ausgemacht, heute sind es aktuell nur noch 45%. Neben den veränderten Anforderungen haben sich auch alle Arbeiten an den technischen Anlagen haben sich in den letzten Jahren deutlich mehr als die Arbeiten an der Gebäudehülle verteuert.

Einen Einfluss auf die Bauwerkskosten, sowohl bei Sanierung als auch Neubau, hat die in den letzten Jahren immer stärker werdende Nachfrage. Die Baufirmen müssen nicht mehr alles annehmen, sondern können sich derzeit die besten Preise und Angebote auswählen. Auch werden Projekte derzeit mit unterschiedlichen Prioritäten behandelt. Eindeutig geht derzeit der Neubau vor. Dieser ist planbarer und dringender in der Umsetzung als ein sowieso schon bestehendes Gebäude. Aber auch hier wird differenziert. Was erhebliche Folgen für Baufertigstellungsterminen und Kosten hat. Eine von der ARGE Kiel veröffentlichte Studie zeigt, wie sich seit 2014 die Baufertigstellung für bezahlbaren Wohnungsraum von 29 auf 58 Monate in diesem Segment erhöht hat.

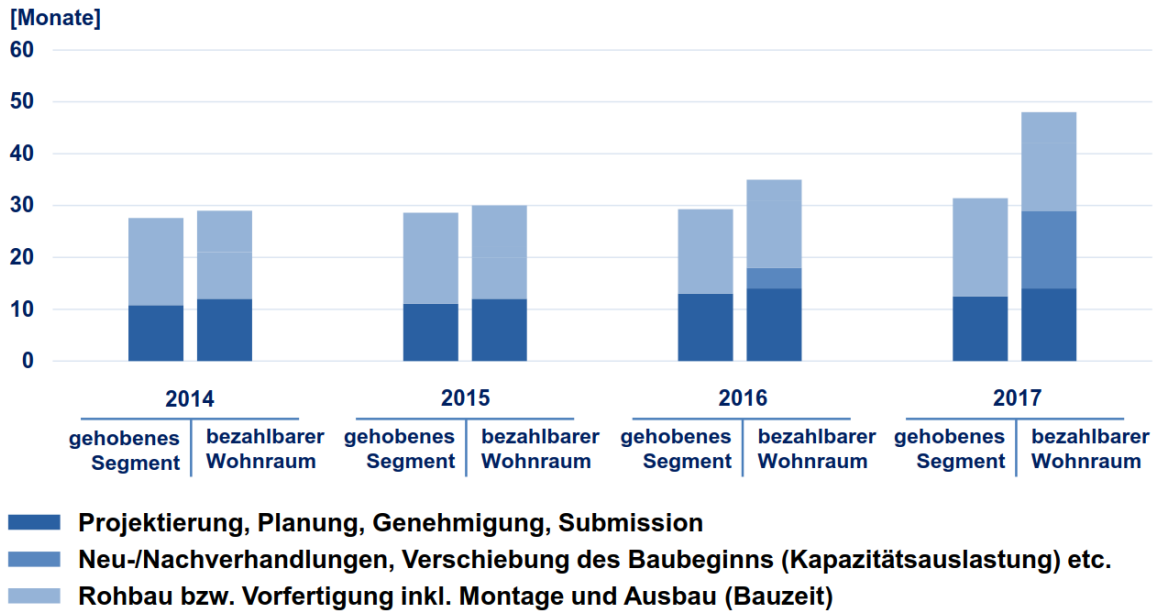


ABBILDUNG 176: ENTWICKLUNG DER BRUTTO-BAUZEIT VON PROJEKTIERUNG BIS BAUFERTIGSTELLUNG.
Quelle: Walberg (2018)

Bei der Interpretation der Ergebnisse ist zu beachten, dass diese Studie die volkswirtschaftlichen Netto-Mehrkosten betrachtet. Es muss also berücksichtigt werden, dass diese nichts über die tatsächliche Leistungsfähigkeit und die Wirtschaftlichkeit im Hinblick auf Investoren und Bürger, speziell Gebäude- und Wohnungseigentümer und Mieter aussagen. Verteilungsfragen sowie die betriebswirtschaftlichen Sichtweisen und Grenzen der einzelnen Akteure wurden in der Leitstudie nicht beleuchtet. Eine faire Verteilung der Kosten der Energiewende spielt aber eine zentrale Rolle für deren Akzeptanz.

Die **„gerechte“ Verteilung** der durch eine Sanierung verursachten Kosten auf den Eigentümer (dessen Gebäude nach der Modernisierung einen höheren Verkehrswert hat), auf die Mieter (die in komfortableren Wohnungen leben und eine Reduzierung der Nebenkosten erfahren) und auf die Allgemeinheit (für die ein Beitrag zu den klimapolitischen Zielen geleistet wurde) ist ein zentrales Problem künftiger Energiepolitik im Gebäudebereich. Es beeinflusst auf der Eigentümerseite die Investitions- und Zahlungsbereitschaft, auf der Mieterseite die Zahlungsbereitschaft und auf der Seite des Staates den Umfang staatlicher Subventionen.

Das heisst, dass bei allen Bemühungen zur Steigerung der Energieeffizienz im Gebäudebereich auch deren **soziale Auswirkungen** zu bedenken und berücksichtigen sind.[214]

9.1.3 Effekte der Urbanisierung und Regionalität[215]

Auch wenn in den letzten Jahren, aber auch in Zukunft, die Bautätigkeit je nach „Attraktivität“ der Region sich zum Teil deutlich unterscheidet, analysiert diese Studie den Gebäudesektor für Deutschland als Ganzes, also ohne einer feinen räumlicher Differenzierung. Der Grund dafür, ist dass die statistischen Daten über den Gebäudebestand nur zuverlässig deutschlandweit vorliegen. Das bedeutet auch, dass im Gebäudemodell bei der Berechnung des Endenergiebedarfs keine regionalen Klimaunterschiede getroffen werden. Auch werden regionale Unterschiede sowohl bei den Bauweisen als auch bei der Heizstruktur nicht differenziert. Dass betrifft nicht nur den aktuellen Neubau, sondern natürlich auch den Gebäudebestand. Ferner wird keine Stad-Land-Unterscheidung durchgeführt.

Die im Rahmen des Gebäudemodells errechneten Ergebnisse haben deshalb immer für Gesamtdeutschland typische Durchschnittswerte und Trends als Eingabeparameter verwendet. Eine regionale Unterscheidung könnte das Gesamtergebnis dieser Studie leicht verändern. Das betrifft neben den errechneten Heizwärmebedarf auch die Betriebs- und Investitionskosten. Im Folgenden sollen aber trotzdem sich daraus ableitenden mögliche Effekte und Entwicklungen diskutiert werden.

Demographischer Wandel und regionale Bevölkerungsentwicklung

Die Bevölkerungsentwicklung in Deutschland weist seit Jahren eine hohe Stabilität mit, zensusbereinigt 80,5 Mio. Einwohner auf. Hinter diesen insgesamt wenig spektakulären Veränderungen des Bevölkerungsbestandes stehen aber trotzdem beachtliche Bevölkerungsbewegungen. Es zeigt sich eine starke Bevölkerungsdynamik, eine zunehmende Alterung und eine einschneidende siedlungsstrukturelle Veränderung. Auch die Internationalisierung des Bevölkerungsprozesses wird sich aufgrund der höher erwarteten Zuwanderung beschleunigen. Ihre Prognose ist allerdings besonders problematisch.

[214] Vgl. Gerth et al. (2001), DV (2009).
[215] Autor: FIW.

Die Bevölkerungsdynamik in den Regionen verläuft uneinheitlich (siehe Abbildung 177). Dies liegt neben dem natürlichen Saldo an den Binnenwanderungen, die die Dynamik verstärken oder abschwächen, je nach Betrachtung der Ziel- oder der Herkunftsregion.

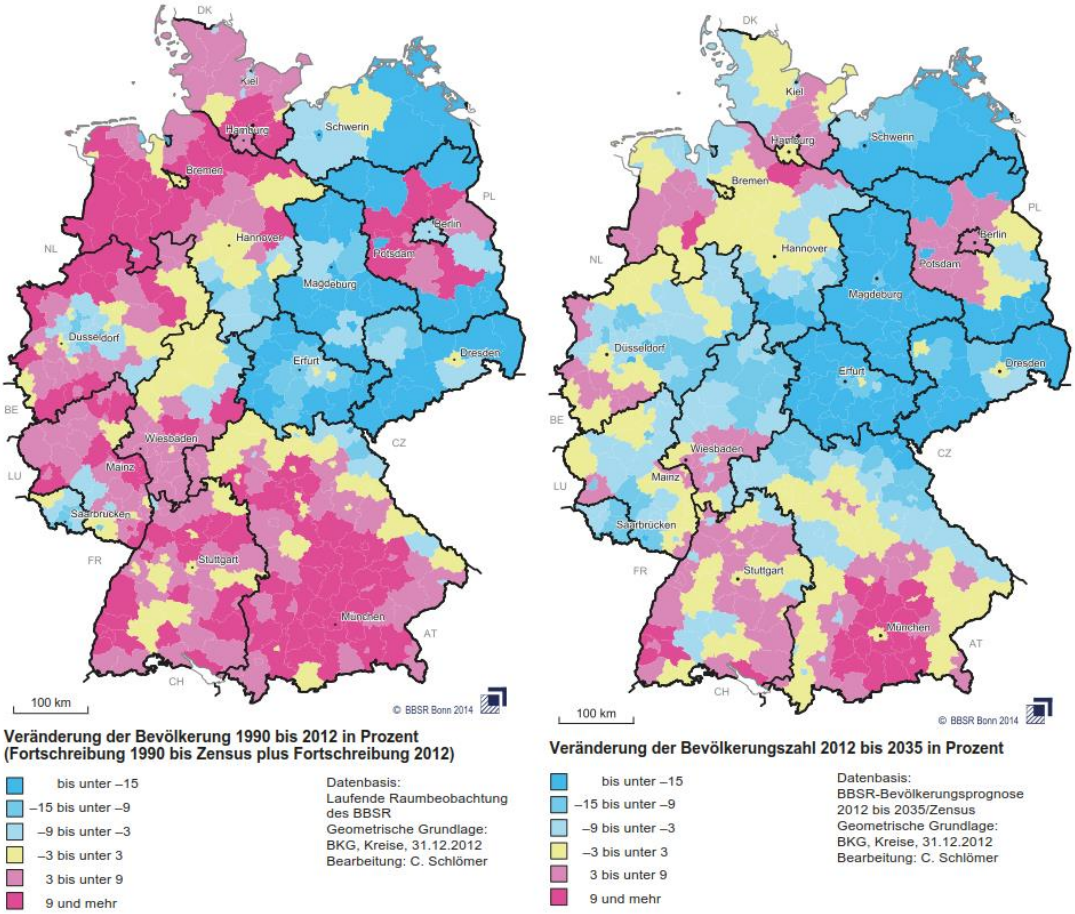


ABBILDUNG 177: BEVÖLKERUNGSENTWICKLUNG IN DEN KREISEN IN DER VERGANGENHEIT UND IN ZUKUNFT
Quelle: BBSR (2015)

Die künftige Zahl der Haushalte, ihre Größe und Zusammensetzung sind auch für die Frage der Energiewende im Gebäudebereich eine wichtige Basisinformation. Bevölkerung und Haushalte lassen sich über das Konzept des Lebenszyklus miteinander verknüpfen. Menschen eines bestimmten Alters und Geschlechts leben bevorzugt in Haushalten eines bestimmten Typs und einer bestimmten Größe. Studien dazu zeigen, dass in Zukunft die Anzahl der Einfamilienhaushalte deutlich zunimmt. Im Jahr 2030 geht man davon aus, dass nur noch 20% aller Haushalte von mehr als 2 Personen bewohnt werden. Das führt unweigerlich zu einer Zunahme der individuellen Wohnfläche und einem Energieverbrauch.

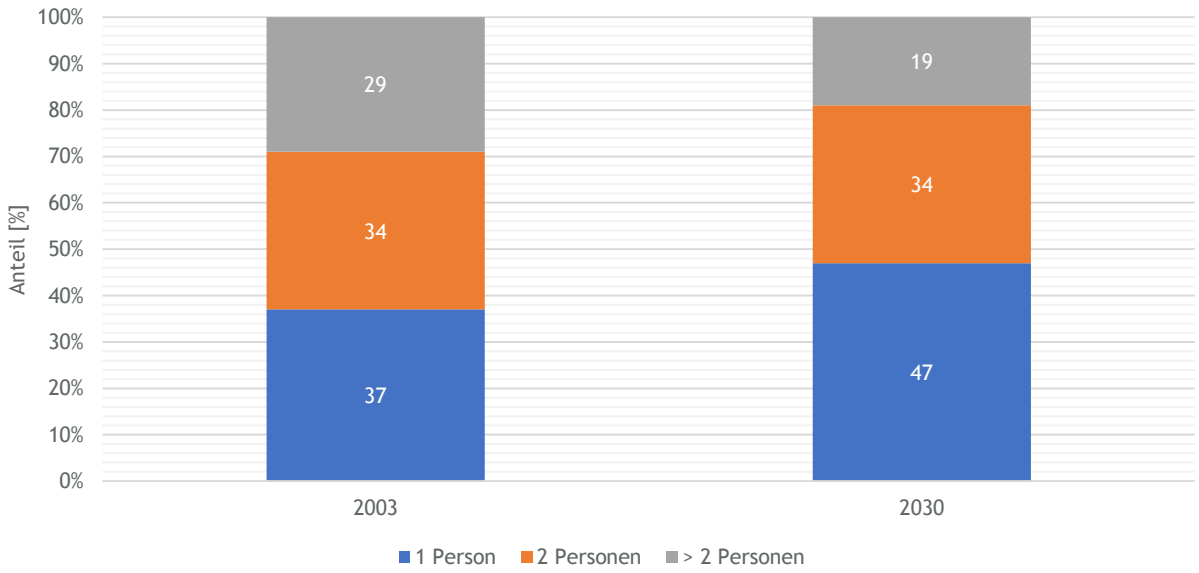


ABBILDUNG 178: ENTWICKLUNG DER HAUSHALTSGRÖßE IN DEUTSCHLAND
Quelle: eigene Darstellung aus Engel (2012)

Laut der Raumordnungsprognose 2035 steigt insgesamt die Anzahl der Haushalte bis 2035 nur in geringem Umfang. Der Haushaltsverkleinerungsprozess kann in einigen Regionen die Bevölkerungsentwicklung nicht länger kompensieren. Die Bevölkerung in privaten Haushalten nimmt bis 2035 zwar leicht (um ca. 3 %) ab, die Zahl der privaten Haushalte dagegen um etwa 2 % zu. Diese gegenüber der Bevölkerung größere Dynamik der Haushaltszahlen ist bereits seit Jahrzehnten zu beobachten. Allein im Zeitraum seit 1990 ist die Zahl der Haushalte in Deutschland um gut 12 % gewachsen, die Bevölkerung dagegen lediglich um 1 %. Selbst in den neuen Ländern, die seit der deutschen Einigung bis heute nahezu 15 % ihrer Bevölkerung verloren haben, stieg die Zahl der privaten Haushalte im selben Zeitraum um fast 7 %. Der Ost-West-Gegensatz setzt sich vermutlich auch in der Zukunft fort.

Die unterschiedliche Dynamik der Haushalte gegenüber der Bevölkerung bedeutet letztlich, dass gleiche Bevölkerungszahlen sich auf mehr Haushalte verteilen, die durchschnittliche Haushaltsgröße also abnimmt und ein zusätzlicher Bedarf an bezahlbaren Wohnraum entsteht.
Diese Entwicklung führt dazu, dass in bestimmten Regionen eine Übernachfrage entstand bzw. gerade entsteht, die aus rein marktwirtschaftlichen Gründen Einfluss auf die Baukosten hat (siehe Kapitel 9.1.2).

9.1.4 Hybridsysteme[216]

Die Kombination verschiedener Wärmeerzeuger zu einem Wärmeerzeugersystem wird als Hybrid-System bezeichnet. Möglich ist die Kombination von Wärmeerzeugern mit gleichem Energieträger (monoenergetischer Betrieb) oder die Kombination von Wärmeerzeugern, die unterschiedliche Energieträger nutzen (bi- und multivalenter Betrieb). Nachfolgend sind Beispiele für Hybridsysteme angegeben.

TABELLE 24: MONO-, BI- UND MULTIVALENTE HYBRIDSYSTEME

monoenergetische Systeme	bi- oder multivalente Systeme
Luft-Wasser-Wärmepumpe mit elektrischer Zusatzheizung KWK mit Spitzenlast-Brennwertkessel	Brennwert-Kessel mit Solarthermie Brennwert-Kessel mit Holzkessel oder Öfen mit Wassertasche Luft-Wasser-Wärmepumpe mit Brennwert-Kessel Brennwert-Kessel mit elektrischer Zusatzheizung, zum Beispiel im Heizsystem oder im Warmwasserspeicher Luft-Wasser-Wärmepumpe und Kaminofen

Die Kombination verschiedener Wärmeerzeuger erfolgt dann, wenn die alleinige Beheizung aus erneuerbaren Energien nicht möglich ist oder aus wirtschaftlicher Sicht bzw. aus Gründen des Komforts nicht sinnvoll wäre. Eine weitere Motivation ist die sich ändernde Energieversorgung mit steigendem Anteil erneuerbarer Energie bei der Stromerzeugung. Durch Sektorenkopplung erfolgt eine Nutzung von überschüssigem Strom aus erneuerbaren Energien für Heizzwecke (Power-to-Heat). So können Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auch dann betrieben werden, wenn das Angebot die konventionelle Nachfrage übersteigen würde. Stromnetze können entlastet und fossile Energieträger eingespart werden.

Beispielsweise bieten Kombinationen von Luft-Wasser-Wärmepumpe mit Brennwert-Kessel oder von Brennwert-Kessel mit elektrischer Zusatzheizung Potenziale zur Verringerung der Stromnachfrage in kritischen Zeiten bzw. zur Abnahme sonst abgeregelter EE-Strommengen. Grundlage für einen wirtschaftlichen Einsatz ist ein variables Strompreissystem und eine entsprechende Regelungstechnik. Beim System Luft-Wasser-Wärmepumpe mit Brennwert-Kessel werden die Wärmekosten durch automatische Wahl der optimalen Betriebsart reduziert:

- Niedrige Außentemperaturen, geringes Angebot an EE-Strom: alleinige Versorgung durch Brennwert-Kessel
- Moderate Außentemperaturen: bivalent-paralleler Betrieb von Wärmepumpe und Brennwert-Kessel
- Höhere Außentemperaturen: alleinige Versorgung durch Wärmepumpe.

[216] Autor: ITG.

Die Wahl der Betriebsart erfolgt damit abhängig von der Effizienz der Wärmepumpe und zusätzlich in Abhängig vom Angebot an EE-Strom, der sich in den Energiepreisen niederschlägt. D.h. bei günstigen Strompreisen erhöht sich die Betriebsdauer der Wärmepumpe.

Aber auch Strom aus gebäudeintegrierten Photovoltaik-Anlagen, welcher temporär nicht direkt verbraucht werden kann und damit in das Stromnetz eingespeist werden würde, kann durch Hybridanlagen mit elektrischer Zusatzheizung oder einem elektrischem Heizstab im Warmwasser- und/oder Pufferspeicher noch weiter im Gebäude selbst genutzt werden.

9.1.5 Wärmenetze und saisonale Wärmespeicher[217]

Statistische Auswertungen zu Wärmenetzen wurden in der Studie „Dezentrale vs. zentrale Wärmeversorgung im deutschen Wärmemarkt“ durchgeführt. Dementsprechend werden 5,2 % aller Wohngebäude und 13,5 % aller Wohneinheiten in Deutschland durch Wärmenetze (Nah- und Fernwärme) versorgt, vgl. Abbildung 179.

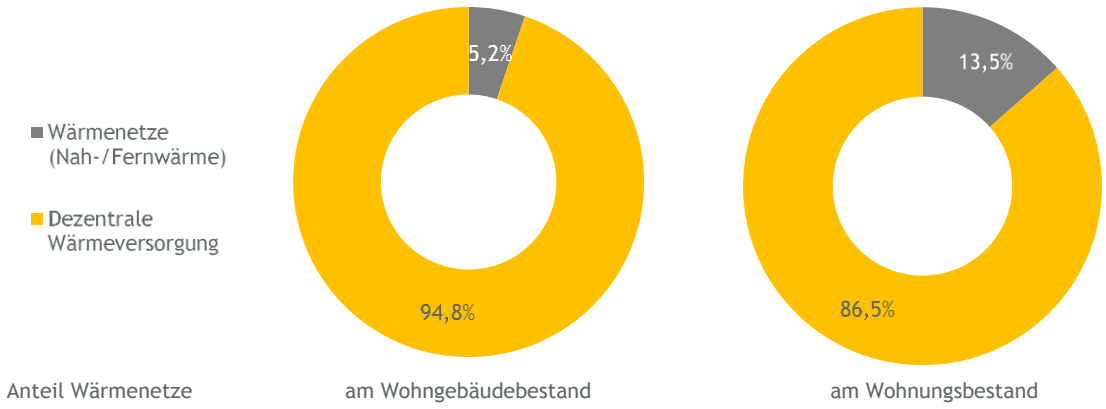


ABBILDUNG 179: ANTEIL DER WÄRMENETZE AM GESAMTWOHNGEBÄUDEBESTAND UND AM WOHNUNGSBESTAND
Quelle: ITG und TU Darmstadt (2016)

Der Anteil der durch Wärmenetze versorgten Wohnungen am Gesamtbestand steigt langsam an von 12% im Jahr 1995 auf ca. 14% im Jahr 2016. Beim Neubau ist ein stärkerer Zuwachs zu verzeichnen, 1995 wurden 7 % aller neuen Wohneinheiten durch Wärmenetze versorgt, dieser Wert ist in 2016 auf 23,5 % gestiegen. Eine der wesentlichen Ursache für diesen Anstieg dürften die rechtlichen Rahmenbedingungen sein: bei einer gebäudeindividuellen Wärmeversorgung müssen im Regelfall sowohl Anlagentechnik als auch Gebäudehülle zur Erfüllung höherer Anforderungen verbessert werden. Beim Anschluss an ein Wärmenetz mit günstigem Primärenergiefaktor werden meist nur die baulichen Mindestanforderungen eingehalten. Damit ergeben sich vergleichsweise geringe Anfangsinvestitionen für den Bauherren des Gebäudes, die allerdings i.d.R. zu höheren Energiekosten im Gebäudebetrieb führen.

[217] Autoren: ITG und ewi ER&S.

Wärmenetze bieten eine Reihe von Vorteilen:

- Durch den zentralen und größeren Wärmeerzeuger können biogene Reststoffe genutzt werden, deren Qualität für eine Verbrennung in einem gebäudeintegrierten Heizkessel nicht ausreichend wäre.
- Es können KWK-Systeme so als Grundlasterzeuger geplant und eingesetzt werden, dass sich lange Laufzeiten ergeben, die sich positiv auf die Wirtschaftlichkeit auswirken.
- Wärmenetze bieten die Möglichkeit zur Integration großer Solarthermiesysteme, die mit Langzeitwärmespeichern gekoppelt werden können. Diese weisen spezifisch geringere Investitionskosten auf als kleinere Solarthermieanlagen, gleichzeitig werden höhere flächenspezifische Erträge erzielt.
- Bei geeigneten geologischen Voraussetzungen kann die Wärmeversorgung durch Tiefengeothermie erfolgen. Dafür sind Bohrungen bis in eine Tiefe von beispielsweise 3.000 m erforderlich, die bei einer gebäudeindividuellen Versorgung hochgradig unwirtschaftlich wären.
- Durch eine Kombination unterschiedlicher Wärmeerzeuger können Wärmenetze flexibel auf unterschiedliche Situationen im Energieversorgungssystem reagieren. So können beispielsweise sonst überschüssige erneuerbare Strommengen in Wärme umgewandelt werden, diese Power-to-Heat-Lösungen leisten einen Beitrag zur Sektorenkopplung.

Den Vorteilen der Wärmenetze steht eine Reihe wesentlicher Nachteile gegenüber:

- Die Wärmebereitstellung erfolgt in Wärmenetzen gegenwärtig zu mehr als 80 % in Kraft-Wärme-Kopplung. Der wesentliche Vorteil dieser Technologie besteht in der Nutzung der Abwärme, die bei einer ungekoppelten Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern sonst ungenutzt in die Umgebung abgegeben wird. Die primärenergetischen und CO2-Vorteile der Kraft-Wärme-Kopplung werden jedoch durch eine immer mehr auf erneuerbaren Quellen basierende Stromerzeugung zukünftig geringer.
- Wärmenetze werden gegenüber gebäudeweisen Heizsystemen mit relativ hohen Temperaturen betrieben. Insbesondere bei großen Bestandswärmenetzen ist eine Absenkung der Temperaturen wegen der Vielzahl der angeschlossenen Wärmeabnehmer technisch schwierig und finanziell aufwändig. Hohe Systemtemperaturen verursachen hohe Wärmeverluste im Netz, die unabhängig von der abgenommenen Wärmemenge sind. Wenn die versorgten Gebäude infolge besserer Wärmedämmung weniger Wärme benötigen, dann verringern sich die absoluten Netzverluste kaum, die relativen Verlustkenngrößen steigen an.
- Die Wärmeerzeugung erfolgt bei Wärmenetzen gegenwärtig zu einem hohen Anteil aus fossilen Brennstoffen. Dabei wird in großem Umfang Kohle eingesetzt, deren Verbrennung mit hohen THG-Emissionen verbunden ist. Dieser Energieträger wurde bei der gebäudeindividuellen Wärmeversorgung längst weitgehend vom Markt verdrängt.
- Die Errichtung neuer Wärmenetze ist mit hohen Anfangsinvestitionen für das Gesamtsystem verbunden, die durch entsprechende Wärmekosten refinanziert werden müssen. Der

Anschluss an ein Wärmenetz ist daher bei aktuellen Kostenstrukturen häufig nur für die Eigentümer größerer Gebäude attraktiv. Da die Kosten für den Betrieb des Wärmenetzes wesentlich durch Kapitalkosten und sonstige nicht energiebedingte Kosten bestimmt werden, führt eine nachträgliche Verbesserung des Wärmeschutzes der Gebäude kaum zu sinkenden Kosten für den Netzbetreiber, allerdings besteht aus Sicht der Wärmekunden die Erwartung verringerter Wärmekosten.

- Mit dem Anschluss an ein Wärmenetz entsteht eine langfristige Bindung zwischen dem Wärmekunden und dem Versorger. Der Wärmekunde hat praktisch keine Möglichkeit für eine andere Wärmeversorgung. Diese monopolartige Situation führt teilweise zu überhöhten Wärmekosten, welche jedoch durch staatliche Eingriffe (Kartellbehörden) begrenzt werden können. Die Möglichkeiten zur individuellen Nutzung erneuerbarer Energien, beispielsweise durch Installation einer Solarthermieanlage, werden durch den Betreiber in der Regel eingeschränkt.

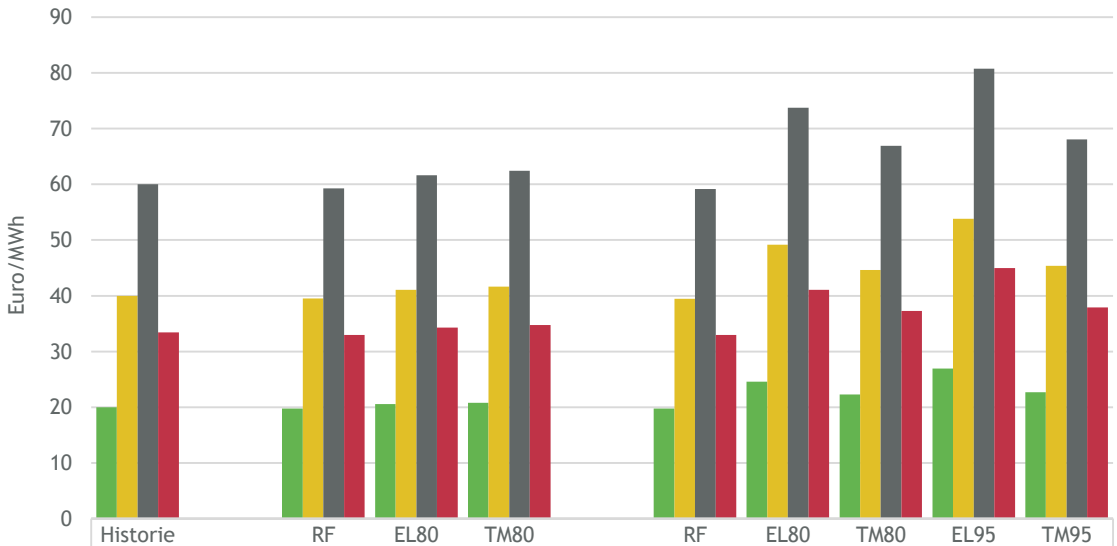
Infrastrukturkosten von Wärmenetzen[218]

Die Kosten für Wärmenetze unterscheiden sich je nach Standort zum Teil deutlich. Wesentliche Treiber sind die Anschlussdichte und räumliche Strukturen vor Ort. Daher erfolgt in dieser Studie eine vereinfachte Abschätzung der Kosten für Wärmeinfrastrukturen. Der Gesamtbedarf an Fernwärme wird in 3 Klassen unterteilt, welche unterschiedliche Anschlussdichte repräsentieren: Gemäß der in Kapitel 4.4.6.2 getroffenen Annahmen werden die Infrastrukturkosten von Wärmenetzen für die dargestellten Regionen abgeschätzt und mittels der Wärmenachfrage für die unterschiedlichen Szenarien über die Jahre fortgeschrieben. Abbildung 180 stellt die Entwicklung der infrastrukturabhängigen Wärmeverteilkosten in Euro/MWh dar.

Abweichende Kostenniveaus zwischen den Regionen repräsentieren die unterschiedliche Anschlussdichte. Mengenabhängig sind die Kosten in Regionen mit hoher Anschlussdichte (Großstadt) generell geringer als in Regionen mit niedrigerer Anschlussdichte (Mittelgroßstadt, Kleinstadt). Mithilfe der gegenwärtigen Wärmenachfrageverteilung in Deutschland können die aggregierten durchschnittlichen Verteilkosten für Deutschland ausgewiesen werden.

Es ist zu erkennen, dass die infrastrukturabhängigen Kosten von Fern- / Nahwärme in Szenarien mit rückgängigem Wärmebedarf ansteigen. Dies ist damit begründet, dass Wärmenetze hohe Fixkostenbestandteile beinhalten, welche auf eine geringere Nachfrage verteilt werden. Entsprechend sind in EL95 die Wärmeverteilkosten in 2050 am höchsten. Die Verteilkosten steigen demnach bis 2050 um etwa 35 % gegenüber 2015. In RF sind die Kosten entsprechend der geringen Energieeffizienzgewinne im Gebäudesektor in 2050 am niedrigsten. Hier sind die Verteilkosten in 2050 in etwa auf heutigem Niveau.

[218] Autor: ewi ER&S.



	Historie 2015	RF	EL80 2030	TM80	RF	EL80	TM80 2050	EL95	TM95
Großstadt	20,0	19,8	20,5	20,8	19,7	24,6	22,3	26,9	22,7
Mittelgroßstadt	40,0	39,5	41,1	41,6	39,5	49,2	44,6	53,8	45,4
Kleinstadt	60,0	59,3	61,6	62,4	59,2	73,7	66,9	80,8	68,1
Aggregiert	33,4	33,0	34,3	34,7	32,9	41,0	37,3	45,0	37,9

ABBILDUNG 180: ENTWICKLUNG INFRASTRUKTURABHÄNGIGER WÄRMEVERTEILKOSTEN NACH REGION UND SZENARIO

9.1.6 Digitalisierung im Gebäudesektor: Nutzerverhalten, Betriebsoptimierung, Gebäudeautomation[219]

Die Optimierung des Gesamtsystems von Heizungsanlagen durch die Vernetzung der einzelnen Anlagenkomponenten bzw. die Steuerung dieser mittels digitaler Informationstechnik kann weitere Energie- und damit CO_2-Einsparungen generieren und führt zudem zur Verbesserung des thermischen Komforts.

Die Höhe des möglichen Einsparpotenzials hängt dabei sowohl vom baulichen Wärmeschutz des Gebäudes als auch von der installierten Anlagentechnik ab. Zudem hat das Verhalten des Nutzers ohne Digitalisierung der Heizung Einfluss auf die möglichen Einsparungen.

Je nach installierter Anlagentechnik sind verschiedene Digitalisierungsfunktionen möglich. Für diese können zusätzliche Einsparungen an Endenergie für Heizung und Warmwasser abgeschätzt werden (Einfamilienhäuser und kleinere Mehrfamilienhäuser):[220]

- Selbstadaptierende Heizkurveneinstellung
    - Eine bedarfsgeführte Wärmebereitstellung in Abhängigkeit vom tatsächlichen Raumwärmebedarf kann durch Auswertung der Lastanforderungen der Räume auf

[219] Autoren: ITG und ewi ER&S.
[220] Vgl. ITG (2017).

Basis der aktuellen Ventileinstellungen oder durch die messtechnische Erfassung der Oberflächentemperaturen der Heizflächen realisiert werden.

  - In Abhängigkeit von der Art der Wärmeerzeugung sind zusätzliche Endenergieeinsparungen zwischen 1,5 % und 8 % möglich.

- Präsenzkontrolle
  - Auf Grundlage einer automatischen Erfassung der Belegung des Hauses (Erfassung der Geo-Positionen der Bewohner) bzw. der Belegung einzelner Räume kann eine selbsttätige Unterbrechung des Heizbetriebes (intermittierender Heizbetrieb) erfolgen.
  - Je nach Wärmeschutzstandard des Gebäudes sind zusätzliche Endenergieeinsparungen zwischen 2,5 % (Neubau) und 4 % (Altbau) möglich.
- Wetterprognose
  - Mit dem Zugriff auf lokale Online-Wettervorhersagen und deren Analyse auf die Auswirkung auf die Raumtemperatur ist die Einstellung der Vorlauftemperatur bzw. eine Veränderung der Heizdauer möglich.
  - Je nach Wärmeschutzstandard des Gebäudes sind zusätzliche Endenergieeinsparungen zwischen 1 % (Neubau) und 3 % (Altbau) möglich.
- Vereinfachter bzw. automatisierter hydraulischer Abgleich
  - Mit einem automatisch durchgeführten hydraulischem Abgleich erhält das System den tatsächlichen Wärmebedarf der einzelnen Räume und kann diesen entsprechend bereitstellen.
  - Je nach Wärmeschutzstandard des Gebäudes sind zusätzliche Endenergieeinsparungen zwischen 2 % (Neubau) und 3 % (Altbau) möglich.
- Zeitliche Optimierung der Warmwasserzirkulation
  - Durch eine zeitliche Optimierung der Zirkulation im Warmwassernetz, z.B. in Abhängigkeit von der Belegung des Hauses, können Einsparungen an Endenergie Wärme und an Hilfsenergie (Strom) erzielt werden (flexible Abschaltung der Zirkulation, zusätzlich zur Nachtabschaltung).
  - Die Einsparungen an Endenergie Wärme bewegen sich zwischen 1,5 % (3 h/d zusätzlich) und 8 % (ohne Zirkulation gegenüber durchgängiger Zirkulation), die Einsparungen an Hilfsenergie zwischen 5 % und 25 %.
- Visualisierung der Verbrauchsdaten
  - Verbrauchsdaten, wie Wärme- und Warmwasserverbrauch, werden über ein spezielles Display oder webbasiert auf vorhandenen Nutzergeräten (Smartphone, Computer) visualisiert, um damit das Verbrauchsverhalten zu beeinflussen. Neben dem manuellen Nutzereingriff können durch den Nutzer auch automatische

Einstellungen an der Regelung der Heizung vorgenommen werden. Bei einem bereits sparsamen Nutzer ist ein geringeres Einsparpotenzial zu generieren als bei einem bislang nicht sparsamen Nutzer.

  - Das mögliche Einsparpotenzial liegt so in einem weiten Bereich zwischen 2 % und 10 %. Im Mittel kann von Einsparungen an Endenergie Wärme und Warmwasser von 5 % ausgegangen werden.

- Kombination mehrerer Optionen
  - Bei der Kombination mehrerer Digitalisierungsoptionen (Heizkurveneinstellung, Präsenzkontrolle, Lüftungserkennung, Anheiz- und Heizende-Option), wie sie beispielsweise in Smart-Home-Systemen umgesetzt werden, können je nach Wärmestandard der Gebäude Endenergieeinsparungen zwischen 8 % (Altbau) und 15 % (Neubau) generiert werden. In Single-Haushalten lassen sich bis zu 25% Energieeinsparung erreichen.

Die Energieeinsparverordnung EnEV formuliert ihre Anforderungen auf Basis rechnerischer Bedarfswerte, mit denen eine einheitliche Beheizung und eine günstige Betriebsführung unterstellt werden. Jedoch hat der Nutzer einen großen Einfluss auf die Verbrauchswerte. So laufen Anlagen ohne qualifizierte Inbetriebnahme und ohne energetisches Monitoring oft nicht im optimalen Zustand. Durch eine qualitätsgesicherte Inbetriebnahme können im Mittel Energieeinsparungen von etwa 5% erschlossen werden. Legt man den Fokus auf die tatsächlichen Verbrauchswerte, dann ergibt sich ein weiteres Einsparpotenzial, das heute durch Digitalisierung der Anlagentechnik leicht erschlossen werden kann, zum Beispiel durch eine selbstadaptierende Heizkurveneinstellung oder ein energetisches Monitoring. Ein energetisches Langzeit-Monitoring von Verwaltungsgebäuden beispielsweise verringert den Energiebedarf um 10%.

Weiterhin ist die Digitalisierung der Heizungsanlagen Voraussetzung dafür, dass die Gebäude als aktives Element bei der Energieversorgung mitwirken.

Wird, wie politisch angestrebt, die zukünftige Energieversorgung zu sehr wesentlichen Teilen auf erneuerbarem Strom basieren, unterliegt das Stromangebot wetterabhängig starken Schwankungen. Digitale Stromzähler an der Übergabestelle ermöglichen eine bi-direktionale Kommunikation zwischen Versorger und Abnehmer, digitalisierte Heizungsanlagen können damit in Abhängigkeit vom Stromangebot geregelt werden. Einerseits kann „überschüssiger“ Strom aus erneuerbaren Energien an den Endkunden weitergegeben werden, die Nutzung bzw. Speicherung erfolgt in der Heizungsanlage selbst (Puffer- bzw. Warmwasserspeicher) bzw. durch Nutzung der thermischen Speicherfähigkeit des Gebäudes. Andererseits kann eine Energieerzeugung im Gebäude systemdienlich gestaltet werden, zum Beispiel durch eine entsprechende Stromerzeugung mit einer KWK-Anlage bei geringem Stromangebot im Netz.

Die Digitalisierung von privaten Haushalten in Kombination mit der Elektrifizierung des Wärmesektors wird also zurzeit als Teillösung der Systemprobleme aufgrund der fluktuierenden Einspeisung erneuerbarer Energiequellen diskutiert.

Die folgende Tabelle 25 illustriert am Beispiel der oben genannten Digitalisierungsoption „Wetterprognose“ und der Kommunikation zwischen Versorger und Verbraucher das Digitalisierungspotential im Bereich der Wärmeanwendungen von Haushalten. Durch die intelligente Nutzung von Wärmespeichersystemen bei der Nutzung von elektrischen Wärmeerzeugern kann der Strombezug an den Strompreis angepasst werden.[221] Der Strompreis kann somit einen gesamtsystementlastenden Strombezug anreizen. Ein mögliches Anwendungsgebiet stellen zum Beispiel Wärmepumpen mit unterschiedlichen Energiequellen dar. Zur Vereinfachung wird der Strompreis ohne Abgaben, Umlagen oder Netzentgelte in diesem Beispiel betrachtet.

Das Potential der Digitalisierung von Haushalten wird mit Hilfe des durch ewi ER&S entwickelten „Consumer Model of Opportunities“ (COMODO) illustriert. COMODO dient zur Simulation von Diffusionsprozessen dezentraler Erzeugungsanlagen. Mittels COMODO können insbesondere einzelwirtschaftliche Installationsentscheidungen von Haushalten und die Einsatzprofile von Wärme- und Stromversorgungstechnologien abgebildet werden.

Die Analyse erfolgt an einem beispielhaften Vier-Personen-Einfamilienhaus in Deutschland, das mit einer elektrischen Luft-Wärmepumpe beheizt wird. Technische Angaben zu dem beispielhaft gewählten Haushalt finden sich in Tabelle 25.

Haushaltsdefinition	Gebäudetyp	Einfamilienhaus	
	Personenanzahl	Vier Personen	
	Jahresbedarfsgrößen	Nutzwärmebedarf	20000 kWhth/a inkl. Warmwasser
		Strombedarf	4000 kWhel/a
Strompreis	Börsenpreis	Maximum	12,00 Cent/kWhel
		Minimum	0,00 Cent/kWhel
		Mittelwert gewichtet nach stündlichem Stromverbrauch bei Betrieb ohne Wärmespeicher	4,18 Cent/kWhel
		Mittelwert gewichtet nach stündlichem Stromverbrauch bei Betrieb mit Wärmespeicher	4,15 Cent/kWhel
Installierte Technologien	Luft-Wärmepumpe	Heizleistung	9 kWth
	Wärmespeicher	Speichergröße	300 l

TABELLE 25: DEFINITION DES BEISPIELHAUSHALTS

Der exemplarische Haushalt hätte ohne einen Wärmespeicher einen Jahresstrombedarf von ungefähr 11.030 kWh_{el} zur Deckung der Haushaltsstrom-, Warmwasser- und Raumwärmeversorgung. In dem gewählten Zeitraum hat die exemplarische Wärmepumpe bei

[221] Voraussetzung dafür ist, dass die entsprechenden Preissignale beim Haushaltskunden sichtbar werden. Das heutige System an Abgaben und Umlagen verzerrt diese Preissignale und reduziert damit die Chancen für das Heben von Digitalisierungspotenzialen (siehe z.B. Bertsch et al. 2017).

einer Vorlauftemperatur von 50° C folglich ohne einen Wärmespeicher eine Jahresarbeitszahl (JAZ) von 2,8 erreicht. Der stündlich gemittelte Strombedarfspeak des betrachteten Haushalts für Wärme- und Stromversorgung ohne Wärmespeicher beträgt ca. 4kWel. Im Peak bezieht die Wärmpumpe ca. 3,5 kW_{el} aus dem Netz.

Durch den Einsatz eines 300-lWärmespeichers und einer intelligenten Speicherführung reduziert sich der Jahresstrombedarf des betrachteten Haushalts um 60kWhel. Dies ist auf die höhere JAZ von 2,9 zurück zu führen. Diese höhere JAZ erreicht wird, da eine intelligente Speicherführung auf Wetterphänomene reagieren kann. So kann der Wärmespeicher genutzt werden, um Kälteperioden zu unterstützen, in welchen der Coefficient of Performance (COP) einer Luft-Wärmepumpe (WP) niedrig ist. Dies ist in Abbildung 181 illustriert. Durch die Verschiebewirkung des Strombezugs der Wärmepumpe erhöht sich der gesamte Strombezugspeak auf 4,2 kW_{el}.

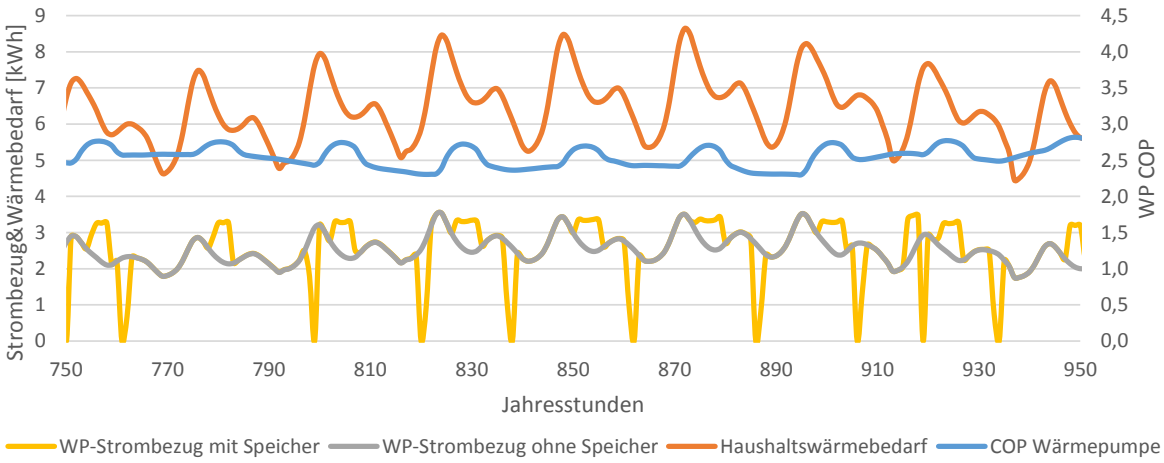


ABBILDUNG 181: INTELLIGENTE STEUERUNG EINES WÄRMESPEICHERS

Durch die Reduktion der Stromnachfrage, insbesondere in kalten Zeiten, kann das Gesamtsystem zumindest kurzfristig entlastet werden, wobei der betrachtete Wärmespeicher für eine „kalte Dunkelflaute“ keine wesentliche Hilfe wäre.[222]

Die an den COP angepasste Fahrweise der Wärmepumpe kann die stündliche Peak-Stromnachfrage eines Haushalts erhöhen, wie es bei dem beispielhaft gewählten Haushalt passiert ist. Das Eintreten dieses Phänomens ist von der Gleichzeitigkeit von Raum- und Warmwasserwärmebedarf und Zeiten geringer COP abhängig. Die Gleichzeitigkeit der Peak-Stromnachfrage zur Wärmeversorgung einer Vielzahl an Haushalten über Power-to-Heat-Systeme (PtH-Systeme) kann sich im Börsenstrompreis widerspiegeln. In Zeiträumen hoher Wärmenachfrage reagiert der Strombörsenpreis, insbesondere bei gleichzeitig geringem EE-Dargebot.[223] Ein entsprechender digitaler Prozess kann diese Korrelation nutzen und damit zu einer weiteren Entlastung des Stromversorgungssystems beitragen, wie das folgende Beispiel zeigt.

[222] Für die Definition der kalten Dunkelflaute siehe Kapitel 3.3.2.
[223] Das folgende fiktive Beispiel nimmt zur Vereinfachung und Veranschaulichung ein konstantes und geringes EE-Dargebot an.

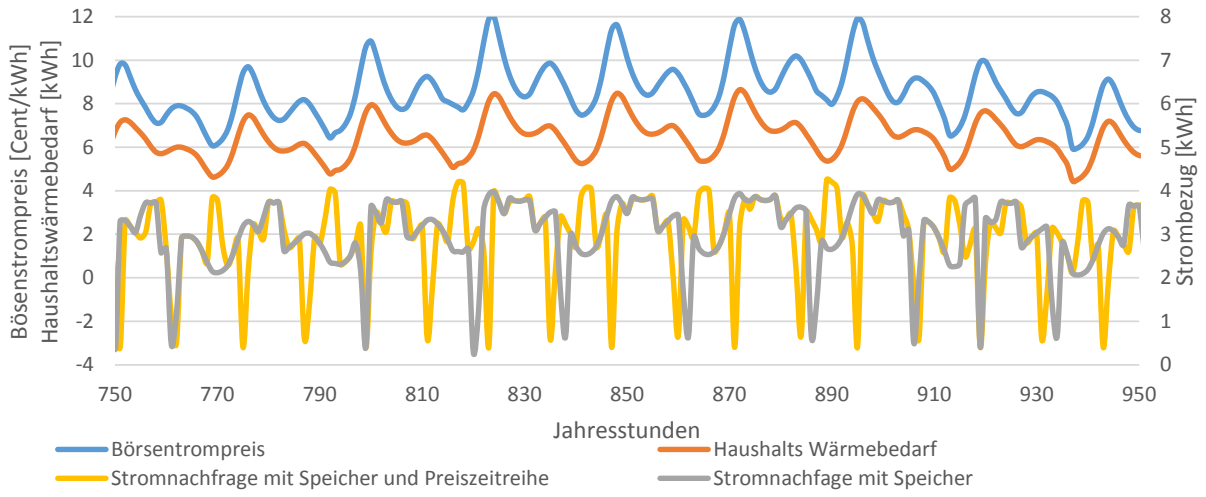


ABBILDUNG 182: DIGITALISIERUNG MITTELS VARIABLEN BÖRSENPREISSIGNALEN

Wie in Abbildung 182 zu erkennen ist, kann der Haushalt auf einen variablen Strompreis[224] durch die Nutzung seiner Wärmespeicherkapazitäten reagieren. In Zeiten niedriger Strompreise wird der Speicher gefüllt, um in Zeiten hoher Strompreise die Wärmeversorgung zu unterstützen. Korrelieren die hohen Strompreise nun mit der Stromnachfrage auf der Ebene des Gesamtsystems und des Wärmebedarfs der Haushalte, kann das Strompreissignal eine Reduktion der Peak-Stromnachfrage anreizen. Bei dem in Abbildung 182 illustrierten Haushalt reduziert sich der Peak der Stromnachfrage zum Zeitpunkt eines hohen Wärmebedarfs (z.B. in Stunde 872 von 3,5 kW_{el} auf 2,7 kW_{el}) um ca. 0,8 kW_{el}.

Diese Fahrweise der Wärmepumpen-Wärmespeichersysteme kann zu einem erhöhten Stromverbrauch im Vergleich zur rein an die COP der Wärmepumpen angepassten Fahrweise führen. Bei dem gewählten Haushalt erhöht sich der Strombedarf für Haushaltsstrom und Wärmeversorgung marginal um ca. 10 kWh_{el} pro Jahr. Dennoch wird dadurch der Effekt der Wärmespeicherung nicht nivelliert. Zudem ist der leicht höhere Stromverbrauch nicht zwingend nachteilig, da der Speicher teuren gegen günstigeren Strombezug tauscht.

Die beiden Beispiele zeigen, dass die informationstechnische Verarbeitung von Temperatur- und Preisinformationen das Gesamtsystem entlasten bzw. effizienter machen kann.

[224] Der hier gezeigte Börsenstrompreis stellt eine Situation im Jahr 2030 dar und ist im Vergleich zur heutigen Situation vergleichsweise hoch. Dies ist mit höheren Brennstoff- und CO2-Preisen zu begründen.

9.1.7 Gebäude als Energieerzeuger: Gebäudeintegrierte PV und dezentrale Speicherung[225]

Gebäude sind in der Vergangenheit fast ausschließlich als passive Energieverbraucher angesehen worden. Die Energie wurde von einem Energieversorger zum Gebäude geliefert, dort in die entsprechende Nutzenergie umgewandelt und damit „verbraucht". Mittlerweile und vor allem zukünftig werden Gebäude eine aktivere Rolle im Energiesystem spielen.

Vordergründig betrifft dies die Erzeugung von Strom durch gebäudeintegrierte bzw. gebäudenahe Photovoltaikanlagen und KWK-Anlagen. Denkbar, allerdings bisher in geringerem Umfang realisiert, ist auch die Erzeugung von Wärme innerhalb des Gebäudes, zum Beispiel mit solarthermischen Anlagen oder aus Abwärme von Produktionsprozessen, welche dann über entsprechende Transportsysteme (i.d.R. Nahwärmenetze) an andere Verbraucher übergeben wird. Die erzeugte Energie wird vorrangig im Gebäude selbst genutzt, Überschüsse können in die Wärmenetze (vgl. Wärmenetze und saisonale Wärmespeicher) eingespeist werden.

9.1.7.1 Vorteile der dezentralen Energieerzeugung in und an Gebäuden

Durch die dezentrale Struktur der Energieerzeugung im bzw. am Gebäude kann ein Beitrag zur Verringerung der Netzbelastung geleistet werden, es ist ein weniger starker Netzausbau als bei zentralisierten Versorgungslösungen erforderlich. In Verbindung mit geeigneten Speichern im Gebäude, z.B. Batteriespeichern für PV-Anlagen, entfallen zentrale Speicherelemente. Die Gebäudebesitzer sind im Regelfall auch Eigentümer der aktiven Energieerzeugungskomponenten, sie tragen die Investitionskosten und sichern den langfristigen Betrieb. Damit wird der Investitionsbedarf in der zentralen Energieerzeugung verringert. Durch die Installation von PV-Anlagen auf Dachflächen und perspektivisch an der Fassade findet eine Doppelnutzung der Fläche statt. Ein weiterer Flächenverbrauch wird damit vermieden. Dezentrale Lösungen sind robust und vergleichsweise wenig anfällig für äußere Störungen.

9.1.7.2 Aktueller Stand und Entwicklungspotenzial

PV-Anlagen

Die bis 2016 installierte Gesamtleistung an Photovoltaikanlagen in Deutschland beträgt 41,2 GW.[226] Der Großteil des mit Photovoltaikanlagen erzeugten Stromes wird dabei im Gebäudebereich erzeugt, so hatte die installierte Fläche auf Dächern von Gebäuden 2014 einen

[225] Autor: ITG.
[226] BSW-Solar (2017).

Anteil von etwa 75 %.[227] Abbildung 183 stellt die angenommene Entwicklung der installierten Leistung und Stromerzeugung von Dachanlagen im Betrachtungszeitraum dar.

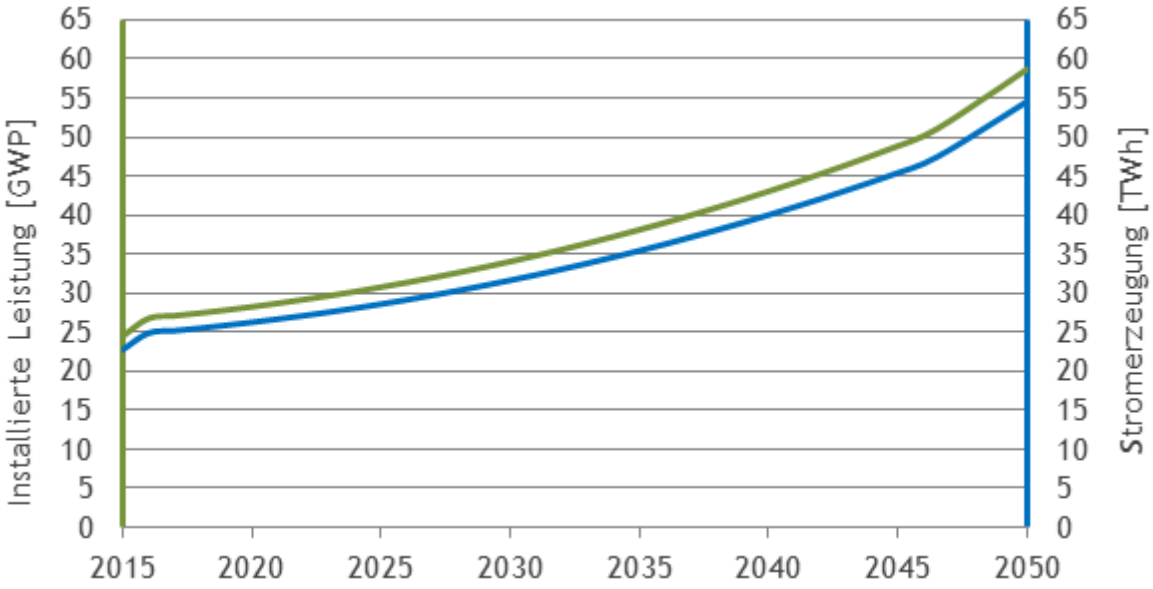


ABBILDUNG 183: ANNAHME DER ENTWICKLUNG DER INSTALLIERTEN LEISTUNG UND DER STROMERZEUGUNG – DACHANLAGEN

KWK-Anlagen

Entsprechend der Angaben des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle[228] wurden im Zeitraum von 2009 bis 2016 rund 38.000 KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung bis 50 kW nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz zugelassen. Bezieht man Anlagen mit einer elektrischen Leistung bis 250 kW mit ein, sind es etwa 41.000 zugelassene Anlagen, wobei die größeren Anlagen zu einem wesentlichen Anteil in Wärmenetzen bzw. Nichtwohngebäuden zu finden sind. Nach Hochrechnung dieser Zahlen mit der mittleren Lebensdauer solcher Anlagen, kann man derzeit von etwa 70.000 in Gebäuden vorhandenen KWK-Anlagen ausgehen.

Im günstigsten Fall kann ein Gebäude bei ausreichender Eigenerzeugung (i.d.R. durch PV-Systeme) in der Jahresbilanz einen positiven Saldo aufweisen – es wird mehr Energie erzeugt als verbraucht. Derartige Gebäude werden als Plus-Energiehäuser bezeichnet, entsprechende Gebäude werden seit wenigen Jahren in zunehmender Anzahl gebaut.

Die tatsächliche Entwicklung der aktiven Stromerzeugungskomponenten ist sehr stark von den politischen Rahmenbedingungen abhängig, da diese sowohl die Wirtschaftlichkeit als auch die Zulässigkeit von Alternativen regeln.

[227] BMWi (2015b).
[228] ASUE (2017).

9.1.8 Bedarfsdeckung während einer kalten Dunkelflaute[229]

9.1.8.1 Nachfrageseite

Im aktuellen Gebäude- und Heizungsbestand spielen elektrische Beheizungstechnologien nur eine untergeordnete Rolle und sind zum Teil noch durch ineffiziente Heizungssysteme wie Nachtspeicheröfen oder Durchlauferhitzer geprägt. Elektrische Wärmepumpen stellen im Wohngebäudebestand lediglich einen Anteil von etwa 4 %, allerdings mit deutlich höheren Anteilen im Neubaubereich. Im Falle der angestrebten weitgehenden oder sogar umfassenden Elektrifizierung des Gebäudesektors ist es erforderlich, dass die zur Beheizung der Gebäude installierten elektrischen Wärmeanwendungen sowohl in der Arbeit als auch in der Leistung versorgt werden können.

Bei einer umfassenden Elektrifizierung im Gebäudebereich ist zu erwarten, dass nicht nur die nachgefragte Strommenge stark ansteigt, sondern auch die benötigte Spitzenlast aus dem Gebäudebereich einen Mehrbedarf an Erzeugungskapazität bedingt.

Im heutigen Gebäudebestand trägt im Wesentlichen der benötigte Weißstrom für IKT und Beleuchtung zur Spitzenlast bei. Bei durchschnittlich 5.000 Volllaststunden entfallen so auf den Gebäudebereich 34 GW Spitzenlast in 2015. Da die Beheizung des Gebäudebestands typischerweise eine hohe Gleichzeitigkeit (Heizperiode Oktober bis April) aufweist, gehen die installierten Elektrowärmeanwendungen mit 95 % ihrer Stromanschlussleistung zusätzlich in die Spitzenlast des Gebäudesektors ein. Dieser wärmeseitige Teil der Spitzenlast steigt also mit zunehmender Elektrifizierung an.

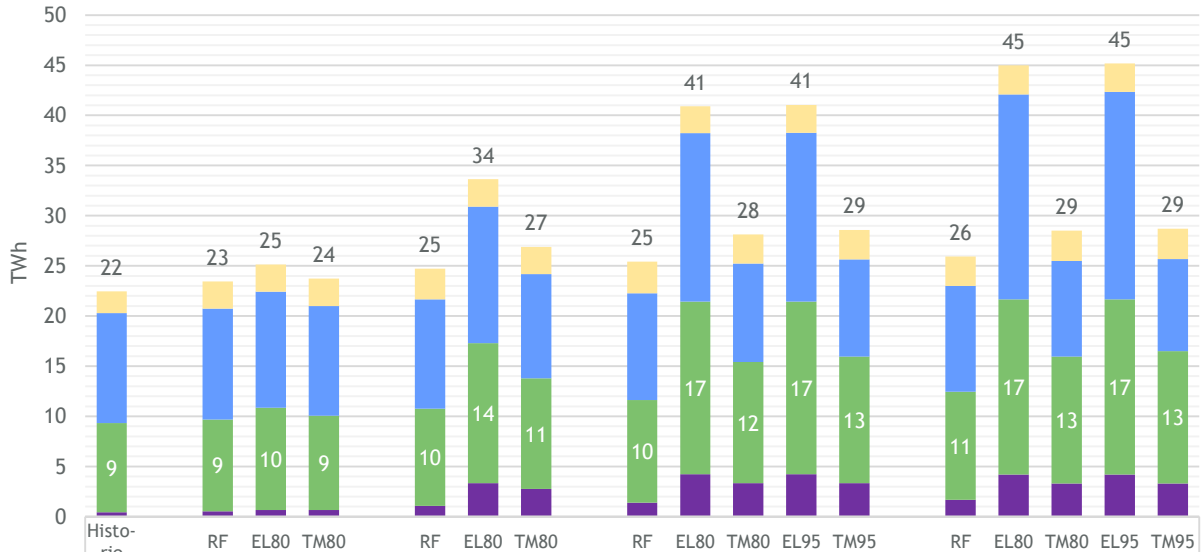
Neben der Deckung der absoluten Spitzenlast müssen auch längere Dunkelflauten in der Leistung überbrückt werden können. Auf Grundlage von historischen Temperaturprofilen wurden deswegen zweiwöchige Nachfrageprofile erstellt, die eine hohe Wärmenachfragesituation replizieren. Die Auswertung der mittleren Klimadaten für Deutschland für ein mittleres Jahr ergibt eine mittlere Außentemperatur in den kältesten 14 Tagen von ca. -3°C. Die Umrechnung auf die maximale Heizlast ergibt, dass elektrische Wärmeanwendungen mit rund 80 % ihrer elektrischen Leistung zur zweiwöchigen Last beitragen. In Abbildung 184 wird die benötigte Strommenge in einer zweiwöchigen Dunkelflaute für den Gebäudesektor sowie Verkehr und Industrie dargestellt.

Im Referenzsszenario wächst die in einer kalten Dunkelflaute nötige Strommenge durch den Zubau elektrischer Wärmeanwendungen um 2 TWh von 2015 bis 2050 an.

Durch den sehr starken Einsatz elektrischer Wärmepumpen im Elektrifizierungsszenario steigt die benötigte Strommenge im Gebäudebereich um 8 TWh an, was einer durchschnittlichen Leistung von 26 GW entspricht.

[229] Autoren: ITG und ewi ER&S.

Im Technologiemixszenario steigt der zweiwöchige Strombedarf um 4 TWh (durchschnittlich 11 GW) weniger stark an, da entsprechend weniger elektrische Wärmepumpen installiert werden. Aus der Abbildung wird deutlich, dass auch die Sektoren Industrie und Verkehr für zusätzliche Strombedarfe während der Dunkelflaute sorgen. Dies resultiert allein aus dem allgemein gestiegenen Strombedarf in diesen Sektoren. Für die Sektoren Verkehr und Industrie wurde angenommen, dass der Strombedarf während der Dunkelflaute dem Jahresdurchschnitt entspricht.[230]



	Historie	RF	EL80	TM80	RF	EL80	TM80	RF	EL80	TM80	EL95	TM95	RF	EL80	TM80	EL95	TM95
	2015	2020			2030			2040					2050				
Gesamt	22	23	25	24	25	34	27	25	41	28	41	29	26	45	29	45	29
Andere	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Industrie	11	11	12	11	11	14	10	11	17	10	17	10	11	20	10	21	9
Gebäude	9	9	10	9	10	14	11	10	17	12	17	13	11	17	13	17	13
Verkehr	0	1	1	1	1	3	3	1	4	3	4	3	2	4	3	4	3

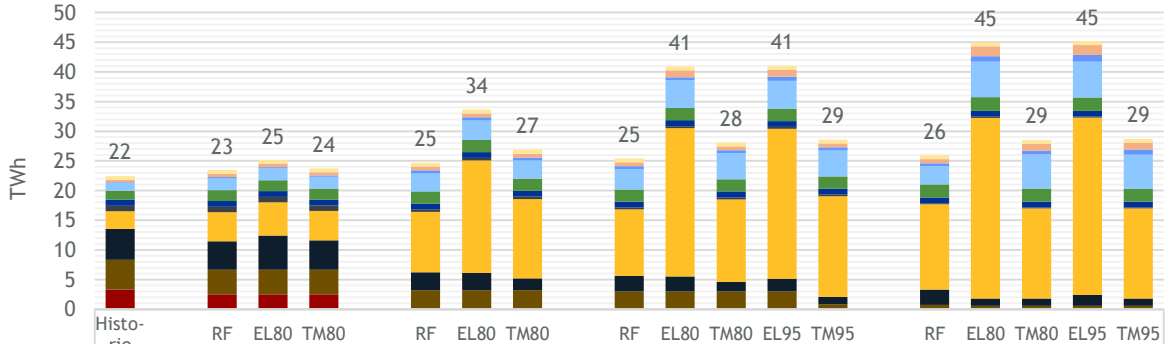
ABBILDUNG 184: STROMNACHFRAGE IN EINER ZWEIWÖCHIGEN DUNKELFLAUTE NACH SEKTOR

9.1.8.2 Angebotsseite

Angebotsseitig tritt in der zweiwöchigen kalten Dunkelflaute eine Situation mit wenig EE-Einspeisung aus Wind und PV ein. Auch für die Einspeisung wurde auf Basis historischer Profile der Beitrag von Wind und PV zur Leistungsabsicherung in einer zweiwöchigen Dunkelflaute betrachtet. Batterien und Wärmespeicher mit einer aus gegenwärtiger Sicht realistischen Kapazität können in einer solchen Situation nicht dazu beitragen, die Stromnachfrage während einer kalten Dunkelflaute zu decken, da sie die Endenergiemengen nur über vergleichsweise kurze Zeiten verschieben, aber nicht erzeugen können. Entsprechend wird insbesondere im Elektrifizierungsszenario eine große Kapazität an konventionellen Erzeugungsanlagen benötigt, um die für den Einsatz elektrischer Wärmepumpen benötigten Strommengen zu liefern. Hierzu werden aufgrund der THG-Ziele vorwiegend Gasturbinen eingesetzt.

[230] Siehe Methodik in Kapitel 3.3.2.

Abbildung 185 zeigt den Erzeugungsmix in einer zweiwöchigen Dunkelflaute. In 2050 decken Gaskraftwerke etwa 50% (TM-Szenarien) bzw. 66% (EL-Szenarien) des Strombedarfs, während die Einspeisung von Wind und PV mit 19% (TM-Szenarien) bzw. 26% (EL-Szenarien) vergleichsweise niedrig ist.



	Histo-rie	RF	EL80	TM80	RF	EL80	TM80	RF	EL80	TM80	EL95	TM95	RF	EL80	TM80	EL95	TM95
	2015	2020			2030			2040					2050				
Gesamt	22	23	25	24	25	34	27	25	41	28	41	29	26	45	29	45	29
Andere	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Photovoltaik	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	1	2	1
Wind Offshore	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Wind Onshore	1	2	2	2	3	3	3	3	5	4	5	4	3	6	6	6	6
Biomasse	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Wasserkraft	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Öl**	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas**	3	5	6	5	10	19	13	11	25	14	25	17	14	30	15	30	15
Steinkohle	5	5	6	5	3	3	2	3	3	2	2	1	3	1	1	2	1
Braunkohle	5	4	4	4	3	3	3	3	3	3	3	1	1	1	1	1	1
Kernenergie	3	3	3	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

ABBILDUNG 185: ERZEUGUNGSMIX IN EINER ZWEIWÖCHIGEN DUNKELFLAUTE

9.2 CCS als Treibhausgasminderungsoption[231]

CCS steht für „Carbon Capture and Storage“ und meint die Abscheidung von Kohlenstoffdioxid (CO_2) an Kraftwerken oder Industrieanlagen und dessen nachfolgende dauerhafte Einlagerung zur Vermeidung klimawirksamer Emissionen. Das BMWi sieht die CCS-Technologie als notwendige Stütze, um die Klimaziele 2050 zu erreichen.

Die Ergebnisse der dena-Leitstudie zeigen, dass das ambitionierte Ziel einer 95 %-Emissionsminderung durch hohe verbleibende THG-Emissionen aus CO_2-intensiven Prozessen der Zement-, Kalk- und Glasproduktion sowie der chemischen Industrie selbst mit den aus heutiger Sicht absehbaren technischen Innovationen zur Reduzierung der Prozessemissionen nicht erreicht würde. Die nach Ausschöpfung dieser Innovationspotenziale verbleibenden CO_2-Emissionen des Industriesektors in Höhe von 43 Mio. Tonnen würden einen Großteil des für Gesamtdeutschland verbleibenden Emissionsbudgets von 64 Mio. t CO_2ä (inklusive Landwirtschaft, Abfallwirtschaft und Übrige) ausschöpfen und könnten auch durch eine vollständige THG-Minderung der anderen in der Studie betrachteten Sektoren (Gebäude, Mobilität und Energie) nicht ausgeglichen werden.

In Phase 2 der dena-Leitstudie wurde daher der Einsatz von CCS zur Reduzierung der CO_2-Emissionen des Industriesektors um 16 Mio. t CO_2ä zur Erreichung des 95 %-Ziels zugelassen.

9.2.1 Technologie und Prozessschritte

Zurzeit werden verschiedene technologische Ansätze entwickelt, um CO_2 abzutrennen, zu transportieren und in geologischen Formationen oder auf dem Meeresgrund zu speichern.[232]

Technologien zur Abtrennung von CO_2

Es gibt aktuell drei unterschiedliche Verfahren zur Abtrennung von CO_2. Alle drei wurden im Rahmen von umfangreichen Studien, Pilot- und Demonstrationsvorhaben im Bereich der Stromerzeugung getestet, eine kommerzielle Anwendung findet bisher aber bis auf wenige Anwendungen in Kanada und den USA im Energiesektor nicht statt. In der chemischen Industrie sind diese Technologien teilweise aber bereits seit vielen Jahren im Einsatz, z. B. bei der Ammoniak- oder Methanol-Herstellung. Weiterer Entwicklungsbedarf besteht bei der Anpassung an die einzelnen Prozesse und bei der Verbesserung der Effizienz und Umweltverträglichkeit der Verfahren.[233]

Dabei verhält sich der erforderliche Energieaufwand je Tonne CO_2 umgekehrt proportional zur CO_2-Konzentration im Stoffstrom, aus dem dieses entfernt werden soll. Das CO_2 lässt sich daher aus den Abgasen von beispielsweise Hochöfen, Zementwerken oder Chemieanlagen energieeffizienter abscheiden als aus Kraftwerksabgasen.

[231] Autoren: Dietmar Gründig, Christoph Jugel, Julian Elizalde König (dena); Prof. Dr.-Ing. Peter Radgen (IER Stuttgart).
[232] BMWi (2018).
[233] BMWi (2018).

Die derzeit genutzten Ansätze werden im Folgenden kurz vorgestellt:

Post-Combustion-Verfahren: In diesem Verfahren wird das CO_2 erst nach der Verbrennung des fossilen Energieträgers abgetrennt. Hierfür kommt eine chemische oder physikalische Rauchgaswäsche zum Einsatz. Das CO_2-haltige Abgas einer Anlage wird in einem Wäscher im Gegenstrom mit einer Waschflüssigkeit in Kontakt gebracht, die das CO_2 absorbiert. Als Waschmittel kommen dabei häufig alkalische Lösungen wie Monoethanolamine (MEA) zum Einsatz. Im Anschluss wird das CO_2 durch thermische Desorptionsprozesse wieder von der Waschflüssigkeit getrennt und als konzentrierter CO_2-Strom abgeleitet. Die regenerierte Waschflüssigkeit kann zur erneuten Abgaswäsche wiederverwendet werden.

Oxyfuel-Verfahren: In diesem Prozess wird die Luft in die Bestandteile Sauerstoff und Stickstoff zerlegt. Nach dem Abtrennen des Stickstoffs wird für den weiteren Prozess nunmehr reiner Sauerstoff für die Verbrennung genutzt. Durch diesen Schritt reduziert sich die Abgasmenge um 75 %, das entstehende Abgas besteht im Wesentlichen noch aus CO_2 und H_2O. Das CO_2 liegt also am Ende hochkonzentriert und relativ rein vor und kann gereinigt und für den Transport verdichtet werden.

Pre-Combustion-Verfahren: Bei diesem Verfahren wird der Kohlenstoffanteil des Brennstoffs vor der Verbrennung abgetrennt. Vor dem Verbrennen wird die Kohle dazu in ein Synthesegas, hauptsächlich bestehend aus Wasserstoff und Kohlenmonoxid umgewandelt. Diesem Synthesegas wird Wasserdampf zugegeben. Im Rahmen einer katalytischen Reaktion wird das Kohlenmonoxid zu Kohlendioxid und weiterem Wasserstoff umgesetzt. Die Abtrennung des CO_2 aus diesem Gasstrom erfolgt durch eine Gaswäsche vergleichbar dem Post-Combustion-Verfahren.[234] Das verbleibende Wasserstoffgas kann nun in Verbrennungsprozessen ohne weitere CO_2-Freisetzung eingesetzt werden.

Mit den drei Abscheideverfahren lassen sich CO_2-Minderungen in den Abgasen von Kraftwerken von 80 bis 98 Prozent erreichen, typischerweise werden Abscheidegrade von mehr als 90 % angestrebt. Für den Einsatz von CCS im Industriebereich sind diese Verfahren oder Teile der entsprechenden Prozesse ebenfalls nutzbar. Allerdings sind die Prozesse immer auf die übrigen Gasbestandteile und enthaltenen Spurenstoffe anzupassen. Derzeitige Forschungs- und Entwicklungsarbeiten zielen darauf ab, die Effizienz der Prozesse zu steigern und Abscheideverfahren der zweiten Generation (zum Beispiel Membranverfahren, Carbonate Looping) zu entwickeln.[235] Insbesondere das Carbonate Looping-Verfahren ließe sich gut in den Prozess der Zementherstellung integrieren.

Lagerstättenkapazität, geografische Lage und CO_2-Transport zu den Lagerstätten

Bei den Abschätzungen der CO_2-Speicherkapazitäten in Deutschland kommt es zum Teil zu starken Schwankungen, da unterschiedliche Effizienzen der Speicherung angenommen werden.[236] Im

[234] BINE (2007).
[235] BMWi (2018).
[236] Wuppertal Institut (2017).

Mittel der verschiedenen Analysen werden Deutschland eine Speicherkapazität von ca. 17 Mrd. Tonnen zugemessen.[237] Diese Kapazität ist damit tausendmal so groß wie die in Kapitel 7.1.3 ermittelten jährlich zu speichernden CO_2-Mengen. Mögliche Offshore-Speichermöglichkeiten z. B. in den Niederlanden, England oder Norwegen sind hierbei noch nicht berücksichtigt.

Neben der Verfügbarkeit von ausreichender Speicherkapazität stellt sich die Frage, ob sich die CO_2-Quellen und die -Speichermöglichkeiten in räumlicher Nähe befinden. So liegen ca. 75 % der Lagerstätten in Norddeutschland, insbesondere in Schleswig-Holstein, Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg und Niedersachsen. Weitere potenzielle Speicher sind im Oberrhein-Graben, dem Saarland sowie in Süddeutschland zu finden. Das bedeutet, dass speziell CO_2 aus Mitteldeutschland über längere Stecken vom Ort der Erzeugung und Abspaltung zu den Lagerstätten transportiert werden muss.[238]

Auf europäischer Ebene werden erste Infrastrukturen für den CO_2-Transport entwickelt, beispielsweise in den Niederlanden, wo bis 2020 ein CO_2-Transporthub im Hafen von Rotterdam entstehen soll. Allerdings sind für Vorbereitung und Entwicklung der Transport- und Speicherinfrastruktur lange Vorlaufzeiten zu berücksichtigen. Selbst nach einer positiven Entscheidung dürften bis zur Umsetzung mindestens ca. 10 Jahre vergehen. Vergleichbar mit anderen Infrastrukturprojekten wie dem Stromnetzausbau sind auch für eine CO_2-Infrastruktur zudem komplexe Finanzierungsinstrumente sowie Mechanismen zur Kostenverteilung erforderlich.

Während vor 10 Jahren der Fokus für CCS auf den Einsatz an Kohlekraftwerken lag, so hat sich dieser nun auf Industrieprozesse verschoben. Selbst große punktförmige Emissionsquellen wie Hoch- und Zementöfen mit jährlichen Emissionen von bis zu 300.000 Tonnen pro Jahr, sind dabei jedoch trotzdem um einiges kleiner als große Kohlekraftwerke mit bis zu 5 Mio. t CO_2 jährlich.

Weil die in der bisherigen Forschung angenommenen zu speichernden CO_2-Mengen deutlich höher lagen als die in Kapitel 7.1.3ermittelten Mengen, wurde als Transporttechnologie hauptsächlich der Pipelinetransport für wirtschaftlich erachtet.[239] Es ist daher zu prüfen, ob auch andere Transportmöglichkeiten, wie zum Beispiel durch Güterzüge oder Binnenschiffe, sinnvoll und möglich sind. In beiden Fällen ist für die Transportinfrastruktur voraussichtlich keine Punkt-zu-Punkt Verbindung zwischen Emissionsort und Lagerstätte vorzusehen, sondern eine zentrale Infrastruktur.[240] Dabei wird statt Direktverbindungen zwischen CO_2-Emissions- und -Speicherort ein „Hub and Spoke“-Logistiknetz aufgebaut.

Um das abgeschiedene CO_2 zu den Lagerstätten transportieren zu können, muss es zunächst hoch verdichtet oder verflüssigt werden. Der Arbeitsschritt der Verdichtung oder Verflüssigung und des Transports gilt als ausgereift. Weltweit werden mehrere tausend Kilometer CO_2-Pipelines betrieben. Auch in diesen Bereich sind weiter Detailfragen zu klären. Grundsätzlich kann auf die Erfahrungen aus dem Transport anderer Gase, wie z. B. Erdgas, zurückgegriffen werden. Trotzdem

[237] Wuppertal Institut (2017).
[238] Inagendo (2009).
[239] Wuppertal Institut (2010).
[240] Inagendo (2009).

muss eine solche Infrastruktur zunächst aufgebaut werden, was mit hohen Kosten und erheblichen Vorlaufzeiten verbunden ist.

Speicherung von CO_2

Nach der Abscheidung und Verdichtung oder Verflüssigung des CO_2 kann dieses in tiefen geologischen Schichten (etwa 1000 bis 4000 m) eingelagert werden. In Deutschland sind Salzwasser-führende Schichten unter der Landmasse oder unter dem Meeresboden, sogenannte Saline Aquifere, sowie ehemalige Lagerstätten von Erdöl und Erdgas als Speicherorte denkbar. Was den Prozessschritt der Einlagerung von CO_2 angeht, existieren bereits in verschiedenen Ländern mehrjährige Erfahrungen, beispielsweise in Norwegen, Australien, Kanada, Algerien und den USA.[241]

Wie bei der CO_2-Abtrennung sind auch bei der CO_2-Speicherung Skaleneffekte zu beobachten, mit steigender Menge sinken also die variablen Kosten je Tonne CO_2.

9.2.2 Gesellschaftliche Wahrnehmung und Akzeptanz

CCS wurde im Kontext der Klimaschutzdebatte intensiv als Option zu Reduzierung der CO_2-Emissionen der Kohleverstromung diskutiert. In dieser Diskussion haben insbesondere Umweltverbände gegen eine Nutzung von CCS als Rechtfertigung für den Bau neuer Kohlekraftwerke den Kraftwerksbetreibern protestiert.[242, 243, 244]

Auch in der breiten Bevölkerung gibt es Vorbehalte gegenüber der Technologie. Obwohl im Normalbetrieb in aller Regel keine negativen Auswirkungen für die menschliche Gesundheit zu erwarten sind, können sich Gesundheitsrisiken infolge von Unfällen oder durch eine allmähliche Freisetzung aus dem Speicherkomplex ergeben. Da CO_2 rund 1,5 mal schwerer ist als Luft, kann sich im Umfeld einer großen Leckage eine für Mensch und Tiere gefährliche CO_2-Schicht bilden, die unbemerkt den Sauerstoff verdrängen und zur Erstickung führen kann.[245] Dieses Risiko scheint jedoch durch ein laufendes Monitoring von Transportleitungen und Lagerstätten beherrschbar.

Zudem können durch Leckagen auch Risiken für das Grundwasser und für den Boden entstehen. Das freigesetzte CO_2 kann dabei Schadstoffe im Untergrund freisetzen sowie salzige Grundwässer aus tiefen Aquiferen verdrängen und dadurch zu Schäden (Versalzungen) im Grundwasser, in Böden und Oberflächengewässern führen.

In Deutschland werden Technologien zur CO_2-Speicherung in Rahmen mehrjähriger Forschungsvorhaben am Standort Ketzin in Brandenburg untersucht. Im Rahmen von Demonstrationsvorhaben außerhalb Deutschlands wurden bereits viele Millionen Tonnen CO_2 erfolgreich und sicher gespeichert, beispielsweise in Algerien, Norwegen, Kanada und Australien.

[241] BMWi (2018).
[242] IHK Nürnberg (2015).
[243] BUND (2016).
[244] Greenpeace (2011).
[245] Inagendo (2009).

Ein Nachweis der der grundsätzlichen Sicherheit der Speicherung von CO_2 über Zeiträume von bis zu mehreren Tausend Jahren ist jedoch nicht zuverlässig möglich.

Insgesamt stößt eine Anwendung von CCS in Deutschland auf erhebliche gesellschaftliche Widerstände.

Unterschied bei der Nutzung von CCS in der Industrie gegenüber der Stromerzeugung

Die Nutzung von CCS in der Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern gegenüber der Anwendung im industriellen Kontext zur Speicherung von Emissionen aus Produktionsprozessen unterscheidet sich technisch grundsätzlich kaum voneinander. Ein wesentlicher Unterschied ist jedoch die deutlich geringere CO_2-Konzentration und -Menge an industriellen Produktionsstandorten. Das führt dazu, dass der Kostenaufwand pro gespeicherter Tonne steigt, was eine breite kommerzielle Anwendung der Technologie verhindert. Hinzu kommt, dass die Speicherstätten nicht unbedingt in unmittelbarer Nähe des Erzeugungsorts zu finden sind, sodass der Transport von CO_2 über längere Strecken technisch und wirtschaftlich berücksichtigt werden muss.[246] Eine weitere Herausforderung bei einem möglichen Einsatz von CCS zur Vermeidung von Prozessemissionen der Industrie ist, dass eventuell notwendige Umstellungen der Produktionstechnologien oder -prozesse zur Nutzung von CCS teilweise nur eingeschränkt möglich sind und zudem die Innovationszyklen in der Industrie zum Teil sehr lang sind, in der Stahlerzeugung bspw. rund 40 Jahre.[247]

9.2.3 Kosten für CCS und Auswirkungen auf die Effizienz des Primärprozesses

Da sich bisherige Anlagen in Deutschland weiterhin im Entwicklungsstadium befinden, handelt es sich bei den angenommenen Kosten lediglich um Schätzungen. Die angenommenen Kostensenkungspotentiale durch die breite Umsetzung konnten sich noch nicht materialisieren. Die spezifischen Kosten der CO_2-Speicherung variieren und sind von der eingelagerten Menge abhängig. Große Lagerstätten sind aufgrund von Skaleneffekten wirtschaftlicher, weil sich die Infrastrukturkosten auf eine größere zu speichernde Menge verteilen. Ein Nachteil von großen Lagerstätten ist der für eine kosteneffiziente Befüllung notwendige Transport von CO_2 über längere Strecken. Speziell in dem in Kapitel 7.1.3berechneten Fall der Speicherung von rund 16 Mio. Tonnen pro Jahr aus Industrieprozessen ist mit einem hohen Transportaufwand zu rechnen, weil die Industriestandorte über Deutschland verteilt sind und pro Industriestandort geringere CO_2-Mengen anfallen als an Kraftwerksstandorten.

Für eine Abscheidung und Verflüssigung von CO_2 ist ein zusätzlicher Energieaufwand notwendig. So benötigt bspw. allein die Verflüssigung rund 93 kWh Strom pro Tonne CO_2.[248] Die für die Bereitstellung dieser Energiemenge möglicherweise an anderer Stelle anfallenden Emissionen können die erzielte CO_2-Minderung schmälern.

[246] Inagendo (2009).
[247] Fraunhofer ISI (2010).
[248] Ausfelder und Bazzanella (2008).

Bei Kraftwerken erhöht sich durch den Einsatz von CCS der Brennstoffeinsatz und führt zu einer Verringerung der Gesamteffizienz der Anlage. Auch bei Industrieanlagen steigt durch den neuen Prozessschritt „Abscheidung und Verdichtung bzw. Verflüssigung“ der Energiebedarf pro Tonne Produkt.

Bezüglich der Kosten für die Anwendung von CCS gibt es sehr unterschiedliche Abschätzungen: Das Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) geht von 3,50 bis 9,00 EUR/t CO_2 für die CO_2-Speicherung aus; die Internationalen Energie-Agentur nennt Kosten von 7,50 bis 20 EUR/t CO_2; das Forschungszentrum Jülich nennt im Technologiebericht „CO_2-Abscheidung und Speicherung aus dem Forschungsprojekt TF Energiewende“ (2017) CO_2-Vermeidungskosten für Kraftwerke in Höhe von 30 bis 70 EUR und für industrielle Anlagen in Höhe von 28 bis 143 EUR/t CO_2.

Die Kosten in der Industrie werden stark von der Art des Produktes sowie des angewandten Abscheideverfahrens und somit der Branche beeinflusst.[249] Bei einigen Industrieprozessen könnten die Abscheidekosten daher wegen der höheren CO_2-Konzentration im Abgas oder einer aus Prozessgründen ohnehin erforderlichen Abscheidung niedriger als im Kraftwerksbereich sein.

9.2.4 Rechtliche Rahmenbedingungen

Alle für CCS notwendigen Schritte sind in Deutschland rechtlich geregelt. Die Abspaltung des CO_2 ist im Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG) geregelt, der Transport und die Speicherung sind im Kohlenstoffdioxid-Speicherungsgesetz (KSpG) von 2012 reguliert. Dieses Gesetz lässt die Erforschung, Erprobung und Demonstration von Anlagen mit CO_2-Speicherung in begrenztem Ausmaß zu. Hier ist auch verankert, dass die Betreiber eines solchen Speichers durch entsprechende Monitoringmaßnahmen stets gewährleisten müssen, dass keine Gefahr für Mensch und Umwelt entsteht.[250] Geregelt ist hier sowohl die maximale gesamte Speichermenge pro Jahr mit vier Mio. t CO_2, sowie die Speichermenge pro Speicher mit 1,3 Mio. Tonnen CO_2 pro Jahr.

Derzeit ist ein weiterer Zubau von Transport- oder Speicherkapazitäten für CO_2 in Deutschland nach derzeitiger Rechtslage nicht möglich, da §2 Abs. 2 KSpG[251] regelt, dass ein Antrag für CO_2-Speicher bis zum 31.12.2016 hätte gestellt werden müssen. Zudem haben die Bundesländer mit der Länderklausel umfangreiche Kompetenzen zur Entscheidung über die Demonstration der CCS-Technologie auf ihrem Landesgebiet[252] und etliche Bundesländer haben dies genutzt, um eine CO_2-Speicherung durch Landesgesetze zu verbieten oder stark einzuschränken.

Eine weitere rechtliche Rahmenbedingung ist durch das Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz (TEHG) gegeben, da auch CCS-Technologien im Rahmen des Emissionshandels erfasst werden. Alle Anlagen entlang der Prozesskette sind erfasst. So unterliegen Anlagen zur Abscheidung, Pipelines zur Beförderung und Speicherstätten zur unterirdischen Speicherung den vollen Monitoring-

[249] FZ Jülich (2017).
[250] UBA (2018a).
[251] KSpG (2012).
[252] BMWi (2012).

Anforderungen des Gesetzes. Da die Speicheranlagen emmissionshandelspflichtig sind, ist ein zweistufiges Monitoring vorzusehen: Hierzu muss ein Speicher erstens permanent auf Leckagen geprüft werden. Tritt eine Leckage auf, muss zweitens mit Hilfe eines erweiterten Monitorings auch die entwichene CO_2-Menge ermittelt werden.

LITERATURVERZEICHNIS

50 Hertz/Amprion/TenneT/TransnetBW (2017): Netzentwicklungsplan Strom 2030. Version 2017 Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Online: www.netzentwicklungsplan.de.

Abánades, A.; Rathnam, R. K.; Geißler, T.; Heinzel, A.; Mehravaran, K; Müller, G.; Plevan, M.; Rubbia. C.; Salmieri, D.; Stoppel, L.; Stückrad, S.; Weisenburger, A.; Wenninger, W. und Wetzel, T. (2016): Development of methane decarbonisation based on liquid metal technology for CO_2-free production of hydrogen. International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 41, S. 8159-8167.

Acatech (2017): Sektorkopplung - Untersuchungen und Überlegungen zur Entwicklung eines integrierten Energiesystems. Deutsche Akademie der Technikwissenschaften. München.

Achternbosch, M.; Kupsch, C.; Nieke, E. und Sardemann, G. (2009): Klimaschonender Zement. Systemanalyse zu zementären Bindemitteln. ITAS Technikfolgenabschätzung – Theorie und Praxis 18. Jg., Heft 3, Dezember 2009.

AGEB (2017): Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland 2015. Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. Berlin.

AGEB (2018): Anwendungsbilanzen für die Endenergiesektoren 2013 bis 2016. Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. Berlin.

Agora Energiewende (2017): Erneuerbare vs. fossile Stromsysteme: ein Kostenvergleich. Agora Energiewende. Berlin.

ARGE (2016): Bestandsersatz 2.0. Potenziale und Chancen. Studie zur aktuellen Bewertung des Wohngebäudebestands in Deutschland unter Berücksichtigung von Neubau, Sanierung und Bestandsersatz. Arbeitsgemeinschaft für zeitgemäßes Bauen e. V. Kiel.

Arndt, W.; Bauer, M.; Becht, F.; Danzer, M. A.; Döge, N.; Dreyhaupt, D.; Groman, F.; Günther, C.; Hennings, W.; Jamerson, G.; Kämpfer, R.; Linßen, J.; Lu, L; Marker, S.; Siegert, W.; Strunz, K.; Taumann, M. und Winkelmann, F. (2016): Elektrifizierungspotential kommerzieller Kraftfahrzeug-Flotten im Wirtschaftsverkehr als dezentrale Energie-Ressource in städtischen Verteilnetzen – komDRIVE. TU Berlin. Berlin.

ASUE (2017): KWK-Statistik: Aktuelle Zahlen des BAFA. Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. Berlin.

AtG (2017): Gesetz über die friedliche Verwendung der Kernenergie und den Schutz gegen ihre Gefahren. Atomgesetz. Berlin.

Ausfelder und Bazzanella (2008): Verwertung und Speicherung von CO_2. DECHEMA Diskussionspapier. Frankfurt a. M.

Baciocchi, R.; Desmond, M. J.; Mazzotti, M. und Socolow, R. H.(2013): direct air capture of CO_2 with chemicals. Optimization of a two-loop hydroxide carbonate system using a countercurrent air-liquid contactor, Climate Change 118/1.

BAFA (2015): Beim BAFA nach dem Kraft-WärmeKopplungsgesetz zugelassenen KWK-Anlagen . Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA). Referat 425 Kraft-Wärme-Kopplung. Bochum.

Baywa/Acatech (2016): Dossier Stromversorgung 2050. URL: http://www.acatech.de/de/aktuelles-presse/dossiers/dossier-stromversorgung-2050.html.

BBSR (2015): Raumordnungsprognose 2035 nach dem Zensus. BBSR Analysen Kompakt 05/2015. Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR) im Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung (BBR). Bonn.

BDEW (2011): Technische Anschlussbedingungen TAB 2007 für den Anschluss an das Niederspannungsnetz. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW). Berlin.

BINE (2007): Kohlendioxid abtrennen und lagern. Projektinfo 12/07. BINE Informationsdienst. Bonn.

BKI (2015): Objektdaten. Technische Gebäudeausrüstung. Baukosteninformationszentrum. Stand: 2015. Stuttgart.

BMF (2000): Abschreibungstabelle für allgemein verwendbare Anlagegüter (AfA-Tabelle AV). 15.12.2000. Bundesministerium der Finanzen. Berlin.

BMU (2011): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik, Ingenieurbüro für neue Energien. Berlin.

BMUB (2016): Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und nukleare Sicherheit. Berlin.

BMVBS (2012): Bekanntmachung der Richtlinie zur Ermittlung des Sachwerts (Sachwertrichtlinie – SW-RL). Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung. Berlin.

BMVI (2014): Verkehrsverflechtungsprognose 2030. Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur. Berlin.

BMVI (2015): Räumlich differenzierte Flächenpotentiale für erneuerbare Energien in Deutschland. Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur. Berlin.

BMVI (2017): Verkehr in Zahlen 2017/2018. Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur. Berlin.

BMWi (2015): Marktanalyse Photovoltaik-Dachanlagen. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. 04.02.2015. Berlin.

BMWi (2017): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Berlin.

BMWi (2018): Die weitere Entwicklung von CCS-Technologien, URL: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Industrie/weitere-entwicklung-ccs-technologien.html. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Berlin.

BNetzA; BKartA (2017): Monitoringbericht 2017. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA), Bundeskartellamt (BKartA). Bonn.

BNetzA (2017): Flexibilität im Stromversorgungssystem- Bestandsaufnahme, Hemmnisse und Ansätze zur verbesserten Erschließung von Flexibilität. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA). Bonn

BP (2017): BP Statistical Review of World Energy 2017. BP. London.

BSW-Solar (2017): Statistische Zahlen der deutschen Solarstrombranche (Photovoltaik). Aktualisiert: 02/2017. Bundesverband Solarwirtschaft e.V. Berlin.

BTGA (2015): Wartung heiztechnischer Anlagen – Richtzeiten für die Durchführung. BTGA-Regel 3.001. Bundesindustrieverband Technische Gebäudeausrüstung e.V. Berlin.

BUND (2016): EU-Energiepaket bedeutet verlorenes Jahrzehnt für Energiewende. Ausbau von Erneuerbaren und Energieeffizienz bleiben hinter Klimaschutzerfordernissen zurück. URL: https://www.bund.net/service/presse/pressemitteilungen/detail/news/eu-energiepaket-bedeutet-verlorenes-jahrzehnt-fuer-energiewende-ausbau-von-erneuerbaren-und-energiee/. Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland. Berlin.

Bundesanzeiger (2018): Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG). Bundesgesetzblatt. Berlin

BV Glas (2017): Jahresberichte 2011 - 2016. Bundesverband Glas. Berlin.

CDU, CSU und SPD (2017): Ein neuer Aufbruch für Europa. Eine neue Dynamik für Deutschland. Ein neuer Zusammenhalt für unser Land. Berlin.

Cigré (2014): Planning and optimization methods for active distribution systems. Cigré Working Group C 6.19. ISBN : 978-2-85873-289-0. Paris.

DECHEMA (2017): Low carbon energy and feedstock for the European chemical industry. DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie. Frankfurt a. M.

dena (2012): Ausbau und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030. Deutsche Energie-Agentur. Berlin.

dena (2017): E-Fuels study. The potential of electricity-based fuels for low-emission transport in the EU. Deutsche Energie-Agentur. Berlin.

dena/geea (2017): Gebäudestudie - Szenarien für eine marktwirtschaftliche Klima- und Ressourcenschutzpolitik 2050 im Gebäudesektor. Deutsch Energie-Agentur, Allianz für Gebäude-Energie-Effizienz. Berlin.

Destatis (2013): Gemeindeverzeichnis. Online: www.destatis.de. Abruf 13.05.2013. Statistisches Bundesamt. Wiesbaden.

Destatis (2015): Bautätigkeit und Wohnungen. Bautätigkeit 2015. Fachserie 5, Reihe 1. Statistisches Bundesamt. Wiesbaden.

Destatis (2016): Vorausberechneter Bevölkerungsstand. Statistisches Bundesamt. Wiesbaden.

Destatis (2017): Statistisches Jahrbuch 2017, Nr. 25, Transport und Verkehr. Statistisches Bundesamt. Wiesbaden.

Destatis (2017a): Preisindizes für die Bauwirtschaft. Fachserie 17, Reihe 4. Statistisches Bundesamt. Wiesbaden.

Destatis (2017b): Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen des Bundes. Statistisches Bundesamt. Wiesbaden.

Destatis (2017c): Gebäude und Wohnungen Bestand an Wohnungen und Wohngebäuden Bauabgang von Wohnungen und Wohngebäuden Lange Reihen ab 1969 – 2016. Statistisches Bundesamt. Wiesbaden.

Destatis (2017d): Tabelle 61261-0001. Statistisches Bundesamt. Wiesbaden.

Destatis (2017e): Tabelle 61261-0001. Statistisches Bundesamt. Wiesbaden.

Destatis (2018): Verbraucherpreisindizes für Deutschland. Jahresbericht 2017. Statistisches Bundesamt. Wiesbaden.

DEWI (2013): Onshore wind energy potential in Germany. Deutsches Windenergie-Institut. Berlin.

DIW (2013): Current and prospective costs of electricity generation until 2050. Deutsches Institut für Wirtschafsforschung. Berlin.

DKE (2018): DIN EN 50160 - Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen. Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik in DIN und VDE. DIN Deutsches Institut für Normung e. V. (Hrsg.). Deutsche Fassung EN 50160. Frankfurt am Main.

Dodds, P. E. und Ekins, P. (2014): A portfolio of powertrains for the UK: An energy systems analysis. UCL Energy Institute, University College. London.

Dodds, P. E. und McDowall, W. (2014): Methodologies for representing the road transport sector in energy system models. UCL Energy Institute, University College. London.

DV (2009): Klimaschutz in der Deutschen Wohnungswirtschaft – Handlungsempfehlungen der Kommission Kurzbericht der Kommission des Deutschen Verbandes für Wohnungswesen. Städtebau und Raumordnung e.V. in Kooperation mit dem Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung. Herausgeber: Deutscher Verband für Wohnungswesen, Städtebau und Raumordnung e.V. Berlin 2009

DWD (2013): Regionalmodell COSMO-EU. Online. Abruf: 19.11.2013. www.dwd.de. Deutscher Wetterdienst. Offenbach am Main.

EC (2016): EU Reference Scenario 2016. Energy, transport and GHG emissions. Trends to 2050. European Commission. Brüssel.

EC (2018): Emissionsobergrenzen und -zertifikate. URL: https://ec.europa.eu/clima/policies/ets/cap_de. European Commission. Brüssel.

EEA (2011): An aluminium 2050 roadmap to a low-carbon Europe. Lightening the road. European Aluminium Association. Brüssel.

EEG (2017): Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien. Erneuerbare-Energien-Gesetz. Berlin.

ef.Ruhr (2017): Verteilnetzstudie für das Land Baden-Württemberg. Studie im Auftrag der Landesanstalt für Umwelt, Messung und Naturschutz. efRuhr GmbH. Dortmund.

Eikmeier, B. (2015): Potenziale für Fern- und Nahwärme auf KWK-Basis - Ergebnisse der neuen Potenzialstudie gemäß EU-Energieeffizienzrichtlinie. 24.02.2015. Fraunhofer Institut für Fertigungstechnik und angewandte Materialforschung. Koblenz.

Elsner, P.; Fischedick, M., Sauer, D. U. (2015): Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050. Pfinztal.

Engel, K. (2012): Demografische Determinanten der Energienachfrage der Haushalte in Deutschland. Friedrich-Alexander-Universität. Erlangen.

ENTSO-E (2015): e-Highway 2050. D4.4 - Modular development plan from 2020 to 2050. Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber. Brüssel.

ENTSO-E (2016): Ten-year network development plan 2016. Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber. Brüssel.

ENTSO-E (2017): Mid-term adequacy forecast - 2017 edition. Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber. Brüssel

EU (2013): EU energy, transport and GHG emissions trends to 2050. European Commission. Brüssel.

EU (2013a): Transport data collection supporting the quantitative analysis of measures relating to transport and climate change. European Commission. Brüssel.

EURELECTRIC (2017): European electricity sector gears up for the energy transition. EURELECTRIC press release on energy transition statement launch of cep papers embargo. Brüssel.

Euro Chlor (2017): The chlorine industry review. Brüssel.

European Cement Association (2013): The role of CEMENT in the 2050 Low Carbon Economy. Brüssel.

EWI/gws/Prognos (2014): Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose. Studie im Auftrag des BMWi. Prognos AG, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung mbH, Basel, Köln, Osnabrück.

ewi ER&S/EUCERS (2016): Options for gas supply diversification for the EU and Germany in the next two decades. Final report. ewi Energy Research & Scenarios gGmbH, European Centre for Energy and Resource Security. Köln, London.

ewi ER&S/ef.Ruhr (2018): Kosteneffiziente Umsetzung der Sektorenkopplung. Studie im Auftrag des Ministeriums für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen. ewi Energy Research & Scenarios gGmbH. Köln. ef.Ruhr GmbH. Dortmund.

EZB (2018): Euro-Referenzkurse der EZB für die Vereinigten Staaten. Europäische Zentralbank. Frankfurt a.M.

FIW (2017): Wirtschaftlichkeit von Einfamilienhäusern in Niedrigstenergie-Gebäudestandard. Forschungsinstitut für Wärmeschutz e.V. München.

Fraunhofer ISE (2015): Was kostet die Energiewende? - Wege zur Transformation des deutschen Energiesystems bis 2050. Fraunhofer-Institut Solare Energiesysteme. Freiburg.

Fraunhofer ISI (2010): Vergleich von Strom und Wasserstoff als CO_2-freie Endenergieträger. Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung. Karlsruhe.

Fraunhofer ISI (2010a): Energietechnologien 2050 - Schwerpunkte für Forschung und Entwicklung. Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung. Karlsruhe.

Fraunhofer ISI (2013) Energieverbrauch und CO2-Emissionen industrieller Prozesstechnologien – Einsparpotenziale, Hemmnisse und Instrumente. Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung. Karlsruhe.

Fraunhofer ISI (2015): Consumption trends of steel and aluminium in the context of decarbonization. Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung. Karlsruhe.

Fraunhofer ISI (2016): Erstellung von Anwendungsbilanzen für die Jahre 2013 bis 2015 mit Aktualisierungen der Anwendungsbilanzen der Jahre 2009 bis 2012. Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung. Karlsruhe.

Fraunhofer ISI (2017): Machbarkeitsstudie zur Ermittlung der Potentiale des Hybrid-Oberleitungs-Lkw, Studie im Rahmen der Wissenschaftlichen Beratung des BMVI zur Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie. Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung. Karlsruhe.

Fraunhofer IWES (2015): Szenarien für den Verkehr 2050. Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik. Bremen.

FZ Jülich (2017): Technologiebericht 2.3 „CO2-Abscheidung und Speicherung (CCS) aus dem Forschungsprojekt TF_Energiewende“,Technologiebericht 2.3 CO2-Abscheidung und Speicherung (CCS) innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende. Forschungszentrum Jülich GmbH. Jülich.

GasNEV (2005): Gasnetzentgeltverordnung: Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Gasversorgungsnetzen. Berlin.

GCCSi (2017): The global status of CCS. Global CCS Institute. URL: http://www.globalccsinstitute.com/sites/www.globalccsinstitute.com/files/uploads/global-status/1-0_4529_CCS_Global_Status_Book_layout-WAW_spreads.pdf

GCP (2017): Global carbon budget 2017. Global Carbon Project. URL: http://www.globalcarbonproject.org/carbonbudget/17/files/GCP_CarbonBudget_2017.pdf

Gerth, M.; Kämpke, T.; Radermacher, F.J. und Sollte, D. (2001): Die soziale Dimension des Klimaschutzes und der Energieeffizienz im Kontext von Bau- und Wohnungswirtschaft. Forschungsinstitut für anwendungsorientierte Wissensverarbeitung FAW. Ulm.

GETEC (2018): Stromerzeugung mittels ORC-Prozess aus ungenutzter Abwärme in der Jura-Cement-Fabrik, Wildegg (Schweiz). GETEC heat & power GmbH. URL: http://www.getec-heat-power.de/de/referenzen/industrieunternehmen/chemieindustrie/zementindustrie-stromerzeugung-mittels-orc-prozess-aus-ungenutzter-abwaerme-in-der-jura-cement-fabrik-wildegg-schweiz.html. Magdeburg.

Greenpeace (2011): CO_2-Endlager: Keine Lösung, sondern Risiko. Greenpeace e.V. Hamburg.

Greenpeace (2015): Energy [R]evolution. Greenpeace e.V. Hamburg.

Gwisdorf, B. (2015): Methodik und Anwendung der Grenzkurvenanalyse zur Bewertung von elektrischen Energieverteilnetzen. Dissertation Technische Universität Dortmund, Sierke Verlag, 2015. Dortmund.

Herzog, H. (2003): Assessing the feasibility of capturing CO_2 from the air. Cambridge, MA.

Hölling, M.; Wenig, M. und Gellert, S. (2017): Bewertung der Herstellung von Eisenschwamm unter Verwendung von Wasserstoff. Arcelor Mittal. Hamburg.

House, L. Z.; Baclig, A. C.; Ranjan, M.; van Nierop, E. A.; Wilcox, J. und Herzog, H. J. (2011): Economic and energetic analysis of capturing CO_2 from ambient air. Cambridge, MA.

HVG (2014): Einfluss von Gasbeschaffenheitsänderungen auf den Glasherstellungsprozess – Teil 5: Wasserstoff im Erdgas - Auswirkungen auf Verbrennungsvorgänge und die Glasherstellung. HVG-Mitteilung Nr. 2164. Hüttentechnische Vereinigung der Deutschen Glasindustrie. Gas- und Wärme- Institut Essen e.V. Offenbach, Essen.

IEA (2016): World Energy Outlook 2016. International Energy Agency. Paris.

IEA (2017): World Energy Outlook 2017. International Energy Agency. Paris.

IEA (2017a): The future of trucks - Implications for energy and the environment. International Energy Agency. Paris.

IHK Nürnberg (2015): Carbon Capture and Storage (CCS). URL: https://www.nachhaltigkeit.info/artikel/carbon_capture_and_storage_ccs_1785.htm. Industrie- und Handelskammer Nürnberg für Mittelfranken. Nürnberg.

Inagendo (2009): Carbon Capture and Storage (CCS) - Chancen und Risiken der Kohlendioxidabscheidung und -speicherung. Inagendo GmbH. Niederkassel.

ITG (2017): Energieeinsparungen Digitale Heizung, Kurzstudie. Institut für Technische Gebäudeausrüstung. Dresden.

ITG, TU Darmstadt (2016): Dezentrale vs. zentrale Wärmeversorgung im deutschen Wärmemarkt. Institut für Technische Gebäudeausrüstung, Technische Universität Darmstadt. Dresden, Darmstadt.

ITG, Universität Kassel (2011): Gesamtanalyse Energieeffizienz von Hallengebäuden. Dresden, Kassel.

IWU (2014): Aktualisierte Treibhausgas-Emissionsfaktoren. Institut Wohnen und Umwelt. Darmstadt.

IZU Bayern (2016): Berechnung der CO2-Emissionen, URL: https://www.umweltpakt.bayern.de/energie_klima/fachwissen/217/berechnung-co2-emissionen. Infozentrum UmweltWirtschaft. Bayern.

Keith, D.; Ha-Duong, M. und Stolaroff, J. (2005): Climate strategy with CO_2 capture from the air. Calgary.

Kippelt, S.; Wagner, S. und Rehtanz, C. (2017): Consideration of new electricity applications in distribution grid expansion planning and the role of flexibility. Internationaler ETG Kongress 2017. Bonn.

Kippelt, S.; Klaes, M.; Rehtanz, C. und Winkel, M (2016): Stochastic simulation of thermal load profiles. IEEE International Energy Conference (ENERGYCON). Leuven,

Klimaschutz und Energieagentur BW (2016): CO_2-Emissionsfaktoren, URL: http://www.kea-bw.de/service/emissionsfaktoren/. Klimaschutz und Energieagentur Baden-Württemberg. Baden – Württemberg.

KSpG (2012): Gesetz zur Demonstration und Anwendung von Technologien zur Abscheidung, zum Transport und zur dauerhaften Speicherung von Kohlendioxid. Kohlendioxid-Speicherungsgesetz. Berlin.

Krewitt, W. und Schmid, S. (2005): CASCADE Mints, WP 1.5 common information database, D1.1 fuel cell technologies and hydrogen production/distribution options. Köln.

Krossing, I.; Frei, E.; Beck, J.; Dybbert, V.; Schaadt, A. und Eicher, J. (2015): Die Konversion von CO2 mit H2 zu Methanol als nachhaltiger chemischer Energiespeicher. Abschlussbericht Aktenzeichen: 29629, Referat 31, DBU.

Leuchttürme energieeffiziente Abwärmenutzung (2018): Projektsteckbrief Aurubis AG & enercity Contracting Nord GmbH. URL: http://www.abwaerme-leuchtturm.de/leuchttuerme/aurubis-enercity-contracting-leuchtturmprojekt/. Berlin.

Landesamt für Umweltschutz (2001): Niedertemperaturverstromung mittels einer ORC-Anlage im Werk Lengfurt der Heidelberger Zement AG.

Lauterbach, C.; Schmitt, B. und Vajen, K. (2011): Das Potential solarer Prozesswärme in Deutschland. Universität Kassel. Kassel.

Lazard (2016): Lazard's levelized cost of storage 2.0. New York.

Liebenau, V.; Teuwsen, J. und Rehtanz, C. (2013): Impacts of regionalization methods on network development planning. IEEE Energytech.

Loulou, R.; Kanudia, A.; Vaillancourt, K.; Smekens, K.; Tosato, G.; Van Regemorter, D.; Blesl, M.; Cosmi, C.; Salvia, M. und Schulz, T. (2005): Draft common structure of the national country models. Deliverable for NEEDS project, URL: http://www.needs-project.org/docs/2aDraftCommon.pdf

Mac Dowell, Niall (2017): Perspectives on the role and value of CCU in climate change mitigation. London.

Norcem (2017): Carbon capture – a part of our zero vision. URL: http://www.norcem.no/en/carbon_capture. Oslo.

Öko-Institut (2015): Klimaschutzszenario 2050. Öko-Institut e.V., Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung. Berlin.

Öko-Institut, Fraunhofer ISI (2016): Endbericht Renewability III. Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung. Berlin, Darmstadt, Freiburg.

Olfe-Kräutlein, B.; Naims, H.; Bruhn, T.; Lafuente, A. M. L. und Tobias, M. (2014): IASS Fact Sheet 2/2014: CO_2 als Wertstoff. Potsdam.

OTH (2015): Bedeutung und Notwendigkeit von Windgas für die Energiewende in Deutschland. Ostbayerischen Technischen Hochschule Regensburg, Forschungsstelle für Energienetze und Energiespeicher, Energy Brainpool. Regensburg, Berlin.

Özdemir, E. D. (2011): The future role of alternative powertrains and fuels in the German transport sector: a model based scenario analysis with respect to technical, economic and environmental aspects with a focus on road transport. Band 108. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung. Stuttgart.

Radgen, P. (1996): Energiesystemanalyse eines Düngemittelkomplexes. VDI Verlag Düsseldorf.

Reuter, A. und Elsner, P. (2016): Windkraftanlagen Technologiesteckbrief zur Analyse „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050“. Hannover.

Rolink, J. (2013): Modellierung und Systemintegration von Elektrofahrzeugen aus Sicht der elektrischen Energieversorgung. Dissertation. Dortmund.

Rösler, H.; Bruggink, J. J. C. und Keppo, I. J. (2011): Design of a European sustainable hydrogen model. Model structure and data sources. ECN-E-11-1041. Amsterdam.

Schlögl, R. (2016): Carbon2Chem - von CCS zu CCU, URL: https://www.solarify.eu/2016/07/01/671-carbon2chem-von-ccs-zu-ccu/2/. Solarify. Mülheim.

Shell (2016): Shell Nutzfahrzeug-Studie - Diesel oder alternative Antriebe - Womit fahren LKW und Bus morgen? Berlin.

Shell (2017): Shell-Wasserstoff-Studie Energie der Zukunft? Nachhaltige Mobilität durch Brennstoffzelle und H2. Hamburg.

Siemens AG (2016): eEthylen - Elektrische Energie aus erneuerbaren Quellen zur elektrochemischen Herstellung von Ethylen aus CO_2. BMBF Förderprojekt.

Simon, A. J.; Kaahaaina, N. B.; Friedmann, S. J. und Aines, R. D. (2011): Systems analysis and cost estimates for large scale capture of carbon dioxide from air. Livermore.

Socolow, R.; Desmond, M.; Aines, R.; Blackstock, J.; Bolland, O.; Kaarsberg, T.; Lewis, N.; Mazzotti, M.; Pfeffer, A.; Sawyer, K.; Siirola, J.; Smit, B. und Wilcox, J. (2011): Direct air capture of CO_2 with chemicals. College Park.

Stolaroff, J. K. (2006): Capturing CO_2 from ambient air: a feasibility assessment. Pittsburgh.

Stoppel, L. (2017): Carbon dioxide free production of hydrogen. IOP Conf. Ser.: Mater. Sci. Eng. 228.

StromNEV (2005): Stromnetzentgeltverordnung: Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen. Berlin.

TRACCS (2013): Transport data collection supporting the quantitative analysis of measures relating to transport and climate change. Thessaloniki.

TU Graz (2012): Gutachten zur Ermittlung des erforderlichen Netzausbaus in deutschen Übertragungsnetz. Gutachten im Auftrag der Bundesnetzagentur. Technische Universität Graz. Graz.

UBA (2013): Nichteisenmetallindustrie. URL: https://www.umweltbundesamt.de/themen/wirtschaft-konsum/industriebranchen/herstellung-verarbeitung-von-metallen/nichteisenmetallindustrie#textpart-1. Umweltbundesamt. Dessau.

UBA (2014): Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050. Umweltbundesamt. Dessau.

UBA (2016a): Klimaschutzbeitrag des Verkehrs bis 2050. Umweltbundesamt. Dessau.

UBA (2016): Klimaneutraler Gebäudebestand 2050. Umweltbundesamt. Dessau.

UBA (2018): Nationale Trendtabellen für die deutsche Berichterstattung atmosphärischer Emissionen. Umweltbundesamt. Dessau.

UBA (2018a): Carbon Capture and Storage. URL: https://www.umweltbundesamt.de/themen/wasser/gewaesser/grundwasser/nutzung-belastungen/carbon-capture-storage#textpart-1. Umweltbundesamt. Dessau.

ÜNB (2017): Offshore-Netzentwicklungsplan 2025, Version 2015, 2. Entwurf. Übertragungsnetzbetreiber. Berlin.

ÜNB (2017): Netzentwicklungsplan 2030. Übertragungsnetzbetreiber. Bonn.

USGS (2017): Nitrogen statistics and information. United States Geological Survey. Reston.

VCI (2017): Chemiewirtschaft in Zahlen 2011 - 2016. Verband der chemischen Industrie. Frankfurt a. M.

VDE (2017a): Spitzenkappung – ein neuer planerischer Freiheitsgrad - Möglichkeiten zur Berücksichtigung der Spitzenkappung bei der Netzplanung in Verteilnetzen. Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE (FNN) (Hrsg.). Berlin.

VDE (2017b): Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Niederspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Niederspannung) (Entwurf). VDE-AR-N4100. Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE (FNN). Berlin.

VDP (2017): Kennzahlen deutscher Zellstoff- und Papierfabriken 2006 - 2016. Verband Deutscher Papierfabriken. Bonn.

VDZ (2017): Zementindustrie im Überblick 2012 - 2016/2017. Verein Deutscher Zementwerke. Düsseldorf.

VDZ (2018): Wichtige Daten auf einen Blick. Unternehmen, Werke, Umsatz, Beschäftigte. Technisch-wissenschaftliche Dienstleistungen für die Zement- und Baustoffindustrie. URL: www.vdz-online.de/publikationen/zahlen-und-daten/a-wichtige-daten-auf-einen-blick/#c18541. Düsseldorf.

Voestalpine (2018): Die drei Säulen der Dekarbonisierung. URL: https://www.voestalpine.com/blog/de/innovation/die-drei-saeulen-der-dekarbonisierung/. Linz.

Walberg, D. (2018): „Bauen ist zu teuer, um es billig zu machen“. Vortag im Rahmen des GRE-Kongresses am 23. März 2018 in Kassel.

WD (2009): Verwendung von Kohlendioxid in der chemischen Industrie. Wissenschaftliche Dienste des Deutschen Bundestages. Berlin.

Wagner, C.; Kittl, C. und Kippelt S. u. R. C. (2017): A heuristic process for an automated evaluation of distribution grid expansion planning. International ETG Kongress 2017. Bonn.

Weiss, M.; Neelis, M. und Patel, M. (2007): Non-energy use and related CO_2 emissions in Germany: A carbon flow analysis with the NEAT Model for the period of 1990-2003. Utrecht.

Wuppertal Institut (2010): Regenerative Energien (RE) im Vergleich mit CO_2-Abtrennung und -Ablagerung (CCS). Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH. Wuppertal.

WVM (2016): Geschäftsbericht 2015 - 2016. Wirtschaftsvereinigung Metalle. Berlin.

Zeman, F. (2014): Reducing the cost of ca-based direct air capture of CO_2. Ontario.

ZUB (2010): Entwicklung einer Datenbank mit Modellgebäuden für energiebezogene Untersuchungen, insbesondere der Wirtschaftlichkeit. Zentrum für Umweltbewusstes Bauen Kassel e.V. im Auftrag des BMVBS/BBSR. Kassel.

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

AC	Drehstrom (engl. Alternating current)
AGEB	AG Energiebilanzen e.V.
BEV	Batterieelektrische Fahrzeuge
Bio.	Billionen
BKartA	Bundeskartellamt
BMA	Biomasseanlage
BMBF	Bundesministerium für Bildung und Forschung
BMVBS	Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur
BNetzA	Bundesnetzagentur
C	Celsius
C_2H_4	Ethylen
CCS	Carbon Capture and Storage
CCU	Carbon Capture and Usage
CH_3OH	Methanol
CNG	„Compressed Natural Gas“ (Erdgas)
CO_2	Kohlenstoffdioxid
CO_2ä	CO_2-Äquivalente
DAC	Direct Air Capture
DC	Gleichstrom (engl. Direct current)
DEA	Dezentrale Energieumwandlungsanlage
dena	Deutsche Energie-Agentur
Destatis	Statistisches Bundesamt
DIN	Deutsches Institut für Normung
DSM	Demand Side Management
DVGW	Deutsche Vereinigung des Gas und Wasserfachs e.V.
DWD	Deutscher Wetterdienst
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EFH	Einfamilienhaus
EL80	Elektrifizierung 80
EL95	Elektrifizierung 95 Innovation
E-Mobilität	Elektromobilität
EnEV	Energieeinsparverordnung
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EU	Europäische Union
EU-ETS	EU-Emissionshandelssystem

EURELECTRIC	Branchenverband der europäischen Elektrizitätswirtschaft
EV	Elektrofahrzeuge (engl.: electric Vehicle)
EWD	Einwohnerdichte
ewi ER&S	ewi Energy Research & Scenarios gGmbH
FC	Brennstoffzelle
FCV	Brennstoffzellenfahrzeug
FIW	Forschungsinstitut für Wärmeschutz e.V. München
FN	Fernnetz
FT	Fischer-Tropsch
GasNEV	Gasnetzentgeltverordnung
geea	Die Allianz für Gebäude-Energie-Effizienz
GHD	Gewerbe, Handel und Dienstleistungen
GMFH	Großes Mehrfamilienhaus
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunden
H_2	Wasserstoff
H_2 FCV	Wasserstoffbetriebene (gasförmig) Brennstoffzellenfahrzeuge mit Pufferbatterie
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
HöS	Höchstspannung
HS	Hochspannung
IEA	International Energy Agency
IKT	Kommunikationstechnologie
ITG	Institut für technische Gebäudeausrüstung Dresden Forschung u. Anwendung GmbH
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
KSP	Klimaschutzplan
KÜO	Kehr- und Überprüfungsordnung
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunden
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LH_2 FCV	Wasserstoffbetriebene (flüssig) Brennstoffzellenfahrzeuge mit Pufferbatterie
LKW	Lastkraftwagen
LNF	Leichte Nutzfahrzeuge
LNG	„Liquefied Natural Gas“ (Flüssigerdgas)
MFH	Mehrfamilienhaus
MS	Mittelspannung
MTO	Methanol-to-Olefines
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunden

MwSt.	Mehrwertsteuer
NE-Metalle	Nicht-Eisen-Metalle
NEP	Netzentwicklungsplan
NGK	Netzgebietsklasse
NH_3	Ammoniak
NPS	New Policies Scenario
NS	Niederspannung
NS	Niederspannung
OH-KW	Hybride Oberleitungs-LKW
ORC	Organic Rankine Cycle
PHEV	Plugin-hybride elektrische Fahrzeuge
Pkm	Personenkilometern
PKW	Personenkraftwagen
PtX	Power-to-X
PV	Photovoltaik
RF	Referenzszenario
SDS	Sustainable Development Scenario
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
t	Tonnen
TAB	Technische Anschlussbedingungen
THG	Treibhausgas
Tkm	Tonnenkilometer
TM80	Technologiemix 80
WEA	Windenergieumwandlungsanlagen
WP	Wärmepumpen

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Szenarienübersicht 25
Abbildung 2: Schematische Darstellung von DIMENSION+ 33
Abbildung 3: Bilanzierung des Endenergieverbrauchs nach AGEB (links) und Aufteilung in dena-Leitstudie (rechts) 34
Abbildung 4: Schematische Darstellung der Bereitstellung konventioneller und synthetischer Endenergieträger in DIMENSION+ 40
Abbildung 5: Berechnungsmethodik für die Netzausbaurechnung im Übertragungsnetz 43
Abbildung 6: Schematische Darstellung der Bundeslandzeitreihen und des Übertragungsnetzmodells 44
Abbildung 7: NGK in der Strukturklasse der städtischen Gemeinden im Referenzszenario 47
Abbildung 8: Standard Netzverstärkungsmaßnahmen in MS- und NS-Netzen 49
Abbildung 9: Gesamtkonzept für die Ermittlung des Netzausbaubedarfs in der MS- und NS-Ebene 50
Abbildung 10: Quantifizierung der Gesamtkosten und Umverteilung auf Endverbrauchssektoren 55
Abbildung 11: Kostenentstehung und -verteilung 56
Abbildung 12: Entwicklung des energetischen Zustands der Gebäudehülle in Wohngebäuden 64
Abbildung 13: Anteile des Endenergiebedarfs 2015 nach Branchen 69
Abbildung 14: Entwicklung der Verkehrsleistung im Personenverkehr nach Transportmittel 72
Abbildung 15: Entwicklung der Verkehrsleistung im Güterverkehr nach Transportmittel 73
Abbildung 16: Investitionskostenentwicklung ausgewählter PKW-Fahrzeugtechnologien 74
Abbildung 17: Preise konventioneller Energieträger 76
Abbildung 18: Entwicklung der Investitionskosten von PtX-Anlagen (Basisszenarien) 78
Abbildung 19: Entwicklung der Investitionskosten für EE-Stromerzeugungstechnologien 81
Abbildung 20: EE-Mindestausbau im Stromsektor 84
Abbildung 21: Mindestausbau und Potenzialgrenzen der EE-Stromerzeugung 84
Abbildung 22: Zulässige Betriebsmittelbelastungen im ungestörten Betrieb 89
Abbildung 23: Spannungsbandaufteilung für die integrierte Betrachtung im ungestörten Betrieb 90
Abbildung 24: Berücksichtigte Gleichzeitigkeit von EV und WP in der Netzplanung 92
Abbildung 25: Gesamtzahl elektrischer Wärmepumpen in Wohngebäuden 97
Abbildung 26: Endenergiebedarf des Gebäudesektors nach Energieträger 98
Abbildung 27: Energieeffizienzgewinne nach Szenarien 101
Abbildung 28: Anteil der Produktionsverfahren für Chlor in Europa 107
Abbildung 29: Endenergieverbrauch Industrie nach Energieträgern 114
Abbildung 30: Endenergiebedarf nach Industriebranchen 115
Abbildung 31: Wasserstoff nach Branchen in TWh 116
Abbildung 32: Wirkung von Energieeffizienzgewinnen in der Industrie 117
Abbildung 33: Nicht-energetischer Verbrauch nach Energieträgern 118
Abbildung 34: Flottenentwicklung PKW bis 2050 121
Abbildung 35: Flottenentwicklung LNF (<3,5 t) bis 2050) 124
Abbildung 36: Flottenentwicklung LKW bis 2050 127
Abbildung 37: Endenergiebedarf des Verkehrssektors nach Energieträger 131
Abbildung 38: Endenergieverbrauch des Verkehrssektors nach Transportmittel 133
Abbildung 39: Aggregierter Endenergieverbrauch nach Energieträgern 134
Abbildung 40: THG-Emissionen (RF) 139
Abbildung 41: Anzahl Heizungssysteme (RF) 140
Abbildung 42: Wirkung Energieeffizienz in der Industrie in 2050 (RF) 141
Abbildung 43: Anzahl PKW (RF) 141
Abbildung 44: Stromnachfrage (RF) 142
Abbildung 45: EE-Stromerzeugung (RF) 142

Abbildung 46: Konv. Stromerzeugung (RF) 143
Abbildung 47: Jahreshöchstlast (RF) 143
Abbildung 48: Nettostromimporte (RF) 144
Abbildung 49: Investitionsbedarf bis 2050 im Verteilnetz für das Referenzszenario 145
Abbildung 50: Investitionsbedarf bis 2050 im Übertragungsnetz für das Referenzszenario 146
Abbildung 51: Primärenergiebedarf (RF) 147
Abbildung 52: Biogene Energieträger (RF) 147
Abbildung 53: THG-Emissionen (EL80/95) 150
Abbildung 54: Anzahl Heizungssysteme (EL80/95) 151
Abbildung 55: Wirkung Energieeffizienz in der Industrie in 2050 (EL80) 152
Abbildung 56: Restemissionen Industrie (EL80/95) 153
Abbildung 57: Anzahl PKW (EL80/95) 154
Abbildung 58: Stromnachfrage (EL80/95) 155
Abbildung 59: EE-Stromerzeugung (EL80/95) 155
Abbildung 60: Konv. Stromerzeugung (EL80/95) 156
Abbildung 61: Jahreshöchstlast (EL80/95) 157
Abbildung 62: Nettostromimporte (EL80/95) 157
Abbildung 63: Investitionsbedarf bis 2050 im Verteilnetz für die Elektrifizierungsszenarien 159
Abbildung 64: Prozentualer Anteil der Strukturklassen an der Fläche Deutschlands bzw. am Investitionsbedarf in der MS- und NS-Ebene bis 2050 in den Elektrifizierungsszenarien 160
Abbildung 65: Investitionsbedarf bis 2050 im Übertragungsnetz für die Elektrifizierungsszenarien 161
Abbildung 66: Primärenergiebedarf (EL80/95) 163
Abbildung 67: Biogene Energieträger (EL80/95) 164
Abbildung 68: Synthetische Energieträger nach Herkunft (EL80/95) 164
Abbildung 69: Synthetische Energieträger nach Sektoren (EL95) 165
Abbildung 70: Kostendelta EL80 ggü. RF 166
Abbildung 71: Kostendelta EL95 ggü. RF 167
Abbildung 72: THG-Emissionen (TM80/95) 170
Abbildung 73: Anzahl Heizungssysteme (TM80/95) 171
Abbildung 74: Wirkung Energieeffizienz in der Industrie in 2050 (TM80) 172
Abbildung 75: Anzahl PKW (TM80/95) 173
Abbildung 76: Stromnachfrage (TM80/95) 174
Abbildung 77: EE-Stromerzeugung (TM80/95) 174
Abbildung 78: Jahreshöchstlast (TM80/95) 175
Abbildung 79: Nettostromimporte (TM80/95) 176
Abbildung 80: Investitionsbedarf bis 2050 im Verteilnetz für die Technologiemixszenarien 177
Abbildung 81: Investitionsbedarf bis 2050 im Übertragungsnetz für die Technologiemixszenarien 178
Abbildung 82: Primärenergiebedarf (TM80/95) 180
Abbildung 83: Biogene Energieträger (TM80/95) 181
Abbildung 84: Synthetische Energieträger nach Herkunft (TM80/95) 181
Abbildung 85: Synthetische Energieträger nach Sektoren (TM95) 182
Abbildung 86: Kostendelta TM80 ggü. RF 183
Abbildung 87: Kostendelta TM95 ggü. RF 183
Abbildung 88: THG-Emissionen in RF, EL80 und TM80 188
Abbildung 89: THG-Emissionen in RF, EL95 und TM95 189
Abbildung 90: THG-Emissionen Gebäudesektor (Quellprinzip) 190
Abbildung 91: THG-Emissionen im Industriesektor (Quellprinzip) 192
Abbildung 92: Restemissionen Industrie EL80 versus EL95 193
Abbildung 93: THG-Emissionen im Verkehrssektor (Quellprinzip) 195
Abbildung 94: THG-Emissionen im Energiesektor 196
Abbildung 95: Szenarienvergleich - Stromnachfrage 197
Abbildung 96: Szenarienvergleich - Stromnachfrage nach Sektoren 199

Abbildung 97: Szenarienvergleich - EE-Stromerzeugung 200
Abbildung 98: Szenarienvergleich - Anteil der Erneuerbaren an der Nettostromerzeugung 201
Abbildung 99: Szenarienvergleich - EE-Kapazitäten 202
Abbildung 100: Szenarienvergleich - EE-Potenzialgrenzen 203
Abbildung 101: Szenarienvergleich - Konventionelle Kapazitäten 204
Abbildung 102: Szenarienvergleich - Stromerzeugung aus konventionellen Kraftwerken 205
Abbildung 103: Szenarienvergleich - Strommarkt Jahreshöchstlast nach Sektoren 207
Abbildung 104: Szenarienvergleich - Beitrag zur gesicherten Leistung der Jahreshöchstlast nach Erzeugungsart 208
Abbildung 105: Szenarienvergleich – Stromnachfrage in einer zweiwöchigen Dunkelflaute nach Sektor 209
Abbildung 106: Szenarienvergleich – Erzeugungsmix in einer zweiwöchigen Dunkelflaute 210
Abbildung 107: Szenarienvergleich - deutscher Stromaustauschsaldo 213
Abbildung 108: Szenarienvergleich - Stromerzeugung im EU-Ausland 215
Abbildung 109: Szenarienvergleich - THG-Emissionen und Emissionsfaktor im Stromsektor EU-Ausland 216
Abbildung 110: Investitionsbedarf bis 2050 im Verteilnetz für die untersuchten Szenarien 217
Abbildung 111: Prozentualer Anteil der Strukturklassen an der Fläche Deutschlands bzw. am Investitionsbedarf in der MS- und NS-Ebene bis 2050 in den Szenarien 219
Abbildung 112: Prozentualer Anteil der Strukturklassen an den Einwohnern Deutschlands bzw. am Investitionsbedarf in der MS- und NS-Ebene bis 2050 in den Szenarien 220
Abbildung 113: Investitionsbedarf bis 2050 im Übertragungsnetz im Szenarienvergleich 221
Abbildung 114: Entwicklung der Infrastrukturgebundenen Gasnachfrage je Szenario 222
Abbildung 115: Peak-Tag-Gasnachfrage in 2050 je Szenario und Sektor 225
Abbildung 116: Entwicklung der jährlich Gasnachfrage nach Art 226
Abbildung 117: Entwicklung der Mineralölnachfrage (Produkte) je Szenario und Jahr 228
Abbildung 118: Entwicklung der nachfrage nach Fern- und Nahwärme aus Industrie und Gebäuden je Szenario 230
Abbildung 119: Entwicklung mit Fern-/Nahwärme beheizter Wohngebäude je Szenario 231
Abbildung 120: Entwicklung der energetischen Wasserstoffnachfrage aus Industrie und Verkehr 232
Abbildung 121: Szenarienvergleich - Primärenergieverbrauch 234
Abbildung 122: Szenarienvergleich - Primärenergieverbrauch nach Energieträgern 235
Abbildung 123: Szenarienvergleich: Energieträgerimporte 237
Abbildung 124: Szenarienvergleich - Biogene Energieträger nach Typ 238
Abbildung 125: Szenarienvergleich - PtX nach Energieträger 239
Abbildung 126: Szenarienvergleich - Elektrolyse-Kapazitäten und Volllaststunden in Deutschland 240
Abbildung 127: Szenarienvergleich - PtX nach Herkunft 242
Abbildung 128: Szenarienvergleich – Kumulierte Gesamtkosten des Energiesystems 2018-2050 246
Abbildung 129: Szenarienvergleich – Kostenunterschiede ggü. Szenario RF im Zeitverlauf 249
Abbildung 130: Szenarienvergleich – Unterschiede bezüglich der Investitionen 2018-2050 nach Sektor 250
Abbildung 131: Szenarienvergleich – Unterschiede bezüglich Betriebs- und Wartungskosten 2018-2050 nach Sektor 251
Abbildung 132: Netzkostenentwicklung Strom 252
Abbildung 133: Kumulierte Investitionskosten in Stromnetze 2018-2050 253
Abbildung 134: Netzkostenentwicklung Gas 253
Abbildung 135: Szenarienvergleich – Unterschiede bezüglich der Kosten für Primärenergie und importierte Sekundärenergie 255
Abbildung 136: Entwicklung von Strompreiskomponenten für private Endverbraucher 257
Abbildung 137: Jährliche Endenergieverbrauchskosten (nur Commodity) 258
Abbildung 138: Szenarienvergleich – Unterschiede bezüglich der direkten Kosten für Endenergieverbrauch in den Endenergieverbrauchssektoren bis 2050 259
Abbildung 139: Szenarienvergleich – Unterschiede bezüglich der nicht eindeutig zurechenbaren Kosten 2018-2050 260
Abbildung 140: Netzentgeltentwicklung Strom 261
Abbildung 141: Netzentgeltentwicklung Gas 262

Abbildung 142: Szenarienvergleich – Verteilung nicht eindeutig zurechenbarer Kosten auf die Endenergieverbrauchssektoren 263
Abbildung 143: Szenarienvergleich – Jährliche Mehrkosten des GEbäudesektors ggü. dem Referenzszenario ... 264
Abbildung 144: Szenarienvergleich – Jährliche Mehrkosten des Industriesektors ggü. dem Referenzszenario ... 266
Abbildung 145: Szenarienvergleich – Jährliche Mehrkosten des Verkehrssektors ggü. dem Referenzszenario ... 267
Abbildung 146: Treibhausgasemissionen für TM80 und „Bottleneck“ nach Sektor 274
Abbildung 147: Differenz des Endenergieverbrauchs im Gebäudesektor zwischen „Bottleneck“ und TM80 275
Abbildung 148: Endenergiebedarf Industrie „Bottleneck“ minus TM80 276
Abbildung 149: Flottenentwicklung PKW in Untersuchungsschwerpunkt „Bottleneck“ 277
Abbildung 150: Endenergiebedarf Verkehr „Bottleneck“ minus TM80 278
Abbildung 151: Stromnachfrageentwicklung in „Bottleneck“ und TM80 279
Abbildung 152: Nettostromerzeugung aus erneuerbaren Energien für RF, TM80 und „Bottleneck“ 281
Abbildung 153: Entwicklung der deutschen Nettostromimporte in RF, TM80 und „Bottleneck“ 282
Abbildung 154: Investitionsbedarf bis 2050 im Übertragungsnetz in Sensitivitätsanalyse „Bottleneck“ 284
Abbildung 155: Entwicklung des Bedarfs Synthetischer Energieträger in TM80 und „Bottleneck“ 286
Abbildung 156: Entwicklung der Investitionskosten ausgewählter PtX-Anlagen – Sensitivität „PtX“ versus Basisszenarien 287
Abbildung 157: Entwicklung der Importpreise ausgewählter synthetischer Brennstoffe (inkl. Transportkosten) aus dem nicht-Europäischen Ausland – Sensitivität „PtX“ versus Basisszenarien 288
Abbildung 158: Differenz der PtX-Bereitstellung nach Herkunftsregion zwischen der Sensitivität „PtX“ und den Basisszenarien in 2050 289
Abbildung 159: Differenz der Stromerzeugung Deutschlands aus PtX-Gas, Erneuerbaren sowie Nettostromimporten zwischen Sensitivität „PtX“ und Basisszenarien in 2050 290
Abbildung 160: Kumulierte undiskontierte Gesamtkosten 2018-2050 als Mehr- und Minderkosten der Sensitivität „PtX“ ggü. dem jeweiligen Basisszenario 292
Abbildung 161: schematische Darstellung netzdienlicher Spitzenkappung in der Sensitivität „Flex“ 295
Abbildung 162: Differenz der Elektrolysekapazitäten in Deutschland zwischen Sensitivität „Flex“ und Basisszenario EL95 je Stichjahr 296
Abbildung 163: Differenz der Volllaststunden inländischer Eketrolyse zwischen Sensitivität „Flex“ und Basisszenario EL95 296
Abbildung 164: Investitionsbedarf bis 2050 im Verteilnetz in der Sensitivitätsanalyse Flex 301
Abbildung 165: Investitionsbedarf bis 2050 im Übertragungsnetz in der Sensitivitätsanalyse Flex 303
Abbildung 166: Trassenzubau und Flottenentwicklung von OH-LKW in EL95 undTM95 305
Abbildung 167: Investitionskosten für LKW >12 T im zeitlichen Verlauf 306
Abbildung 168: Differenz des Endenergieverbrauchs zwischen der Sensitivität „OH-LKW“ und den Basisszenarien EL95 und TM95 in 2050 307
Abbildung 169: Differenz der Stromnachfrage zwischen Sensitivität „OH-LKW“ und dem jeweiligen Basisszeanrio in 2050 308
Abbildung 170: Kumulierte Gesamtkosten 2015 bis 2050 als Mehr- und Minderkosten der Sensitivität „OH-LKW“ gegenüber dem jeweiligen Basisszenario 310
Abbildung 171: Investitionsbedarf bis 2050 im Übertragungsnetz in der Sensitivitätsanalyse OH-LKW 312
Abbildung 172: Anzahl der fertiggestellten Gebäude (Wohn- und Nichtwohngebäude) seit 1995 314
Abbildung 173: Einsparung an Endenergie für Beispielgebäude 317
Abbildung 175: Entwicklung des Baupreisindex seit 2000 sowohl für die Erstellung als auch Instandhaltung von Wohngebäuden (inkl. Umsatzsteuer) 321
Abbildung 175: Errichtung neuer Wohngebäude - Entwicklung der Bauwerkskosten pro Wohnfläche 321
Abbildung 176: Entwicklung der Brutto-Bauzeit von Projektierung bis Baufertigstellung. 322
Abbildung 177: Bevölkerungsentwicklung in den Kreisen in der Vergangenheit und in Zukunft 324
Abbildung 178: Entwicklung der Haushaltsgröße in Deutschland 325
Abbildung 179: Anteil der Wärmenetze am Gesamtwohngebäudebestand und am Wohnungsbestand 327
Abbildung 180: Entwicklung infrastrukturabhängiger Wärmeverteilkosten nach Region und Szenario 330
Abbildung 181: Intelligente Steuerung eines Wärmespeichers 334

Abbildung 182: Digitalisierung mittels variablen Börsenpreissignalen 335
Abbildung 183: Annahme der Entwicklung der installierten Leistung und der Stromerzeugung – Dachanlagen ..337
Abbildung 184: Stromnachfrage in einer zweiwöchigen Dunkelflaute nach Sektor.....339
Abbildung 185: Erzeugungsmix in einer zweiwöchigen Dunkelflaute 340

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1: Kernergebnisse der Szenarienrechnungen 20
Tabelle 2: Bilanzierungssysteme der Treibhausgasemissionen 29
Tabelle 3: Treibhausgasminderungsziele der Zielszenarien 31
Tabelle 4: Methodik zur Deckung von Jahreshöchstlast und Dunkelflaute im Überblick 36
Tabelle 5: Verwendete Regionalisierungsschlüssel basierend auf öffentlichen Daten 46
Tabelle 6: Merkmale der Clusteranalyse für die Strukturklassen 47
Tabelle 7: Sanierungsrate je Szenario und Wohngebäudeklasse in Prozent 63
Tabelle 8: Bauteilbezogene Sowieso-Kosten (brutto inkl. MwSt.) in Abhängigkeit des Ausgangszustands des Gebäudes 65
Tabelle 9: Bauteilbezogene, energiebedingte Mehrkosten (brutto inkl. MwSt.) in Abhängigkeit des Ausgangszustands des Gebäudes 65
Tabelle 10: Kosten für KG300 und KG400 (netto ohne MwSt.), aufgeteilt nach Gebäudetypologien, Neubau oder Sanierung sowie energetischen Standards 66
Tabelle 11: Wachstumsraten nach Branche und Produkt 70
Tabelle 12: Recyclingquoten in der Industrie 70
Tabelle 13: Methodische Übersicht der abgebildeten Verkehrsträger, Transportmittel und Antriebstechnologien 71
Tabelle 14: PtX Herstellungsvollkosten im nicht-EU-Ausland (ohne Transportkosten) für BasisSzenarien 78
Tabelle 15: PtX Transportkosten aus dem nicht-EU-Ausland 79
Tabelle 16: Kostenannahmen für Netzausbaumaßnahmen im Übertragungsnetz (Onshore) 88
Tabelle 17: Datengrundlagen zum Wohngebäudebestand in Deutschland (2013) 94
Tabelle 18: Anteilige Entwicklung im Personenverkehr Schiene und Luft nach Antriebsart bis 2050 129
Tabelle 19: Anteilige Entwicklung im Güterverkehr Schiene, Schiff und Luft nach Antriebsart bis 2050 130
Tabelle 20: Übersicht THG-Minderung im Vergleich zu 1990 185
Tabelle 21: „Bottleneck“ im Überblick 271
Tabelle 22: Betrachtete Nichtwohngebäude 316
Tabelle 23: Verhältnis von Wärme- und Stromanwendungen bei NWG 318
Tabelle 24: Mono-, bi- und multivalente Hybridsysteme 326
Tabelle 25: Definition des Beispielhaushalts 333
Tabelle 26: Konventionelle Stromerzeugungstechnologien 371
Tabelle 27: EE-Stromerzeugungstechnologien 376
Tabelle 28: Speichertechnologien 380
Tabelle 29: PtX-Technologien 382
Tabelle 30: CO_2 Direct Air Capture Kosten 386
Tabelle 31: Preise konventionelle Energieträger 387
Tabelle 32: PtX Herstellungsvollkosten im nicht-EU-Ausland (ohne Transportkosten) für BasisSzenarien 388
Tabelle 33: PtX Herstellungsvollkosten im nicht-EU-Ausland (ohne Transportkosten) für Sensitivität PtX 388
Tabelle 34: PtX Transportkosten aus dem nicht-EU-Ausland 389
Tabelle 35: THG-Minderungsziele in Deutschland und im EU-Stromsektor (Szenarien mit 80 %-Ziel) 389
Tabelle 36: THG-Minderungsziele in Deutschland und im EU-Stromsektor (Szenarien mit 95 %-Ziel) 390
Tabelle 37: CO_2-Preis in Deutschland und im EU-Stromsektor (Referenzszenario) 390
Tabelle 38: Emissionsfaktoren 391
Tabelle 39: Stromnachfrage in Deutschland und im EU-Ausland 391
Tabelle 40: Spitzenkappung Deutschland 391
Tabelle 41: Weitere politische Randbedingungen 392
Tabelle 42: Potenzialgrenzen erneuerbare Energien Deutschland 392
Tabelle 43: Ausbau EE-Stromerzeugung in Deutschland 393

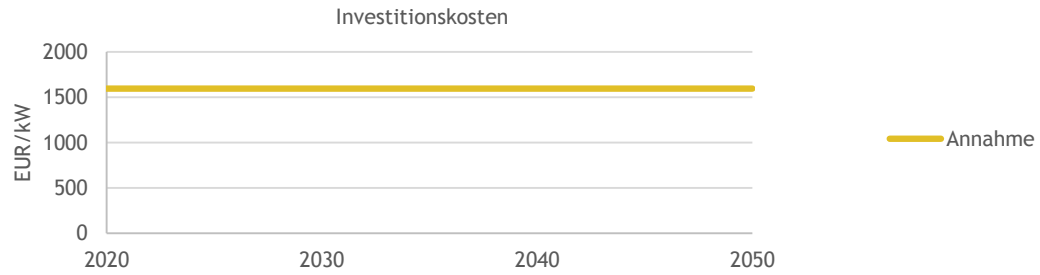
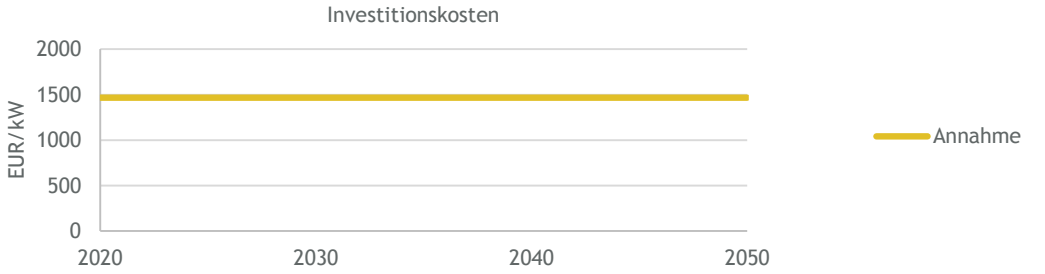
Tabelle 44: Maximal möglicher Zubau der EE-Stromerzeugung pro Jahr in Deutschland 393
Tabelle 45: Ausbau EE-Stromerzeugung im EU-Ausland 394
Tabelle 46: Stromnetzausbau in Deutschland 394
Tabelle 47: Grenzübertragungskapazitäten Strom Deutschland in Nachbarländer 394
Tabelle 48: Beitrag Grenzübertragungskapazitäten Strom zur gesicherten Leistung in Deutschland 394
Tabelle 49: Sonstige Randbedingungen 395
Tabelle 50: Angesetzte Skalierungsfaktoren nach Netznutzungsfall und Spannungsebene 396
Tabelle 51: Standardbetriebsmittel für Netzverstärkungs-Maßnahmen in der MS- und NS-Ebene 396
Tabelle 52: Nennleistung für Neuanlagen gemäß der Zubauprognose 397
Tabelle 53: Investitonen für Betriebsmittel im Verteilnetz 398
Tabelle 54: Anlagenaufwandszahlen und Effizienzsteigerung 399
Tabelle 55: Kostenminderungen Anlagentechnik bis 2050 399
Tabelle 56: Kosten für KG300 und KG400 (netto ohne MwSt.), aufgeteilt nach Gebäudetypologien, Neubau oder Sanierung sowie energetischen Standards (Quellen: BMVBS [2012], Destatis [2017], FIW [2017]) 400
Tabelle 57: Entwicklung der Beheizungsstruktur EFH/ZFH – Neubau für verschiedene Transformationspfade 401
Tabelle 58: Entwicklung der Beheizungsstruktur EFH/ZFH – Bestand für verschiedene Transformationspfade 402
Tabelle 59: Entwicklung der Beheizungsstruktur GMFH – Bestand für verschiedene Transformationspfade 404
Tabelle 60: Wachstum nach einzelnen Industriebranchen 406
Tabelle 61: Entwicklung der Effizienzgewinne Endenergieverbrauch kumuliert 2017 - 2050 408
Tabelle 62: Entwicklung der Recyclingquote 409
Tabelle 63: Potential der temporären Lastreduzierung (Strom) nach Anlagentyp 410
Tabelle 64: Verkehrsleistung Personenverkehr 411
Tabelle 65: Verkehrsleistung Güterverkehr 412
Tabelle 66: Technologieannahmen PKW 413
Tabelle 67: Technologieannahmen LNF 420
Tabelle 68: Technologieannahmen LKW (3,5-12 t) 425
Tabelle 69: Technologieannahmen LKW (> 12 t) 428
Tabelle 70: Kraftstoffverbrauch Schienenverkehr, Binnenschifffahrt, Luftverkehr 432
Tabelle 71: Neuzulassungsraten im Straßenpersonenverkehr PKW 436
Tabelle 72: Neuzulassungsraten im Straßengüterverkehr LNF (< 3,5 t) 439
Tabelle 73: Neuzulassungsraten im Straßengüterverkehr LKW (3,5 – 12 t) 441
Tabelle 74: Neuzulassungsraten im Straßengüterverkehr LKW (> 12 t) Basisszenario 443
Tabelle 75: Neuzulassungsraten im Straßengüterverkehr LKW (> 12 t) Sensitivität OH-LK 445
Tabelle 76: Fuel Split Personenverkehr Schiene 446
Tabelle 77: Fuel Split Personenverkehr Luftverkehr 448
Tabelle 78: Fuel Split Schienengüterverkehr 450
Tabelle 79: Fuel Split Binnenschiffgüterverkehr 452
Tabelle 80: Fuel Split Güterverkehr Luft 454

INFOBOXVERZEICHNIS

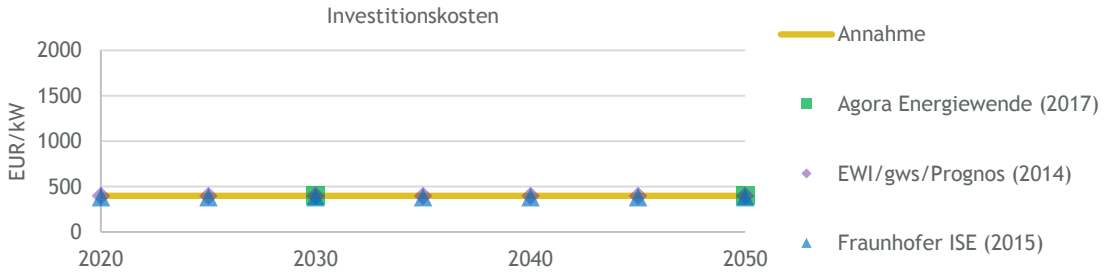
Infobox 1: Flexibilität und Spitzenlast in den Sektoren Gebäude und Verkehr 37
Infobox 2: Quantifizierung und Verteilung der Netzkosten Strom und Gas am Beispiel des Referenzszenarios .. 57
Infobox 3: Ausbaupotenziale und Kosten von Wind Onshore 83
Infobox 4: Potenziale von Carbon Capture & Utilization.....102
Infobox 5: Technische, wirtschaftliche und soziale Unsicherheit Mit Hinblick auf Innovationen 193
Infobox 6: Wind Onshore vs. Wind Offshore.....203
Infobox 7: Wichtige Faktoren für den Bedarf an gesicherter Leistung.....211
Infobox 8: Welche Faktoren könnten den kurzfristigen Markterfolg für Elektrolyse-Wasserstoff positiv beeinflussen? 241
Infobox 9: Welcher synthetische Brennstoff wird sich im Markt durchsetzen?.....242
Infobox 10: Implikationen der Primär- und Sekundärenergiekosten 255
Infobox 11: Theoretische PtX-Erzeugungspotenziale in Deutschland für EL95 und TM95 291

ANHANG 1: DATENANNAHMEN ENERGIEUMWANDLUNG

TABELLE 26: KONVENTIONELLE STROMERZEUGUNGSTECHNOLOGIEN

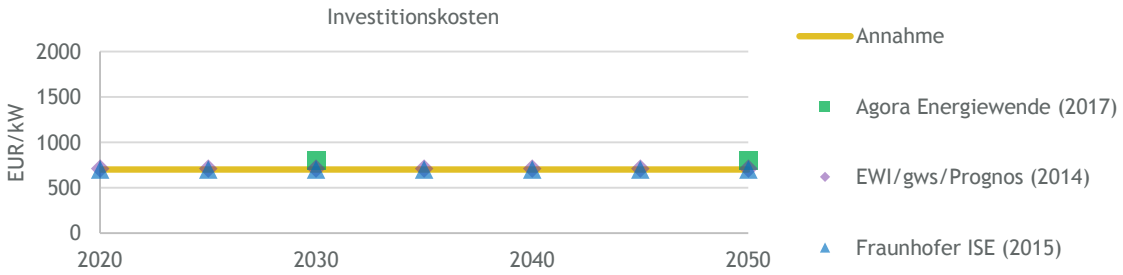
Größe	Einheit	Wert	Quellen
Braunkohle			
			
Kosten 2020	EUR/kW	1596	ewi ER&S Kraftwerksdatenbank (2018), Expertenbefragung
Kosten 2050	EUR/kW	1596	
Kostenreduktion	%	0	
Lebensdauer	a	45	
Wirkungsgrad	%	49	
FOM-Kosten	EUR/kW	46	
Kalk. Zins	%	10,5	Expertenbefragung
Steinkohle			
			
Kosten 2020	EUR/kW	1467	ewi ER&S Kraftwerksdatenbank (2018), Expertenbefragung
Kosten 2050	EUR/kW	1467	
Kostenreduktion	%	0	
Lebensdauer	a	45	
Wirkungsgrad	%	50	
FOM-Kosten	EUR/kW	38	
Kalk. Zins	%	10,5	Expertenbefragung

Gasturbine



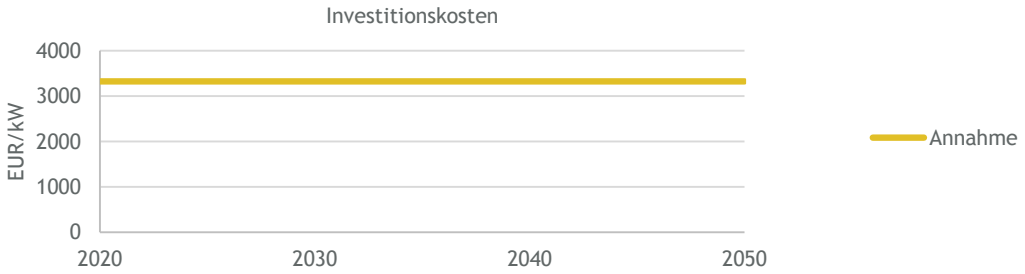
Kosten 2020	EUR/kW	400	ewi ER&S Kraftwerksdatenbank (2018), Literaturrecherche (siehe Abbildung für Quellen Investitionskosten), Expertenbefragung
Kosten 2050	EUR/kW	400	
Kostenreduktion	%	0	
Lebensdauer	a	25	
Wirkungsgrad	%	40	
FOM-Kosten	EUR/kW	13	
Kalk. Zins	%	10,5	Expertenbefragung

Gas und Dampf



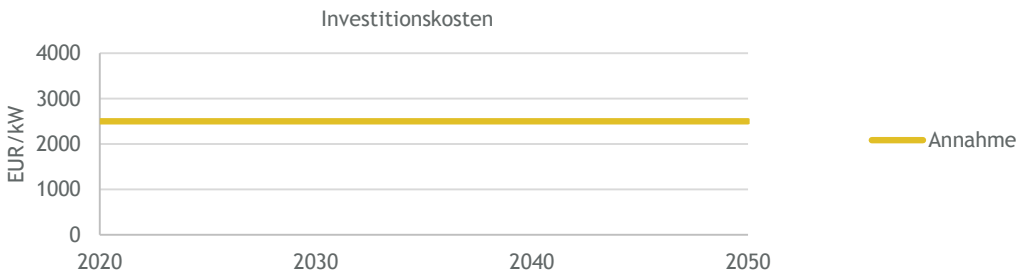
Kosten 2020	EUR/kW	700	ewi ER&S Kraftwerksdatenbank (2018), Literaturrecherche (siehe Abbildung für Quellen Investitionskosten), Expertenbefragung
Kosten 2050	EUR/kW	700	
Kostenreduktion	%	0	
Lebensdauer	a	30	
Wirkungsgrad	%	60	
FOM-Kosten	EUR/kW	24	
Kalk. Zins	%	10,5	Expertenbefragung

Kernkraft



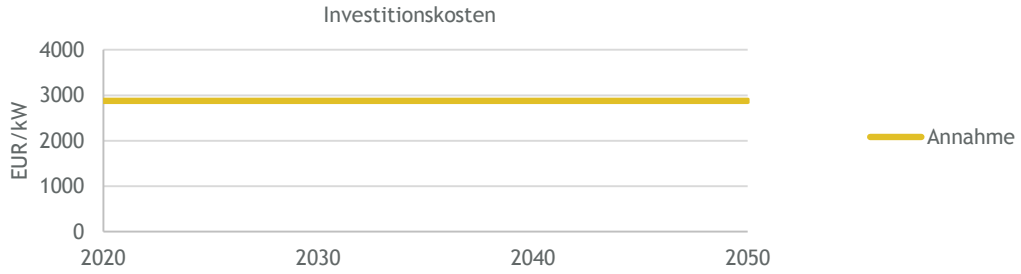
Kosten 2020	EUR/kW	3323	ewi ER&S Kraftwerksdatenbank (2018), Expertenbefragung
Kosten 2050	EUR/kW	3323	
Kostenreduktion	%	0	
Lebensdauer	a	60	
Wirkungsgrad	%	33	
FOM-Kosten	EUR/kW	102	
Kalk. Zins	%	10,5	Expertenbefragung

KWK Braunkohle



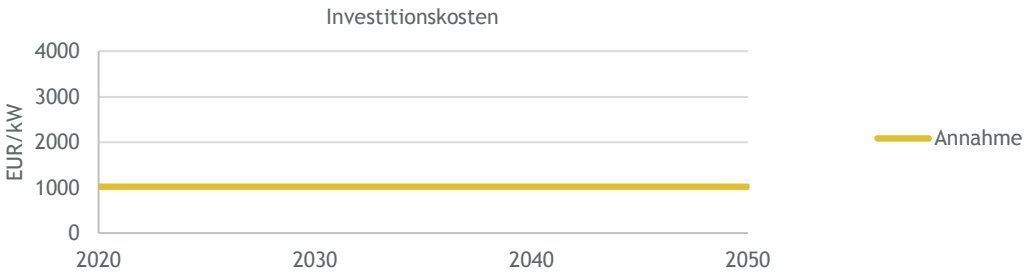
Kosten 2020	EUR/kW	2500	ewi ER&S Kraftwerksdatenbank (2018), Expertenbefragung
Kosten 2050	EUR/kW	2500	
Kostenreduktion	%	0	
Lebensdauer	a	45	
Wirkungsgrad elektrisch	%	38	
Wirkungsgrad thermisch	%	15	
FOM-Kosten	EUR/kW	59	
Kalk. Zins	%	10,5	Expertenbefragung

KWK Steinkohle

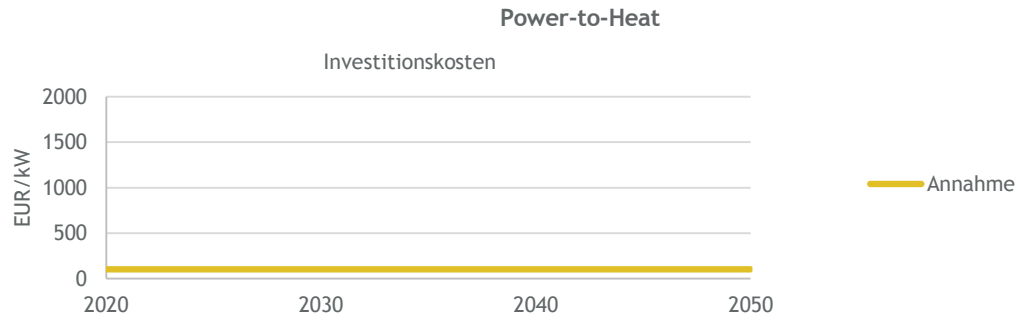


Kosten 2020	EUR/kW	2880	ewi ER&S Kraftwerksdatenbank (2018), Expertenbefragung
Kosten 2050	EUR/kW	2880	
Kostenreduktion	%	0	
Lebensdauer	a	45	
Wirkungsgrad elektrisch	%	38	
Wirkungsgrad thermisch	%	15	
FOM-Kosten	EUR/kW	54	
Kalk. Zins	%	10,5	Expertenbefragung

KWK Gas und Dampf

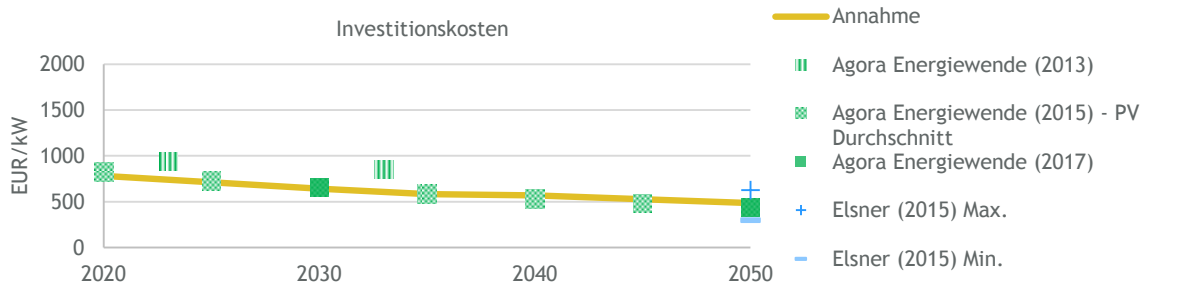
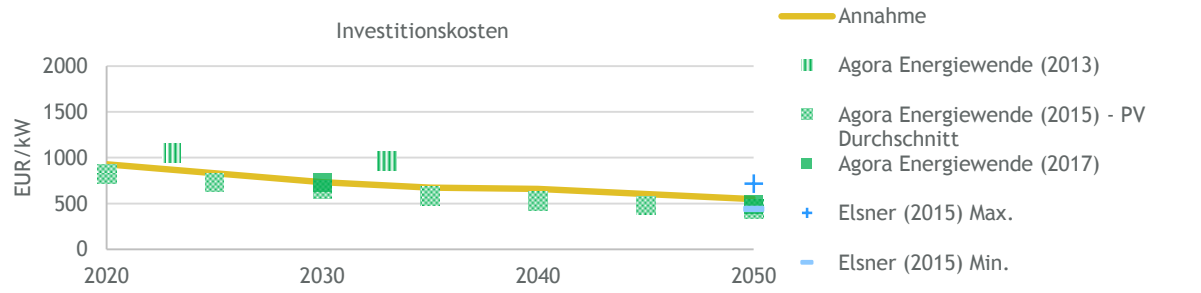


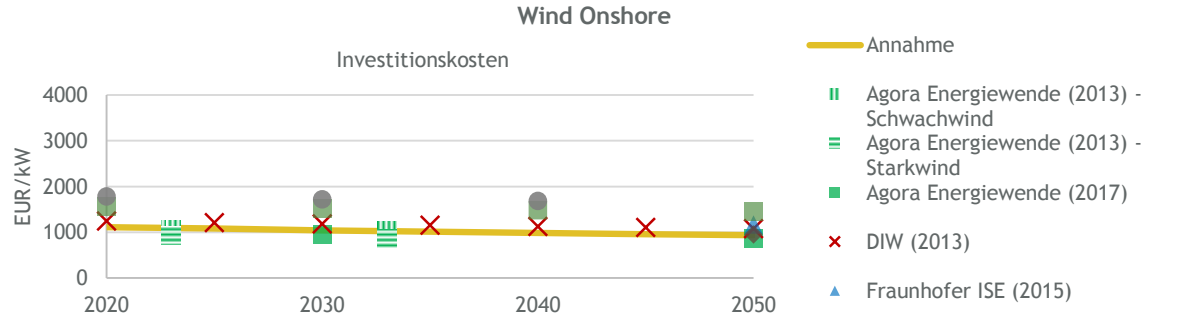
Kosten 2020	EUR/kW	1020	ewi ER&S Kraftwerksdatenbank (2018), Expertenbefragung
Kosten 2050	EUR/kW	1020	
Kostenreduktion	%	0	
Lebensdauer	a	30	
Wirkungsgrad elektrisch	%	45	
Wirkungsgrad thermisch	%	43	
FOM-Kosten	EUR/kW	41	
Kalk. Zins	%	10,5	Expertenbefragung



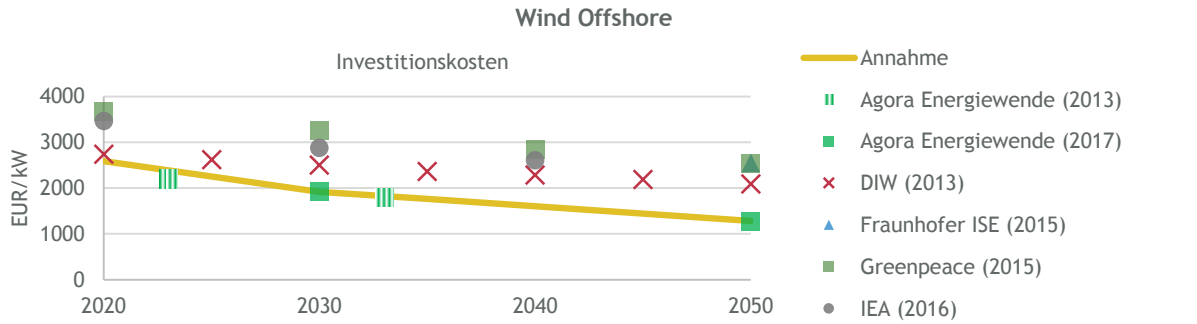
Kosten 2020	EUR/kW	100	ewi ER&S Kraftwerksdatenbank (2018), Expertenbefragung
Kosten 2050	EUR/kW	100	
Kostenreduktion	%	0	
Lebensdauer	a	29	
Wirkungsgrad thermisch	%	99	
FOM-Kosten	EUR/kW	1	
Kalk. Zins	%	10,5	Expertenbefragung

TABELLE 27: EE-STROMERZEUGUNGSTECHNOLOGIEN

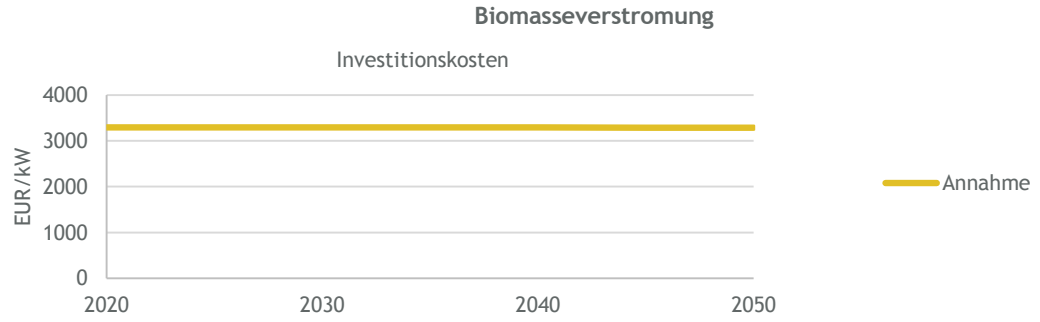
Größe	Einheit	Wert	Quellen
Photovoltaik Freifläche			
			
Kosten 2020	EUR/kW	780	ewi ER&S Kraftwerksdatenbank (2018), Literaturrecherche (siehe Abbildung für Quellen Investitionskosten), Expertenbefragung
Kosten 2050	EUR/kW	483	
Kostenreduktion	%	38	
Lebensdauer	a	25	
Volllaststunden 2020	h	918	
Volllaststunden 2050	h	1004	
FOM-Kosten	EUR/kW	15	
Kalk. Zins	%	10,5	Expertenbefragung
Photovoltaik Aufdach			
			
Kosten 2020	EUR/kW	927	ewi ER&S Kraftwerksdatenbank (2018), Literaturrecherche (siehe Abbildung für Quellen Investitionskosten), Expertenbefragung
Kosten 2050	EUR/kW	547	
Kostenreduktion	%	41	
Lebensdauer	a	25	
Volllaststunden 2020	h	918	
Volllaststunden 2050	h	1004	
FOM-Kosten	EUR/kW	17	
Kalk. Zins	%	10,5	Expertenbefragung



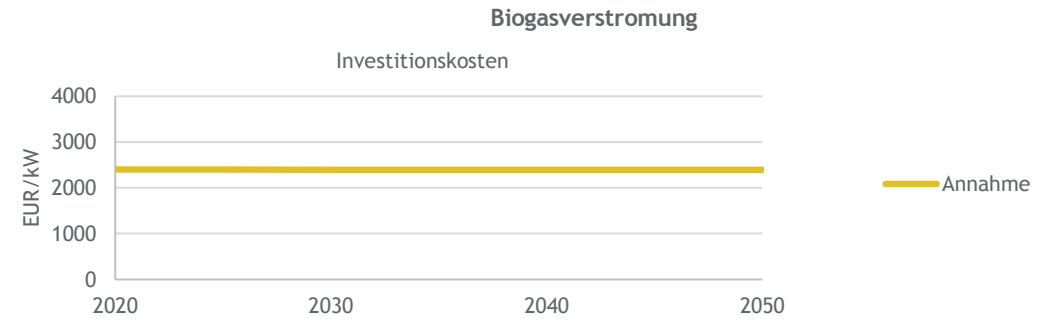
Kosten 2020	EUR/kW	1113	ewi ER&S Kraftwerksdatenbank (2018), Literaturrecherche (siehe Abbildung für Quellen Investitionskosten), Expertenbefragung
Kosten 2050	EUR/kW	938	
Kostenreduktion	%	16	
Lebensdauer	a	25	
Volllaststunden 2020	h	2365	
Volllaststunden 2050	h	2700	
FOM-Kosten	EUR/kW	13	
Kalk. Zins	%	10,5	Expertenbefragung



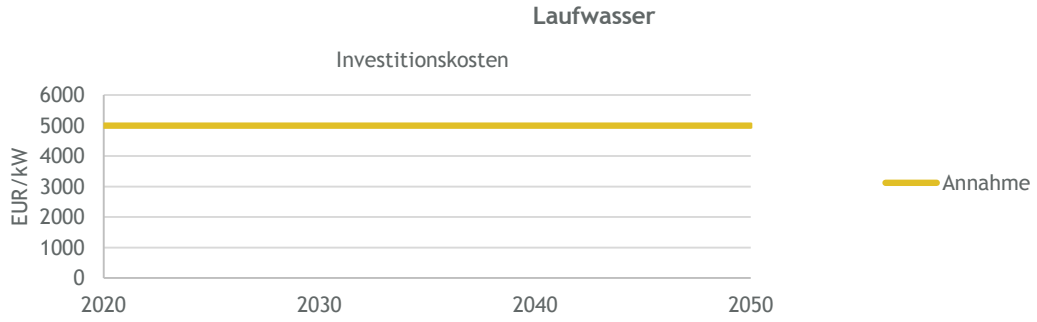
Kosten 2020	EUR/kW	2590	ewi ER&S Kraftwerksdatenbank (2018), Literaturrecherche (siehe Abbildung für Quellen Investitionskosten), Expertenbefragung
Kosten 2050	EUR/kW	1285	
Kostenreduktion	%	50	
Lebensdauer	a	25	
Volllaststunden	h	4300	
FOM-Kosten	EUR/kW	93	
Kalk. Zins	%	10,5	Expertenbefragung



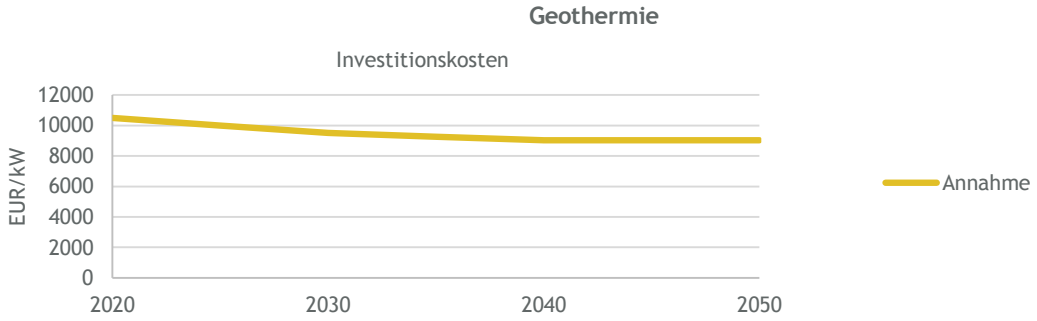
Kosten 2020	EUR/kW	3297	ewi ER&S Kraftwerksdatenbank (2018), Expertenbefragung
Kosten 2050	EUR/kW	3287	
Kostenreduktion	%	0,4	
Lebensdauer	a	30	
Wirkungsgrad	%	30	
FOM-Kosten	EUR/kW	165	
Kalk. Zins	%	10,5	Expertenbefragung



Kosten 2020	EUR/kW	2398	ewi ER&S Kraftwerksdatenbank (2018), Expertenbefragung
Kosten 2050	EUR/kW	2390	
Kostenreduktion	%	0,3	
Lebensdauer	a	30	
Wirkungsgrad	%	40	
FOM-Kosten	EUR/kW	120	
Kalk. Zins	%	10,5	Expertenbefragung

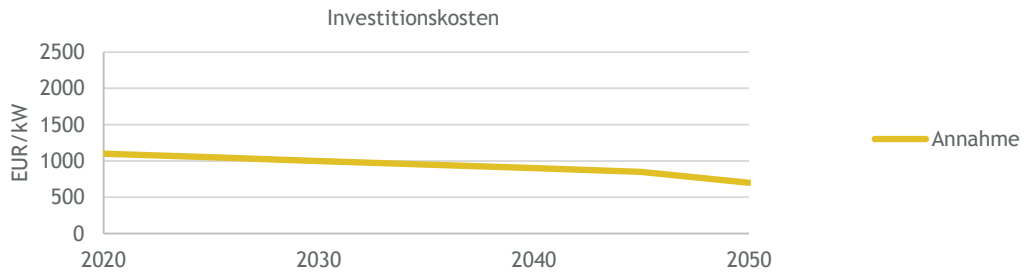
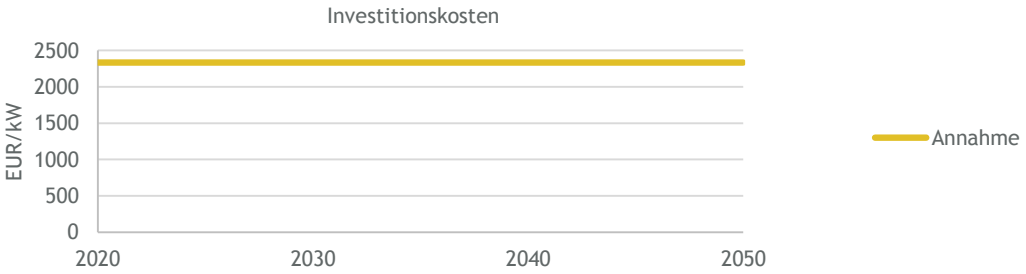


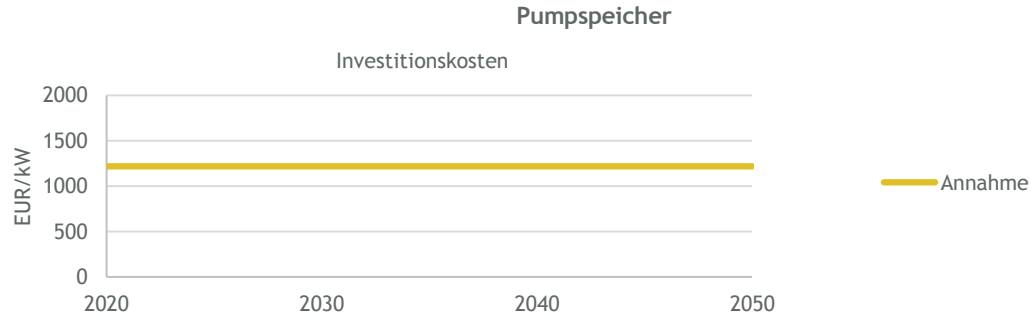
Kosten 2020	EUR/kW	5000	ewi ER&S Kraftwerksdatenbank (2018), Expertenbefragung
Kosten 2050	EUR/kW	5000	
Kostenreduktion	%	0	
Lebensdauer	a	100	
FOM-Kosten	EUR/kW	12	
Kalk. Zins	%	10,5	Expertenbefragung



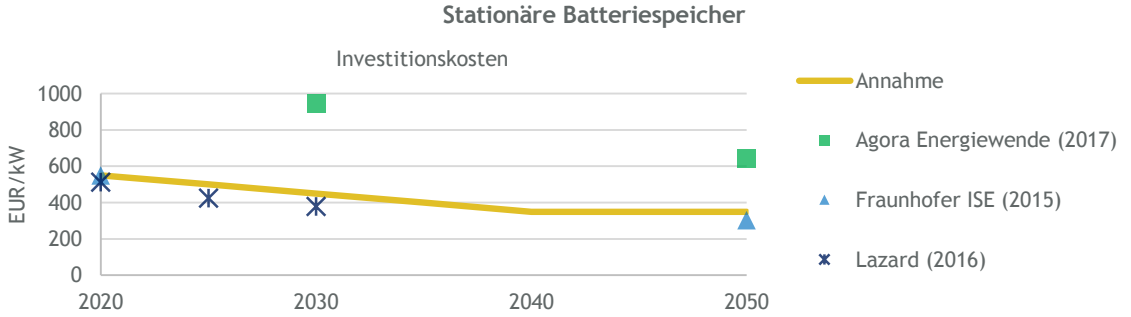
Kosten 2020	EUR/kW	10504	ewi ER&S Kraftwerksdatenbank (2018), Expertenbefragung
Kosten 2050	EUR/kW	9026	
Kostenreduktion	%	14	
Lebensdauer	a	30	
FOM-Kosten	EUR/kW	380	
Kalk. Zins	%	10,5	Expertenbefragung

TABELLE 28: SPEICHERTECHNOLOGIEN

Größe	Einheit	Wert	Quellen
Druckluftspeicher 			
Kosten 2020	EUR/kW	1100	ewi ER&S Kraftwerksdatenbank (2018), Expertenbefragung
Kosten 2050	EUR/kW	700	
Kostenreduktion	%	36	
Lebensdauer	a	40	
Wirkungsgrad 2020	%	60	
Wirkungsgrad 2050	%	70	
FOM-Kosten	EUR/kW	9	
Kalk. Zins	%	10,5	Expertenbefragung
Speicherwasser 			
Kosten 2020	EUR/kW	2336	ewi ER&S Kraftwerksdatenbank (2018), Expertenbefragung
Kosten 2050	EUR/kW	2336	
Kostenreduktion	%	0	
Lebensdauer	a	100	
Wirkungsgrad	%	100	
FOM-Kosten	EUR/kW	12	
Kalk. Zins	%	10,5	Expertenbefragung

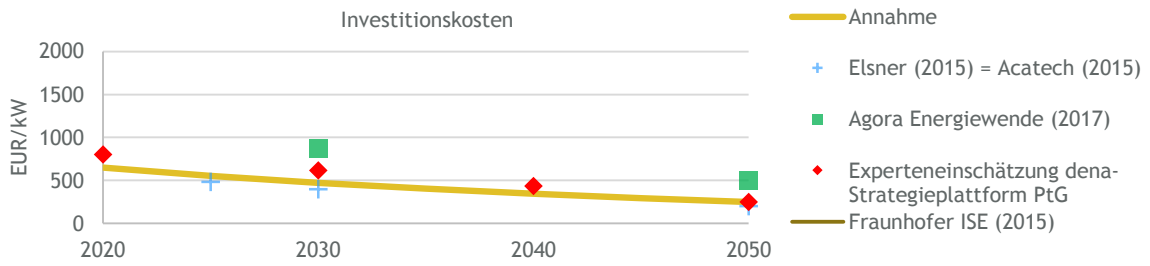


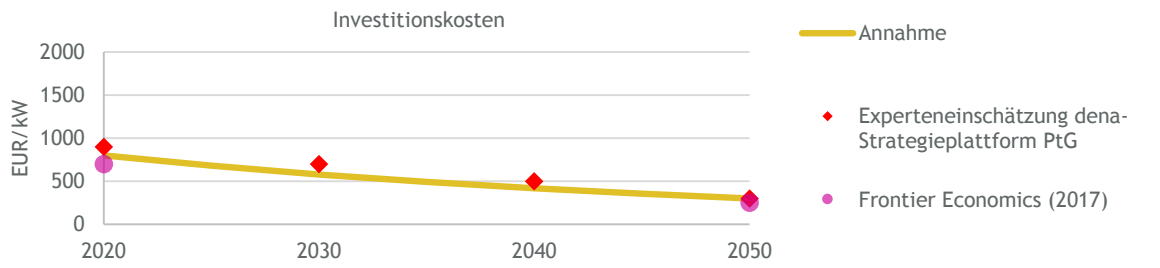
Kosten 2020	EUR/kW	1218	ewi ER&S Kraftwerksdatenbank (2018), Expertenbefragung
Kosten 2050	EUR/kW	1218	
Kostenreduktion	%	0	
Lebensdauer	a	100	
Wirkungsgrad	%	76	
FOM-Kosten	EUR/kW	12	
Kalk. Zins	%	10,5	Expertenbefragung



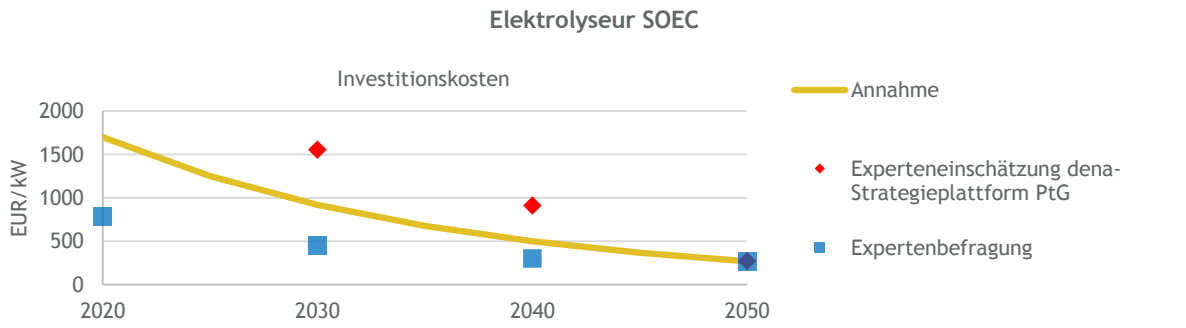
Kosten 2020	EUR/kW	550	ewi ER&S Kraftwerksdatenbank (2018), Expertenbefragung
Kosten 2050	EUR/kW	350	
Kostenreduktion	-	36	
Lebensdauer	a	15	
Wirkungsgrad	%	90	
FOM-Kosten 2020	EUR/kW	20	
FOM-Kosten 2050	EUR/kW	10	
Kalk. Zins	%	10,5	Expertenbefragung

TABELLE 29: PTX-TECHNOLOGIEN

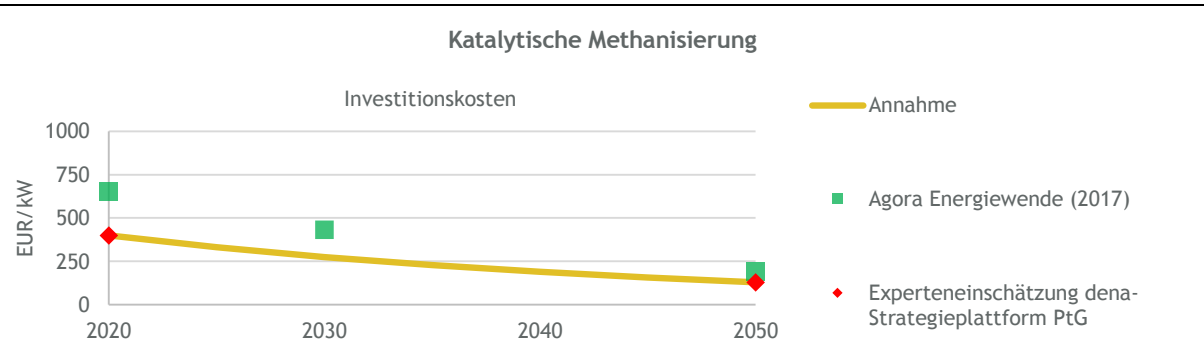
Größe	Einheit	Wert	Quellen
Elektrolyseur Alkali 			
Kosten 2020 (Basisszenarien)	EUR/kW	650	ewi ER&S Kraftwerksdatenbank (2018), Literaturrecherche (siehe Abbildung für Quellen Investitionskosten), Expertenbefragung
Kosten 2050 (Basisszenarien)	EUR/kW	250	
Kosten 2020 (Sensitivität PtX)	EUR/kW	650	
Kosten 2050 (Sensitivität PtX)	EUR/kW	500	
Kostenreduktion	%	62	
Lebensdauer	a	20	
Wirkungsgrad 2020	%	82	
Wirkungsgrad 2050	%	84	
FOM-Kosten 2020	EUR/kW	26	
FOM-Kosten 2050	EUR/kW	10	
Kalk. Zins	%	10,5	Expertenbefragung



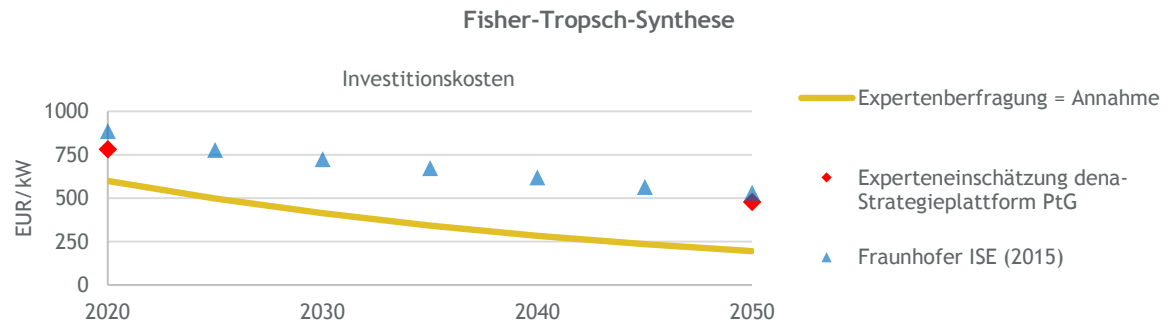
Kosten 2020 (Basisszenarien)	EUR/kW	800	ewi ER&S Kraftwerksdatenbank (2018), Literaturrecherche (siehe Abbildung für Quellen Investitionskosten), Expertenbefragung
Kosten 2050 (Basisszenarien)	EUR/kW	300	
Kosten 2020 (Sensitivität PtX)	EUR/kW	800	
Kosten 2050 (Sensitivität PtX)	EUR/kW	600	
Kostenreduktion	%	62	
Lebensdauer 2020	a	11	
Lebensdauer 2050	a	16	
Wirkungsgrad 2020	%	82	
Wirkungsgrad 2050	%	84	
FOM-Kosten 2020	EUR/kW	14	
FOM-Kosten 2050	EUR/kW	5	
Kalk. Zins	%	10,5	Expertenbefragung



Kosten 2020 (Basisszenarien)	EUR/kW	1700	ewi ER&S Kraftwerksdatenbank (2018), Literaturrecherche (siehe Abbildung für Quellen Investitionskosten), Expertenbefragung
Kosten 2050 (Basisszenarien)	EUR/kW	270	
Kosten 2020 (Sensitivität PtX)	EUR/kW	1700	
Kosten 2050 (Sensitivität PtX)	EUR/kW	540	
Kostenreduktion	%	84	
Lebensdauer	a	16	
Wirkungsgrad 2020	%	87	
Wirkungsgrad 2050	%	95	
FOM-Kosten 2020	EUR/kW	68	
FOM-Kosten 2050	EUR/kW	10,8	
Kalk. Zins	%	10,5	Expertenbefragung



Kosten 2020 (Basisszenarien)	EUR/kW	400	ewi ER&S Kraftwerksdatenbank (2018), Literaturrecherche (siehe Abbildung für Quellen Investitionskosten), Expertenbefragung
Kosten 2050 (Basisszenarien)	EUR/kW	130	
Kosten 2020 (Sensitivität PtX)	EUR/kW	400	
Kosten 2050 (Sensitivität PtX)	EUR/kW	260	
Kostenreduktion	%	68	
Lebensdauer	a		
Wirkungsgrad 2020	%	83	
Wirkungsgrad 2050	%	90	
FOM-Kosten 2020	EUR/kW	8	
FOM-Kosten 2050	EUR/kW	3	
Kalk. Zins	%	10,5	Expertenbefragung



Kosten 2020 (Basisszenarien)	EUR/kW	600	ewi ER&S Kraftwerksdatenbank (2018), Literaturrecherche (siehe Abbildung für Quellen Investitionskosten), Expertenbefragung
Kosten 2050 (Basisszenarien)	EUR/kW	195	
Kosten 2020 (Sensitivität PtX)	EUR/kW	600	
Kosten 2050 (Sensitivität PtX)	EUR/kW	390	
Kostenreduktion	%	39	
Lebensdauer	a	20	
Wirkungsgrad 2020	%	56	
Wirkungsgrad 2050	%	66	
FOM-Kosten 2020	EUR/kW	31	
FOM-Kosten 2050	EUR/kW	19	
Kalk. Zins	%	10,5	Expertenbefragung

TABELLE 30: CO_2 DIRECT AIR CAPTURE KOSTEN

Kraftstoff	Herstellungsart	Einheit	2020	2030	2040	2050	Quellen
CO_2	Direct Air Capture	EUR/t CO_2	170	142	113	85	Herzog (2003), Stolaroff (2006), Keith et al. (2006), House et al. (2011), Simon et al. (2011), Socolow et al. (2011), Zeman (2014), Baciocchi et al. (2013)

TABELLE 31: PREISE KONVENTIONELLE ENERGIETRÄGER

Energieträger	Einheit	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	Quellen
Steinkohle	EUR/MWh	*9,2*	9,5	*9,3*	9,1	*8,9*	*8,7*	*8,5*	IEA (2017) Sustainable Development Scenario EU (SDS)
Erdgas	EUR/MWh	*18,7*	22,5	*23,9*	25,3	*26,8*	*28,2*	*29,7*	
Öl	EUR/MWh	*31,6*	41,6	*40,0*	38,5	*36,9*	*35,4*	*33,9*	
	EUR/Barrel	*51,5*	67,7	*65,2*	62,7	*60,2*	*57,6*	*55,1*	

Anmerkungen: Reale Preise in EUR (Basisjahr 2017); Bis 2016: Historische Preise aus BP (2017), inflations- und wechselkursbereinigt auf Basis von EZB (2018) und Destatis (2018); Ab 2016: Aus IEA (2017) SDS, Wechselkursannahme (konstant, real) 1 EUR = 1,063 USD, Zwischenjahre linear interpoliert, ab 2040 linear fortgeschrieben (beides kursiv).

TABELLE 32: PTX HERSTELLUNGSVOLLKOSTEN IM NICHT-EU-AUSLAND (OHNE TRANSPORTKOSTEN) FÜR BASISSZENARIEN

Kraftstoff	Herstellungsart	Einheit	2020	2030	2040	2050	Quellen
PtX- H_2	Elektrolyse	EUR/MWh_{th}	160	121	95	74	Eigene Berechnung auf Basis der DE/EU EE- und PtX-Technologieparameter
PtX-L H_2	Verflüssigung von PtX-H_2	EUR/MWh_{th}	176	133	104	81	
PtX-Methan	Elektrolyse + Methanisierung	EUR/MWh_{th}	200	151	118	92	
PtX-Diesel	Elektrolyse + FT-Synthese	EUR/MWh_{th}	280	207	158	121	
PtX-Benzin	Elektrolyse + FT-Synthese	EUR/MWh_{th}	277	205	156	119	
PtX-Kerosin	Elektrolyse + FT-Synthese	EUR/MWh_{th}	280	207	158	121	
PtX-Heizöl	Elektrolyse + FT-Synthese	EUR/MWh_{th}	280	207	158	121	

TABELLE 33: PTX HERSTELLUNGSVOLLKOSTEN IM NICHT-EU-AUSLAND (OHNE TRANSPORTKOSTEN) FÜR SENSITIVITÄT PTX

Kraftstoff	Herstellungsart	Einheit	2020	2030	2040	2050	Quellen
PtX-H_2	Elektrolyse	EUR/MWh_{th}	204	178	150	126	Eigene Berechnung auf Basis der DE/EU EE- und PtX-Technologieparameter
PtX-LH_2	Verflüssigung von PtX-H_2	EUR/MWh_{th}	225	196	165	138	
PtX-Methan	Elektrolyse + Methanisierung	EUR/MWh_{th}	255	223	187	157	
PtX-Diesel	Elektrolyse + FT-Synthese	EUR/MWh_{th}	358	307	253	208	
PtX-Benzin	Elektrolyse + FT-Synthese	EUR/MWh_{th}	355	304	251	206	
PtX-Kerosin	Elektrolyse + FT-Synthese	EUR/MWh_{th}	358	306	252	207	
PtX-Heizöl	Elektrolyse + FT-Synthese	EUR/MWh_{th}	358	307	253	208	

TABELLE 34: PTX TRANSPORTKOSTEN AUS DEM NICHT-EU-AUSLAND

Kraftstoff	Einheit	Wert	Quellen
PtX-H_2	EUR/MWh_{th}	Kein Import aus nicht-EU-Ausland aufgrund prohibitiv hoher Transportkosten	Agora Energiewende (2017)
PtX-LH_2	EUR/MWh_{th}	Kein Import aus nicht-EU-Ausland aufgrund prohibitiv hoher Transportkosten	
PtX-Methan	EUR/MWh_{th}	8,79 (Transport als LNG; Kosten inkl. Verflüssigung und Regasifizierung)	
PtX-Diesel	EUR/MWh_{th}	0,22	
PtX-Benzin	EUR/MWh_{th}	0,22	
PtX-Kerosin	EUR/MWh_{th}	0,22	
PtX-Heizöl	EUR/MWh_{th}	0,22	

TABELLE 35: THG-MINDERUNGSZIELE IN DEUTSCHLAND UND IM EU-STROMSEKTOR (SZENARIEN MIT 80 %-ZIEL)

Sektor	Einheit	1990*	2014*	2020	2030	2040	2050	Quellen
Sektor-übergreifend	Mind. ggü. 1990 in %	n/a	n/a	Modell-ergebnis	55	70	80	BMUB (2016)
	THG in Mio. t CO_2ä	1248	902		562	374	62	
Gebäude + Industrie + Verkehr + Energie	Minderung ggü. 1990 in %	n/a	n/a		57	73	82	BMUB (2016)
	THG in Mio. t CO_2ä	1121	818		478	307	199	
Landwirtschaft und Übrige	Minderung ggü. 1990 in %	n/a	n/a	n/a	34	47	60	Orientiert an Öko-Institut (2015)
	THG in Mio. t CO_2ä	127	84	n/a	84	67	51	
Gebäude	Minderung ggü. 1990 in %	n/a	n/a	Modellergebnis				-
	THG in Mio. t CO_2ä	209	119					
Industrie	Minderung ggü. 1990 in %	n/a	n/a					
	THG in Mio. t CO_2ä	283	181					
Verkehr	Minderung ggü. 1990 in %	n/a	n/a					
	THG in Mio. t CO_2ä	163	160					
Energie	Minderung ggü. 1990 in %	n/a	n/a					
	THG in Mio. t CO_2ä	466	358					
Stromsektor EU (inkl. Deutschland)	Minderung ggü. 2005 in %	n/a	n/a	21	43	n/a	90	EC (2018)
	THG in Mio. t CO_2ä	1372 (2005)		1084	782	n/a	137	

* Anmerkungen: Historisch.

TABELLE 36: THG-MINDERUNGSZIELE IN DEUTSCHLAND UND IM EU-STROMSEKTOR (SZENARIEN MIT 95 %-ZIEL)

Sektor	Einheit	1990*	2014*	2020	2030	2040	2050	Quellen
Sektor-übergreifend	Mind. ggü. 1990 in %	n/a	n/a	Modell-ergebnis	55	75	95	BMUB (2016)
	THG in Mio. t CO_2ä	1248	902		562	312	62	
Gebäude + Industrie + Verkehr + Energie	Minderung ggü. 1990 in %	n/a	n/a		57	78	98	BMUB (2016)
	THG in Mio. t CO_2ä	1121	818		478	245	26	
Landwirtschaft und Übrige	Minderung ggü. 1990 in %	n/a	n/a	n/a	34	47	71	Orientiert an Öko-Institut (2015)
	THG in Mio. t CO_2ä	127	84	n/a	84	67	37	
Gebäude	Minderung ggü. 1990 in %	n/a	n/a	Modellergebnis				-
	THG in Mio. t CO_2ä	209	119					
Industrie	Minderung ggü. 1990 in %	n/a	n/a					
	THG in Mio. t CO_2ä	283	181					
Verkehr	Minderung ggü. 1990 in %	n/a	n/a					
	THG in Mio. t CO_2ä	163	160					
Energie	Minderung ggü. 1990 in %	n/a	n/a					
	THG in Mio. t CO_2ä	466	358					
Stromsektor EU (inkl. Deutschland)	Minderung ggü. 2005 in %	n/a	n/a	21	43	n/a	90	EC (2018)
	THG in Mio. t CO_2ä	1372 (2005)		1084	782	n/a	137	

Anmerkungen: * Historisch.

TABELLE 37: CO_2-PREIS IN DEUTSCHLAND UND IM EU-STROMSEKTOR (REFERENZSZENARIO)

Sektor	Einheit	2020	2030	2040	2050	Quellen
Deutschland Gebäude + Industrie + Verkehr + Energie	EUR/t CO_2ä	8	31	45	60	IEA (2017) NPS
EU-Stromsektor inkl. Deutschland	EUR/t CO_2ä	8	31	45	60	

TABELLE 38: EMISSIONSFAKTOREN

Technologie	Einheit	Emissionsfaktoren ohne Vorkette	Emissionsfaktoren mit Vorkette	Quellen
Braunkohle	kg CO_2ä/kWh	0,4062	0,4590	Ohne Vorkette: UBA (2016) Mit Vorkette: IWU (2014) / ÖkoISI (2016) / Klimaschutz und Energieagentur BW (2016) / IZU Bayern (2016) / Acatech (2017) / Eigene Berechnungen auf Basis dieser Studien
Steinkohle	kg CO_2ä/kWh	0,3380	0,3939	
Gas	kg CO_2ä/kWh	0,2044	0,2500	
Öl	kg CO_2ä/kWh	0,2847	0,3190	
Diesel	kg CO_2ä/kWh	0,2705	0,3160	
Benzin	kg CO_2ä/kWh	0,2530	0,3200	
Biogene Energieträger	kg CO_2ä/kWh	0	0,02	Expertenbefragung
Synthetische Energieträger	kg CO_2ä/kWh	0	0	-

TABELLE 39: STROMNACHFRAGE IN DEUTSCHLAND UND IM EU-AUSLAND

Sektor	2050	Quellen
Gebäude	Exogen aus Transformationspfaden	ewi/dena/Studienpartner
Industrie	Exogen aus Transformationspfaden	ewi/dena/Studienpartner
Verkehr	Exogen aus Transformationspfaden	ewi/dena/Studienpartner
PtX	Modellendogen	-
EU-Ausland	Exogen aus Literatur	ENTSO-E (2016) und EC (2016)

TABELLE 40: SPITZENKAPPUNG DEUTSCHLAND

	Einheit	Wert	Quellen
Einspeisespitzenkappung (Anteil an Jahres EE-Einspeisung)	%	3*	ewi/dena/Studienpartner
Lastspitzenkappung für Elektromobilität (Anteil an Spitzenlast)	%	2	

* Abweichend für Sensitivität Flex 70 % Anteil an Spitzenleistung (entspricht ca. 6 % der Strommenge).

TABELLE 41: WEITERE POLITISCHE RANDBEDINGUNGEN

Technologie	Annahme	Quellen
Kernenergie	Ausstieg bis 2022 entsprechend Gesetzeslage	AtG (2017)
Kohleverstromung Deutschland	Kein politisch induzierter vorzeitiger Kohleausstieg	ewi/dena/Studienpartner
CCS Stromerzeugung Deutschland und EU-Ausland	Aufgrund von Bedenken hinsichtlich der Umweltverträglichkeit und gesellschaftlichen Akzeptanz nur im Industriesektor nach 2040 in den 95 %-Szenarien, aber nicht im Stromsektor erlaubt.	ewi/dena/Studienpartner

TABELLE 42: POTENZIALGRENZEN ERNEUERBARE ENERGIEN DEUTSCHLAND

Technologie	Art	Einheit	Wert		Quelle
Photovoltaik Freifläche	Fläche	km²	3164		Eigene Berechnung auf Basis von BMVI (2015)
	Flächenbedarf	m²/kW	20		
	Leistung	GW	158		
Photovoltaik Aufdach	Fläche	km²	1050		Eigene Berechnung auf Basis von BMVI (2015)
	Flächenbedarf	m²/kW	10		
	Leistung	GW	105		
Wind Onshore	Fläche	km²	10005*		Eigene Berechnung auf Basis von DEWI (2013)
	Flächenbedarf	m²/kW	56		
	Leistung	GW	1791		
Wind Offshore	Leistung	GW	Realisierbar	33	O-NEP 2025, Expertenbefragung BSH
			Technisch	355	ewi ER&S Kraftwerksdatenbank (2018), max. technisches Potenzial
Biomasse	Heimisch	TWh/a	262		Eigene Berechnung auf Basis von Expertenbefragung (u. a. UBA)
	Import	TWh/a	48		
	Gesamt	TWh/a	310		

* Abweichung für Untersuchungsschwerpunkt „Bottleneck“: Fläche 7504 km² bzw. Leistung 134 GW

TABELLE 43: AUSBAU EE-STROMERZEUGUNG IN DEUTSCHLAND

Technologie	Einheit	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	Quellen
Photovoltaik	GW	39,3	51,0	63,5	Modellergebnis					2015: Historie 2020-2030: EEG 2017
Wind Onshore	GW	41,2	57,0	71,0	Modellergebnis					
Wind Offshore	GW	3,4	6,5	10,8	15,0	Modellergebnis				
Biomasse-/Biogasverstromung	GW	6,9	7,8	Modellergebnis						

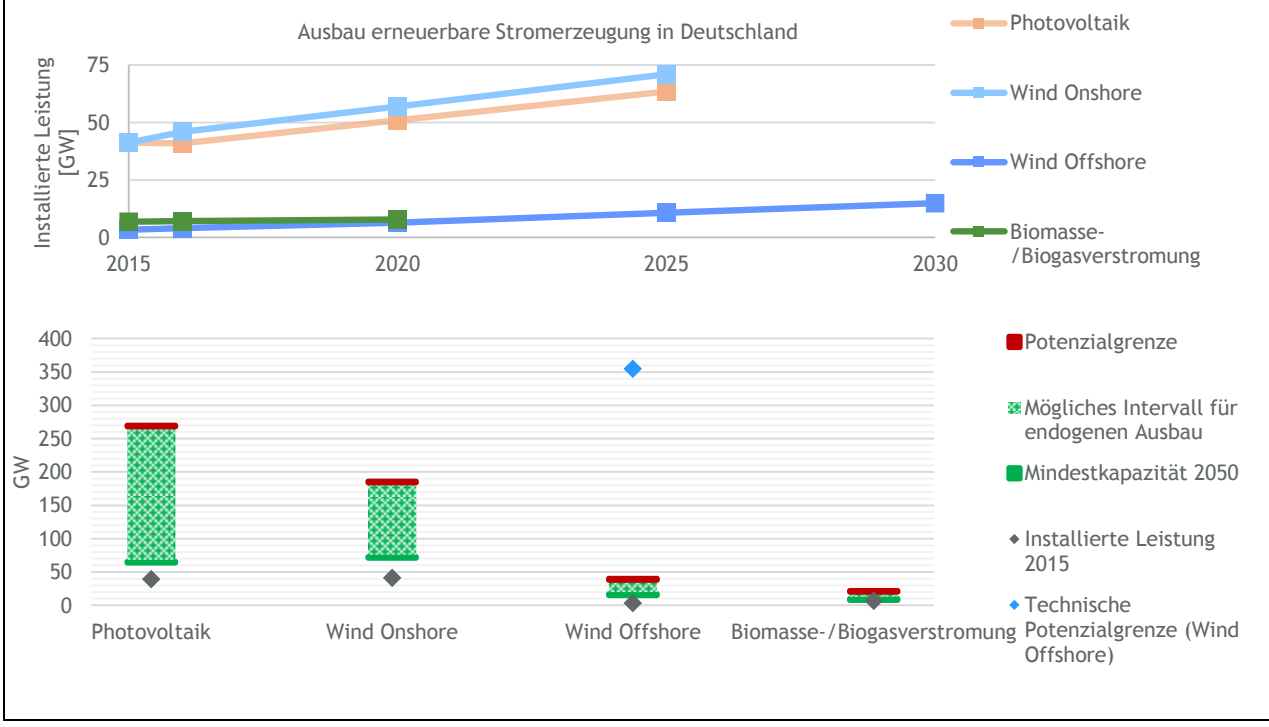


TABELLE 44: MAXIMAL MÖGLICHER ZUBAU DER EE-STROMERZEUGUNG PRO JAHR IN DEUTSCHLAND

Technologie	Einheit	2015	2020	2030	2040	2050	Quellen
Photovoltaik	GW/a	3,4	5	5	5	5	Fraunhofer ISE (2015)
Wind Onshore	GW/a	3,8	4	4	4	4	
Wind Offshore	GW/a	0,6	1,1	1,2	1,2	1,2	

TABELLE 45: AUSBAU EE-STROMERZEUGUNG IM EU-AUSLAND

Technologie	Einheit	bis 2050
Photovoltaik	GW	Mindestausbau: Entsprechend ENTSO-E (2016) und EC (2016). Darüber hinausgehender Ausbau ist Modellergebnis.
Wind Onshore	GW	
Wind Offshore	GW	
Biomasse-/Biogasverstromung	GW	

TABELLE 46: STROMNETZAUSBAU IN DEUTSCHLAND

Szenario	2050
RF+EL80+TM80+EL95+TM95	Modellergebnis auf Basis von Kapazitäten und Erzeugung
Untersuchungsschwerpunkt „Bottleneck“	Modellergebnis auf Basis von Kapazitäten und Erzeugung
Sensitivität Flex, Sensitivität OH-LKW	Modellergebnis auf Basis von Kapazitäten und Erzeugung

TABELLE 47: GRENZÜBERTRAGUNGSKAPAZITÄTEN STROM DEUTSCHLAND IN NACHBARLÄNDER

Von	Nach	Einheit	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
DE	AT	GW	5,0	5,0	7,5	7,5	7,5	7,5	8,5
DE	BE	GW	1,0	1,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
DE	CH	GW	3,3	3,3	4,3	6,0	6,0	6,0	6,0
DE	CZ	GW	1,5	1,5	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
DE	DK_E	GW	1,0	1,0	1,0	1,6	1,6	1,6	1,6
DE	DK_W	GW	2,5	2,5	3,0	3,0	5,0	5,0	5,0
DE	FR	GW	3,0	3,0	4,8	4,8	4,8	4,8	6,8
DE	LU	GW	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
DE	NL	GW	4,5	4,5	5,0	6,0	6,0	6,0	6,0
DE	NO	GW	1,4	1,4	1,4	1,4	2,8	4,4	4,4
DE	PL	GW	2,0	2,0	2,0	2,0	4,0	4,0	4,0
DE	SE	GW	0,6	0,6	1,3	2,3	2,3	2,3	2,3

Quellen: ENTSO-E (2016); ÜNB (2017); ENTSO-E (2015); Expertenbefragung.

TABELLE 48: BEITRAG GRENZÜBERTRAGUNGSKAPAZITÄTEN STROM ZUR GESICHERTEN LEISTUNG IN DEUTSCHLAND

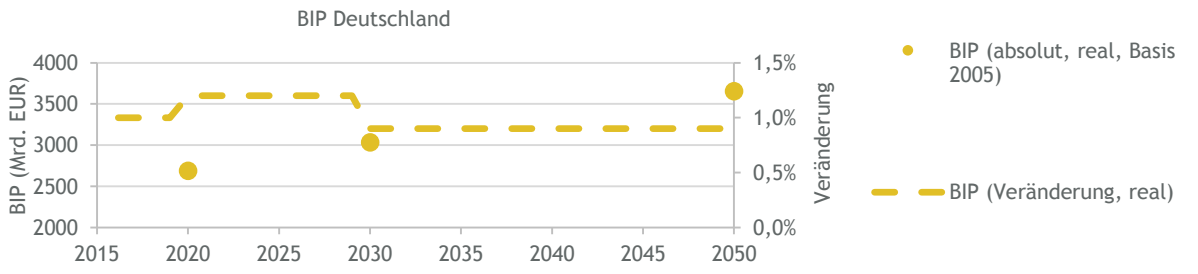
Einheit	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
GW	5	5	5	5	5	5	5

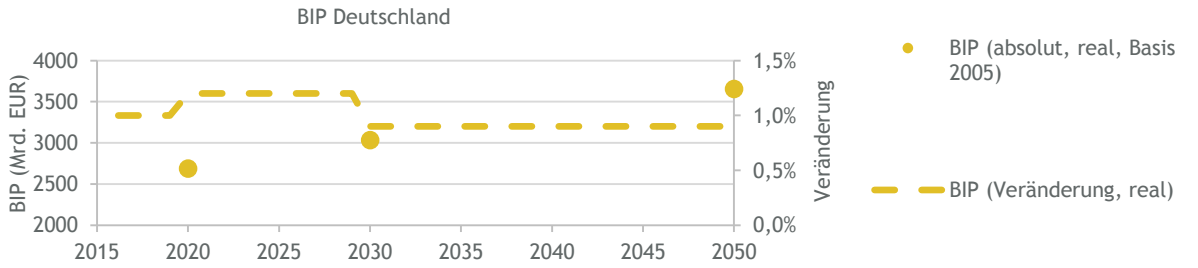
Quelle: Expertenbefragung.

TABELLE 49: SONSTIGE RANDBEDINGUNGEN

Parameter	Einheit	2011	2015	2020	2030	2040	2050	Quellen
BIP (absolut, real, Basis 2005)	Mrd. EUR	2452	n/a	2688	3031	n/a	3655	EWI/GWS/Prognos (2014)
Bevölkerung (absolut)	Mio.	82,5	82,2	82,0	80,9	78,9	76,1	Destatis (2016)
Sozialer Zins	% p. a.	2,75						ewi/dena/Studienpartner

Parameter	Einheit	2011-2019	2020-2029	2030-2039	2040-2050	Quellen
BIP (Veränderung, real)	% p. a.	1,0	1,2	0,9	0,9	Prognos/EWI/GWS (2014)
Bevölkerung (Veränderung)	% p. a.	-0,1	-0,2	-0,3	-0,3	Destatis (2016)





Anmerkungen: Die Annahme zum BIP und zur Bevölkerungsentwicklung beeinflusst die Energienachfrage des Gebäude-, Industrie- und Verkehrssektors.

ANHANG 2: DATENANNAHMEN ENERGIEVERTEILUNG[253]

Technische Annahmen für die Bewertung des Netzausbaubedarfs: Verteilnetz-Ebene

TABELLE 50: ANGESETZTE SKALIERUNGSFAKTOREN NACH NETZNUTZUNGSFALL UND SPANNUNGSEBENE

	MS		NS	
	Starklastfall	Rückspeisefall	Starklastfall	Rückspeisefall
Last	100 %	30 %	100 %	20 %
WKA	0 %	100 %	-	-
PV-Anlagen	0 %	85 %	0 %	85 %
BMA	0 %	100 %	0 %	100 %

TABELLE 51: STANDARDBETRIEBSMITTEL FÜR NETZVERSTÄRKUNGS-MAßNAHMEN IN DER MS- UND NS-EBENE

		Betriebsmittel	S_N oder I_N
MS	Kabel	NA2XS2Y 3x1x185	361 A
	HS/MS-Transformator	- - -	40 MVA
	Abgangsfeld	- - -	- - -
NS	Kabel	NAYY 4x150	270 A
	MS/NS-Transformator	- - -	630 kVA

[253] Autor: ef.Ruhr.

TABELLE 52: NENNLEISTUNG FÜR NEUANLAGEN GEMÄß DER ZUBAUPROGNOSE

	Energieträger / Typ	Nennleistung in kW
NS	PV-Anlage	5
	WKA	- - -
	BMA	50
	Kraft-Wärme-Kopplung	55
	Sonstige EE	55
	EV	11
	Schnellladesäule	- - -
	WP	4,6
MS	PV-Anlagen	400
	WKA	3.000
	BMA	400
	Kraft-Wärme-Kopplung	400
	Sonstige EE	400
	EV	- - -
	Schnellladesäule	150
	WP	- - -

Im Falle von WKA wird hier von einer Nennleistung von 3 MW pro Anlage ausgegangen. Diese Annahme basiert auf vorangegangen Verteilnetzstudien, wenngleich perspektivisch mit höheren Nennleistungen gerechnet werden kann. Grundsätzlich hat diese Annahme jedoch im Rahmen der Methodik keinen Einfluss auf die verteilte Leistung innerhalb eines Netzgebietes, sondern lediglich auf die Diskretisierung und damit die Verteilung der Einzelanlagen.

Investitionen für die Bewertung des Netzausbaubedarfs im Verteilnetz

Die den Betriebsmitteln zugeteilten Investitionen werden in Tabelle 53 aufgelistet. Dabei werden neben den erforderlichen Ausgaben für die Anschaffung auch weitere anfallende Positionen, welche im Rahmen der Kostenrechnung als Gemeinkosten angesetzt werden, berücksichtigt. Es erfolgt eine Differenzierung nach Siedlungskategorien.

TABELLE 53: INVESTITONEN FÜR BETRIEBSMITTEL IM VERTEILNETZ

	Nr.	Betriebsmittel	Beschreibung	Ländlich	Städtisch/ Halbstädtisch
MS-Ebene	1	Umspannwerk	Transformatoren Transformatorfelder Sekundärtechnik Gebäude Grund und Boden	2500 Tsd. €	3.500 Tsd. €
	2	Transformatortausch/ Zusatztransformator	Transformator Fundament Transformatorfeld Sekundärtechnik Grund und Boden	1.000 Tsd. €	1.200 Tsd. €
	3	Abgangsfeld	Sammelschiene (anteilig) Kupplungsfeld Leitungsfeld Sekundärtechnik Grund und Boden	70 Tsd. €	100 Tsd. €
	4	Kabel	Kabel Erdarbeiten Grund und Boden Erdschlusskompensation	80 Tsd. €/km	140 Tsd. €/km
NS-Ebene	5	Ortsnetzstation	Transformator MS-Schaltanlage NS-Verteilung Sekundärtechnik Gebäude	30 Tsd. €	60 Tsd. €
	6	Transformatortausch	Transformator Sekundärtechnik	10 Tsd. €	10 Tsd. €
	7	Kabel	Kabel Erdarbeiten	60 Tsd. €/km	100 Tsd. €/km

Die abgebildeten Investitionen des Kabelzubaus unterscheiden sich sowohl in den einzelnen Spannungsebenen als auch für die verschiedenen Siedlungskategorien. So sind die Verlegungskosten eines Kabels im städtischen Bereich beispielsweise deutlich teurer als auf einer unbefestigten Oberfläche im ländlichen Raum.

Grundsätzlich sind in den abgebildeten Positionen neben den Ausgaben für die Anschaffung auch die erforderlichen Investitionen im Bereich der Sekundärtechnik sowie Investitionen für die Umrüstung mit inbegriffen.

ANHANG 3: DATENANNAHMEN GEBÄUDE[254]

Anlagentechnik

TABELLE 54: ANLAGENAUFWANDSZAHLEN UND EFFIZIENZSTEIGERUNG

Wärmeschutz	Technik	Energieträger	Endenergie-Aufwandszahl 2015			Steigerung der Effizienz bis 2050
			EFH	MFH	GMFH	
Neubau/Bestand	NT-Kessel	Gas	1,18	1,21	1,17	0 %
Neubau/Bestand	BW	Gas	1,02	1,04	1,02	0 %
Neubau/Bestand	BW + sol. TWE	Gas	0,90	0,95	0,94	3 %
Neubau/Bestand	BW + sol. TWE/H	Gas	0,80	0,84	0,84	5 %
Neubau/Bestand	GWP	Gas	0,79	0,78	0,80	20 %
Neubau/Bestand	KWK (motorisch)	Gas	1,55	1,51	1,51	7 %
Neubau/Bestand	NT-Kessel	Öl	1,18	1,21	1,17	0 %
Neubau/Bestand	BW	Öl	1,02	1,04	1,02	0 %
Neubau/Bestand	BW + sol. TWE	Öl	0,90	0,95	0,94	3 %
Neubau/Bestand	BW + sol. TWE/H	Öl	0,80	0,84	0,84	5 %
Bestand	L/W-EWP	Strom	0,33	0,33	0,33	12 %
Neubau	L/W-EWP	Strom	0,29	0,29	0,29	20 %
Bestand	S/W-EWP	Strom	0,29	0,29	0,29	12 %
Neubau	S/W-EWP	Strom	0,25	0,25	0,25	20 %
Neubau/Bestand	Pellet	Holz	1,27	1,30	1,26	10 %
Neubau/Bestand	Fernwärme	Fernwärme	1,11	1,13	1,11	5 %
Neubau/Bestand	Pellet + sol. TWE	Holz	1,14	1,19	1,17	12 %
Bestand	Hybridgerät	Strom	0,27	0,28	0,27	10 %
		Gas oder Öl	0,23	0,23	0,23	0 %
Neubau	Hybridgerät	Strom	0,23	0,23	0,23	15 %
		Gas oder Öl	0,22	0,22	0,22	0 %

TABELLE 55: KOSTENMINDERUNGEN ANLAGENTECHNIK BIS 2050

Technologie/Komponente mit Kostenminderungs-potenzial, Beispiel EFH	Relative Investitionskostenminderung gegenüber Status quo (2016/2017)
Gas-Brennwertkessel	10 %
Öl-Brennwertkessel	10 %
solare Trinkwassererwärmung, solare Heizungsunterstützung	15 %
Pelletkessel	20 %
Pelletlagerung	10 %

[254] Autoren: FIW und ITG.

indirekt beheizter Warmwasserspeicher	10 %
Fernwärme-Übergabestation	10 %
Gas-Wärmepumpe (Wärmequelle Solar)	40 %
Brennstoffzelle	75 %
Sole-Wasser-Wärmepumpe	20 %
Bohrung für Sole-Wasser-Wärmepumpe	10 %
Luft-Wasser-Wärmepumpe	15 %
Fußbodenheizung	5 %
Gas-/Öl-Niedertemperaturkessel Schornsteinsanierung Heizkörper und Leitungssystem für Trinkwarmwasser Hausanschlüsse (Gas/Fernwärme) Heizöllagerung Hydraulischer Abgleich Herstellkosten Lagerfläche	keine

TABELLE 56: KOSTEN FÜR KG300 UND KG400 (NETTO OHNE MWST.), AUFGETEILT NACH GEBÄUDETYPOLOGIEN, NEUBAU ODER SANIERUNG SOWIE ENERGETISCHEN STANDARDS (QUELLEN: BMVBS [2012], DESTATIS [2017], FIW [2017])

Gebäudetypologie	Neubau			Sanierung		
	EnEV2009 [€/m²NF]	KfW85 [€/m²NF]	KfW70 [€/m²NF]	EnEV2009 [€/m²NF]	KfW85 [€/m²NF]	KfW70 [€/m²NF]
Bildung	2.220	2.510	2.860	1.040	1.170	1.340
Büro und Verwaltung	2.150	2.420	2.770	830	940	1.080
Gewerbe und Industrie	890	1.000	1.150	430	490	550
Heilbehandlung	2.810	3.180	3.630	1.340	1.520	1.730
Handel und Dienstleistung	1.670	1.890	2.150	800	910	1.040
Sport	1.680	1.900	2.170	800	910	1.040
Kultur	2.340	2.650	3.020	1.120	1.260	1.440
Beherbergung und Gastronomie	2.060	2.320	2.660	970	1.100	1.260

Neubau Ein- und Zweifamilienhäuser[255]

TABELLE 57: ENTWICKLUNG DER BEHEIZUNGSSTRUKTUR EFH/ZFH – NEUBAU FÜR VERSCHIEDENE TRANSFORMATIONSPFADE

EFH/ZFH – Neubau, Referenz								
	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Gas-NT	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
Gas-BW	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
Gas-BW + sol. TWE	37,0 %	32,0 %	27,0 %	22,0 %	17,0 %	12,0 %	7,0 %	2,0 %
Gas-BW + sol. TWE/H	16,1 %	15,2 %	14,4 %	13,5 %	12,6 %	11,7 %	10,9 %	10,0 %
Gas- WP	0,2 %	0,5 %	0,7 %	1,0 %	1,2 %	1,5 %	1,7 %	2,0 %
KWK (Gas)	0,1 %	0,2 %	0,4 %	0,5 %	0,6 %	0,7 %	0,9 %	1,0 %
Öl-NT	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
Öl-BW	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
Öl-BW + sol. TWE	0,6 %	0,5 %	0,4 %	0,3 %	0,3 %	0,2 %	0,1 %	0,0 %
Öl-BW + sol. TWE/H	0,3 %	0,3 %	0,2 %	0,2 %	0,1 %	0,1 %	0,0 %	0,0 %
L/W-EWP	27,0 %	30,1 %	33,1 %	36,2 %	39,3 %	42,4 %	45,4 %	48,5 %
S/W-W/W-EWP	6,6 %	7,8 %	8,9 %	10,1 %	11,3 %	12,5 %	13,6 %	14,8 %
Pellet	4,5 %	4,7 %	4,9 %	5,1 %	5,4 %	5,6 %	5,8 %	6,0 %
Nah-/Fernwärme	5,7 %	6,6 %	7,5 %	8,4 %	9,3 %	10,2 %	11,1 %	12,0 %
Pellet + sol. TWE	0,8 %	1,0 %	1,1 %	1,3 %	1,5 %	1,7 %	1,8 %	2,0 %
Gas-Hybridgerät	1,0 %	1,1 %	1,1 %	1,2 %	1,3 %	1,4 %	1,4 %	1,5 %
Öl-Hybridgerät	0,1 %	0,1 %	0,1 %	0,1 %	0,2 %	0,2 %	0,2 %	0,2 %
Gas-NT, alt	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
Öl-NT, alt	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
EFH/ZFH – Neubau, Elektrifizierung – 80 %								
	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Gas-NT	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0%
Gas-BW	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
Gas-BW + sol. TWE	37,0 %	31,8 %	26,5 %	21,2 %	15,9 %	10,6 %	5,3 %	0,0 %
Gas-BW + sol. TWE/H	16,1 %	14,3 %	11,9 %	9,5 %	7,2 %	4,8 %	2,4 %	0,0 %
Gas-WP	0,2 %	0,3 %	0,2 %	0,2 %	0,1 %	0,1 %	0,0 %	0,0 %
KWK (Gas)	0,1 %	0,1 %	0,1 %	0,1 %	0,1 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
Öl-NT	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
Öl-BW	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
Öl-BW + sol. TWE	0,6 %	0,5 %	0,4 %	0,3 %	0,3 %	0,2 %	0,1 %	0,0 %
Öl-BW + sol. TWE/H	0,3 %	0,3 %	0,2 %	0,2 %	0,1 %	0,1 %	0,0 %	0,0 %
L/W-EWP	27,0 %	31,1 %	35,9 %	40,7 %	45,6 %	50,4 %	55,2 %	60,0 %
S/W-W/W-EWP	6,6 %	8,7 %	11,4 %	14,1 %	16,8 %	19,6 %	22,3 %	25,0 %

[255] Die Unterschiede im Anlagenpark zwischen den 80%- und den 95%-Szenarien sind vergleichsweise gering. Die gegenüber 80% zusätzlich zu erbringende THG-Einsparung wird im Wesentlichen durch eine CO2-ärmere Energieträgerbereitstellung bewerkstelligt. Die Tabellenwerte sind daher hier sowie in den folgenden Tabellen nicht noch einmal gesondert für die 95%-Szenarien angegeben.

Pellet	4,5 %	4,5 %	4,3 %	4,2 %	4,0 %	3,8 %	3,7 %	3,5 %
Nah-/Fernwärme	5,7 %	6,0 %	5,8 %	5,6 %	5,5 %	5,3 %	5,2 %	5,0 %
Pellet + sol. TWE	0,8 %	0,9 %	1,0 %	1,1 %	1,2 %	1,3 %	1,4 %	1,5 %
Gas-Hybridgerät	1,0 %	1,4 %	2,0 %	2,6 %	3,2 %	3,8 %	4,4 %	5,0 %
Öl-Hybridgerät	0,1 %	0,1 %	0,1 %	0,1 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
Gas-NT, alt	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
Öl-NT, alt	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
EFH/ZFH - Neubau, Technologiemix - 80 %								
	2015	**2020**	**2025**	**2030**	**2035**	**2040**	**2045**	**2050**
Gas-NT	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Gas-BW	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
Gas-BW + sol. TWE	37,0 %	31,8 %	26,5 %	21,2 %	15,9%	10,6 %	5,3 %	0,0 %
Gas-BW + sol. TWE/H	16,1 %	15,2 %	14,4 %	13,5 %	12,6 %	11,7 %	10,9 %	10,0 %
Gas-WP	0,2 %	1,2 %	2,7 %	4,1 %	5,6 %	7,1 %	8,5 %	10,0 %
KWK (Gas)	0,1 %	0,6 %	1,3 %	2,1 %	2,8 %	3,5 %	4,3 %	5,0 %
Öl-NT	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
Öl-BW	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
Öl-BW + sol. TWE	0,6 %	0,5 %	0,4 %	0,3 %	0,3 %	0,2 %	0,1 %	0,0 %
Öl-BW + sol. TWE/H	0,3 %	0,3 %	0,2 %	0,2 %	0,1 %	0,1 %	0,0 %	0,0 %
L/W-EWP	27,0 %	28,7 %	29,4 %	30,1 %	30,8 %	31,5 %	32,2 %	32,9 %
S/W-W/W-EWP	6,6 %	8,2 %	10,1 %	12,0 %	13,8 %	15,7 %	17,6 %	19,5 %
Pellet	4,5 %	4,8 %	5,2 %	5,5 %	5,9 %	6,3 %	6,6 %	7,0 %
Nah-/Fernwärme	5,7 %	6,4 %	7,0 %	7,6 %	8,2 %	8,8 %	9,4 %	10,0 %
Pellet + sol. TWE	0,8 %	1,1 %	1,4 %	1,7 %	2,0 %	2,4 %	2,7 %	3,0 %
Gas-Hybridgerät	1,0 %	1,2 %	1,4 %	1,6 %	1,8 %	2,1 %	2,3 %	2,5 %
Öl-Hybridgerät	0,1 %	0,1 %	0,1 %	0,1 %	0,1 %	0,1 %	0,1 %	0,1 %
Gas-NT, alt	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
Öl-NT, alt	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %

Gebäudebestand Ein- und Zweifamilienhäuser

TABELLE 58: ENTWICKLUNG DER BEHEIZUNGSSTRUKTUR EFH/ZFH – BESTAND FÜR VERSCHIEDENE TRANSFORMATIONSPFADE

EFH/ZFH - Bestand, Referenz								
	2015	**2020**	**2025**	**2030**	**2035**	**2040**	**2045**	**2050**
Gas-NT	0,6 %	2,0%	3,3%	4,7 %	6,0 %	7,4 %	8,7 %	10,1 %
Gas-BW	13,4 %	15,9 %	18,5 %	21,1 %	23,7 %	26,2 %	28,8 %	31,4 %
Gas-BW + sol. TWE	4,5 %	5,7 %	6,9 %	8,2 %	9,4 %	10,6 %	11,8 %	13,0 %
Gas-BW + sol. TWE/H	1,6 %	2,0 %	2,5 %	2,9 %	3,3 %	3,7 %	4,2 %	4,6 %
Gas-WP	0,0 %	0,1 %	0,3 %	0,4 %	0,6 %	0,7 %	0,9 %	1,0 %
KWK (Gas)	0,1 %	0,2 %	0,4 %	0,5 %	0,6 %	0,7 %	0,9 %	1,0 %

Öl-NT	0,4 %	1,0 %	1,5 %	2,0 %	2,6 %	3,1 %	3,6 %	4,2 %
Öl-BW	2,8 %	3,2 %	3,6 %	4,0 %	4,4 %	4,8 %	5,2 %	5,6 %
Öl-BW + sol. TWE	0,7 %	0,9 %	1,0 %	1,2 %	1,3 %	1,5 %	1,6 %	1,8 %
Öl-BW + sol. TWE/H	0,2 %	0,4 %	0,5 %	0,6 %	0,7 %	0,8 %	0,9 %	1,0 %
L/W-EWP	1,4 %	1,9 %	2,4 %	2,9 %	3,5 %	4,0 %	4,5 %	5,0 %
S/W-W/W-EWP	1,1 %	1,4 %	1,7 %	2,0 %	2,3 %	2,6 %	2,9 %	3,2 %
Pellet	3,2 %	3,3 %	3,3 %	3,4 %	3,5 %	3,6 %	3,6 %	3,7 %
Nah-/Fernwärme	3,7 %	3,8 %	4,0%	4,2 %	4,4 %	4,5 %	4,7 %	4,9 %
Pellet + sol. TWE	0,2 %	0,2 %	0,3 %	0,3 %	0,4 %	0,4 %	0,5 %	0,5 %
Gas-Hybridgerät	0,3 %	0,4 %	0,5 %	0,6 %	0,7 %	0,8 %	0,9 %	1,0 %
Öl-Hybridgerät	0,1 %	0,1 %	0,2 %	0,2 %	0,2 %	0,2 %	0,3 %	0,3 %
Gas-NT, alt	34,1 %	29,8 %	25,5 %	21,2 %	16,9 %	12,5 %	8,2 %	3,9 %
Öl-NT, alt	31,5 %	27,6 %	23,6 %	19,7 %	15,7 %	11,7 %	7,8 %	3,8 %
EFH/ZFH - Bestand, Elektrifizierung - 80 %								
	2015	**2020**	**2025**	**2030**	**2035**	**2040**	**2045**	**2050**
Gas-NT	0,6 %	0,9 %	0,5 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
Gas-BW	13,4 %	15,0 %	16,0 %	17,0 %	8,5 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
Gas-BW + sol. TWE	4,5 %	8,5 %	14,2 %	20,0 %	16,8 %	13,6 %	8,3 %	2,9 %
Gas-BW + sol. TWE/H	1,6 %	2,5 %	3,8 %	5,0 %	4,8 %	4,6 %	3,5 %	2,4 %
Gas-WP	0,0 %	0,3 %	0,6 %	1,0 %	1,0 %	1,0 %	1,0 %	1,0 %
KWK (Gas)	0,1 %	0,3 %	0,7 %	1,0 %	1,0 %	1,0 %	1,0 %	1,0 %
Öl-NT	0,4 %	0,5 %	0,2 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
Öl-BW	2,8 %	3,4 %	4,2 %	5,0 %	2,5 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
Öl-BW + sol. TWE	0,7 %	1,6 %	3,1 %	4,6 %	3,6 %	2,5 %	1,7 %	0,8 %
Öl-BW + sol. TWE/H	0,2 %	0,5 %	1,0 %	1,4 %	1,3 %	1,1 %	1,0 %	0,8 %
L/W-EWP	1,4 %	7,0 %	16,0 %	25,0 %	36,8 %	48,6 %	53,7 %	58,8 %
S/W-W/W-EWP	1,1 %	3,2 %	6,6 %	10,0 %	13,3 %	16,5 %	18,0 %	19,4 %
Pellet	3,2 %	3,3 %	3,5 %	3,6 %	3,8 %	3,9 %	4,3 %	4,6 %
Nah-/Fernwärme	3,7 %	3,8 %	4,0 %	4,2 %	4,4 %	4,6 %	4,8 %	5,0 %
Pellet + sol. TWE	0,2 %	0,2 %	0,2 %	0,2 %	0,3 %	0,3 %	0,4 %	0,4 %
Gas-Hybridgerät	0,3 %	0,7 %	1,2 %	1,8 %	1,9 %	2,0 %	2,3 %	2,5 %
Öl-Hybridgerät	0,1 %	0,1 %	0,2 %	0,2 %	0,3 %	0,3 %	0,4 %	0,4 %
Gas-NT, alt	34,1 %	24,9 %	12,5 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
Öl-NT, alt	31,5 %	23,0 %	11,5 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
EFH/ZFH - Bestand, Technologiemix - 80 %								
	2015	**2020**	**2025**	**2030**	**2035**	**2040**	**2045**	**2050**
Gas-NT	0,6 %	1,0 %	0,8 %	0,5 %	0,3 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
Gas-BW	13,4 %	13,7 %	12,5 %	11,3 %	10,2 %	9,0 %	4,5 %	0,0 %
Gas-BW + sol. TWE	4,5 %	6,4 %	8,8 %	11,2 %	13,6 %	16,0 %	16,8 %	17,5 %
Gas-BW + sol. TWE/H	1,6 %	2,9 %	4,9 %	6,9 %	8,8 %	10,8 %	11,9 %	13,0 %
Gas-WP	0,0 %	0,5 %	1,3 %	2,0 %	2,8 %	3,5 %	4,0 %	4,5 %

KWK (Gas)	0,1 %	0,7 %	1,7 %	2,6 %	3,6 %	4,5 %	4,8 %	5,0 %
Öl-NT	0,4 %	0,6 %	0,4 %	0,3 %	0,1 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
Öl-BW	2,8 %	2,7 %	2,3 %	1,9 %	1,4 %	1,0 %	0,5 %	0,0 %
Öl-BW + sol. TWE	0,7 %	2,3 %	5,0 %	7,6 %	10,3 %	12,9 %	12,0 %	11,0 %
Öl-BW + sol. TWE/H	0,2 %	1,0 %	2,3 %	3,5 %	4,8 %	6,0 %	7,0 %	8,0 %
L/W-EWP	1,4 %	3,6 %	7,0 %	10,3 %	13,7 %	17,0 %	18,0 %	19,0 %
S/W-W/W-EWP	1,1 %	2,3 %	4,2 %	6,1 %	7,9 %	9,8 %	10,7 %	11,5 %
Pellet	3,2 %	3,3 %	3,5 %	3,7 %	3,8 %	4,0 %	4,3 %	4,5 %
Nah-/Fernwärme	3,7 %	3,7 %	3,7 %	3,7 %	3,7 %	3,7 %	3,8 %	3,9 %
Pellet + sol. TWE	0,2 %	0,3 %	0,3 %	0,4 %	0,4 %	0,5 %	0,6 %	0,6 %
Gas-Hybridgerät	0,3 %	0,4 %	0,6 %	0,8 %	0,9 %	1,1 %	1,2 %	1,2 %
Öl-Hybridgerät	0,1 %	0,1 %	0,1 %	0,2 %	0,2 %	0,2 %	0,3 %	0,3 %
Gas-NT, alt	34,1 %	28,2 %	21,1 %	14,1 %	7,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
Öl-NT, alt	31,5 %	26,0 %	19,5 %	13,0 %	6,5 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %

Bestand Mehrfamilienhäuser

TABELLE 59: ENTWICKLUNG DER BEHEIZUNGSSTRUKTUR GMFH - BESTAND FÜR VERSCHIEDENE TRANSFORMATIONSPFADE

GMFH - Bestand, Referenz								
	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Gas-NT	0,7 %	2,5 %	4,3 %	6,1 %	7,9 %	9,7 %	11,5 %	13,3 %
Gas-BW	15,6 %	18,0 %	20,3 %	22,6 %	25,0 %	27,3 %	29,7 %	32,0 %
Gas-BW + sol. TWE	3,5 %	3,9 %	4,2 %	4,6 %	4,9 %	5,3 %	5,6 %	6,0 %
Gas-BW + sol. TWE/H	0,3 %	0,4 %	0,6 %	0,7 %	0,8 %	0,9 %	1,1 %	1,2 %
Gas-WP	0,1 %	0,2 %	0,2 %	0,3 %	0,4 %	0,5 %	0,5 %	0,6 %
KWK (Gas)	0,3 %	0,4 %	0,5 %	0,6 %	0,7 %	0,8 %	0,9 %	1,0 %
Öl-NT	0,2 %	0,3 %	0,4 %	0,5 %	0,6 %	0,8 %	0,9 %	1,0 %
Öl-BW	1,5 %	1,6 %	1,6 %	1,7 %	1,8 %	1,9 %	1,9 %	2,0 %
Öl-BW + sol. TWE	0,4 %	0,7 %	1,0 %	1,2 %	1,5 %	1,8 %	2,1 %	2,4 %
Öl-BW + sol. TWE/H	0,0 %	0,1 %	0,1 %	0,2 %	0,2 %	0,3 %	0,3 %	0,4 %
L/W-EWP	0,5 %	0,8 %	1,1 %	1,4 %	1,7 %	1,9 %	2,2 %	2,5 %
S/W-W/W-EWP	0,6 %	0,7 %	0,9 %	1,0 %	1,1 %	1,2 %	1,4 %	1,5 %
Pellet	4,5 %	4,5 %	4,6 %	4,6 %	4,6 %	4,7 %	4,7 %	4,8 %
Nah-/Fernwärme	22,3 %	22,9 %	23,6 %	24,3 %	25,0 %	25,7 %	26,4 %	27,1 %
Pellet + sol. TWE	0,1 %	0,1 %	0,1 %	0,2 %	0,2 %	0,2 %	0,2 %	0,3 %
Gas-Hybridgerät	0,1 %	0,1 %	0,2 %	0,2 %	0,2 %	0,2 %	0,3 %	0,3 %
Öl-Hybridgerät	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
Gas-NT, alt	33,6 %	29,2 %	24,8 %	20,3 %	15,9 %	11,5 %	7,1 %	2,7 %
Öl-NT, alt	15,8 %	13,7 %	11,6 %	9,5 %	7,3 %	5,2 %	3,1 %	1,0 %
GMFH - Bestand, Elektrifizierung - 80 %								
	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050

Gas-NT	0,7 %	1,1 %	0,5 %	0,0 %	0,0%	0,0 %	0,0 %	0,0 %
Gas-BW	15,6 %	17,3 %	18,5 %	19,7 %	9,9%	0,0 %	0,0 %	0,0 %
Gas-BW + sol. TWE	3,5 %	7,2 %	13,1 %	19,0 %	16,3%	13,5 %	8,3 %	3,0 %
Gas-BW + sol. TWE/H	0,3 %	0,4 %	0,4 %	0,4 %	0,5%	0,6 %	0,8 %	0,9 %
Gas-WP	0,1 %	0,2 %	0,2 %	0,3 %	0,7%	1,0 %	1,2 %	1,3 %
KWK (Gas)	0,3 %	0,4 %	0,4 %	0,5 %	0,8%	1,0 %	1,5 %	2,0 %
Öl-NT	0,2 %	0,2 %	0,1 %	0,0 %	0,0%	0,0 %	0,0 %	0,0 %
Öl-BW	1,5 %	1,7 %	1,9 %	2,1 %	1,1%	0,0 %	0,0 %	0,0 %
Öl-BW + sol. TWE	0,4 %	0,8 %	1,4 %	2,0 %	1,8%	1,6 %	1,2 %	0,8 %
Öl-BW + sol. TWE/H	0,0 %	0,1 %	0,1 %	0,2 %	0,3%	0,3 %	0,4 %	0,4 %
L/W-EWP	0,5 %	4,7 %	11,6 %	18,4 %	28,9%	39,4 %	41,8 %	44,3 %
S/W-W/W-EWP	0,6 %	2,0 %	4,1 %	6,3 %	7,8%	9,2 %	10,6 %	12,0 %
Pellet	4,5 %	4,7 %	5,1 %	5,5 %	5,8%	6,0 %	6,4 %	6,8 %
Nah-/Fernwärme	22,3 %	23,1 %	24,0 %	25,0 %	25,8%	26,6 %	27,1 %	27,6 %
Pellet + sol. TWE	0,1 %	0,1 %	0,1 %	0,1 %	0,2%	0,2 %	0,2 %	0,2 %
Gas-Hybridgerät	0,1 %	0,2 %	0,3 %	0,5 %	0,6%	0,6 %	0,7 %	0,8 %
Öl-Hybridgerät	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0%	0,0 %	0,0 %	0,0 %
Gas-NT, alt	33,6 %	24,5 %	12,2 %	0,0 %	0,0%	0,0 %	0,0 %	0,0 %
Öl-NT, alt	15,8 %	11,5 %	5,8 %	0,0 %	0,0%	0,0 %	0,0 %	0,0 %
GMFH - Bestand, Technologiemix - 80 %								
	2015	**2020**	**2025**	**2030**	**2035**	**2040**	**2045**	**2050**
Gas-NT	0,7 %	1,2 %	0,9 %	0,6 %	0,3%	0,0 %	0,0 %	0,0 %
Gas-BW	15,6 %	16,0 %	15,0 %	14,0 %	13,0%	12,0 %	6,0 %	0,0 %
Gas-BW + sol. TWE	3,5 %	5,5 %	8,5 %	11,5 %	14,5%	17,5 %	20,6 %	23,6 %
Gas-BW + sol. TWE/H	0,3 %	1,0 %	2,0 %	3,0 %	4,0%	5,0 %	5,4 %	5,7 %
Gas-WP	0,1 %	0,4 %	1,0 %	1,5 %	2,0%	2,5 %	2,9 %	3,3 %
KWK (Gas)	0,3 %	1,4 %	3,1 %	4,9 %	6,6%	8,4 %	9,1 %	9,8 %
Öl-NT	0,2 %	0,2 %	0,1 %	0,1 %	0,0%	0,0 %	0,0 %	0,0 %
Öl-BW	1,5 %	1,5 %	1,5 %	1,4 %	1,4%	1,3 %	0,7 %	0,0 %
Öl-BW + sol. TWE	0,4 %	1,5 %	3,2 %	4,9 %	6,6%	8,3 %	7,8 %	7,3 %
Öl-BW + sol. TWE/H	0,0 %	0,4 %	0,9 %	1,5 %	2,0%	2,6 %	3,4 %	4,2 %
L/W-EWP	0,5 %	1,5 %	2,9 %	4,4 %	5,8%	7,2 %	7,6 %	7,9 %
S/W-W/W-EWP	0,6 %	1,0 %	1,6 %	2,3 %	2,9%	3,5 %	4,5 %	5,5 %
Pellet	4,5 %	4,8 %	5,2 %	5,7 %	6,1%	6,6 %	6,8 %	7,0 %
Nah-/Fernwärme	22,3 %	22,8 %	23,2 %	23,6 %	24,1%	24,5 %	24,8 %	25,0 %
Pellet + sol. TWE	0,1 %	0,1 %	0,2 %	0,2 %	0,3%	0,3 %	0,3 %	0,3 %
Gas-Hybridgerät	0,1 %	0,1 %	0,2 %	0,2 %	0,3%	0,3 %	0,3 %	0,4 %
Öl-Hybridgerät	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0%	0,0 %	0,0 %	0,0 %
Gas-NT, alt	33,6 %	27,7 %	20,7 %	13,8 %	6,9%	0,0 %	0,0 %	0,0 %
Öl-NT, alt	15,8 %	13,0 %	9,8 %	6,5%	3,3%	0,0 %	0,0 %	0,0 %

ANHANG 4: DATENANNAHMEN INDUSTRIE

TABELLE 60: WACHSTUM NACH EINZELNEN INDUSTRIEBRANCHEN

Branche	Einheit	2017-2020	2021-2030	2031-2040	2041-2050	Kumuliert 2017-2050	Quellen
Gesamtwirtschaft	% pro Jahr	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	40,3%	EWI/GWS/Prognos für BMWi 2014 Energiereferenzprognose
Eisen und Stahl	% pro Jahr	-0,8%	-0,8%	-0,8%	-0,8%	-24,4%	Fraunhofer ISI (2013), konsistent mit historischem Trend
Aluminium	% pro Jahr	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	96,1%	Eigene Annahmen auf Grundlage von Fraunhofer ISI (2015) und EEA (2011)
Kupfer	% pro Jahr	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	18,5%	Expertenbefragung
Zement	% pro Jahr	-0,1%	-0,1%	-0,1%	-0,1%	-2,4%	Fortschreibung historischer Werte auf Grundlage von VDZ (2017)
Kalk	% pro Jahr	-1,2%	-1,2%	-1,2%	-1,2%	-33,7%	Eigene Annahmen auf Grundlage der historischen Entwicklung
Glas	% pro Jahr	0,3%	0,3%	0,3%	0,3%	10,7%	Fortschreibung historischer Werte auf Grundlage von BV Glas (2017)
Papier	% pro Jahr	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	3,0%	Fortschreibung historischer Werte auf Grundlage von VDP (2017)
Ammoniak	% pro Jahr	1,5%	1,4%	1,2%	1,1%	53,0%	Eigene Annahmen auf Grundlage historischer Werte von USGS (2017) und Expertenbefragung
Chlor	% pro Jahr	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	65,9%	Eigene Annahmen auf Grundlage historischer Werte von Euro Chlor (2017) und Expertenbefragung
Ethylen	% pro Jahr	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	7,0%	Fortschreibung historischer Werte auf Grundlage von VCI (2017) und Expertenbefragung

Sonstige Industrie	% pro Jahr	1,3%	1,3%	1,1%	1,1%	49,3%	Eigene Berechnungen auf Grundlage von EWI/gws/Prognos (2014) und DESTATIS (2017b)
GHD	% pro Jahr	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	35,6%	Eigene Berechnungen auf Grundlage von EWI/gws/Prognos (2014) und DESTATIS (2017b)

TABELLE 61: ENTWICKLUNG DER EFFIZIENZGEWINNE ENDENERGIEVERBRAUCH KUMULIERT 2017 - 2050

Branche	Einheit	RF und „Bottleneck“	EL80 und TM80	EL95 und TM95	Quellen
Eisen und Stahl	% kumuliert 2017 - 2050	12,0%	13,4%	14,8%	Eigene Annahmen auf Grundlage von EC (2016) und Fraunhofer ISI (2013)
Rohaluminium	% kumuliert 2017 - 2050	0,0%	0,0%	0,0%	Expertenbefragung (Effizienzgewinne durch mit steigender Flexibilität einhergehenden Mehrverbrauch aufgehoben)
Aluminium-verarbeitung	% kumuliert 2017 - 2050	14,0%	15,6%	17,2%	Expertenbefragung
Kupfer	% kumuliert 2017 - 2050	9,1%	10,2%	11,2%	Expertenbefragung
Zement	% kumuliert 2017 - 2050	28,4%	31,3%	34,1%	Expertenbefragung
Kalk	% kumuliert 2017 - 2050	21,3%	23,6%	25,9%	Eigene Berechnungen auf Grundlage von EC (2016) und Expertenbefragung
Glas	% kumuliert 2017 - 2050	21,3%	23,6%	25,9%	Eigene Berechnungen auf Grundlage von EC (2016) und Expertenbefragung
Papier	% kumuliert 2017 - 2050	23,4%	28,6%	31,2%	Eigene Berechnungen auf Grundlage von EC (2016) und Expertenbefragung
Ammoniak	% kumuliert 2017 - 2050	7,8%	8,8%	9,7%	Expertenbefragung
Chlor	% kumuliert 2017 - 2050	27,5%	30,4%	33,1%	Eigene Berechnungen auf Grundlage von EC (2016) und Expertenbefragung
Ethylen	% kumuliert 2017 - 2050	7,8%	8,8%	9,7%	Eigene Annahmen auf Grundlage von DECHEMA (2017) und Expertenbefragung
Sonstige Industrie	% kumuliert 2017 - 2050	35,5%	48,3%	54,8%	Eigene Berechnungen auf Grundlage von EC (2016) und Expertenbefragung

GHD	% kumuliert 2017 - 2050	40,8%	46,7%	58,7%	Eigene Berechnungen auf Grundlage von EC (2016) und Expertenbefragung

TABELLE 62: ENTWICKLUNG DER RECYCLINGQUOTE

Branche	Szenario	Einheit	2017-2020	2021-2030	2031-2040	2041-2050	Quellen
Stahl	Referenz	%	34%	37%	39%	40%	Eigene Annahmen auf Grundlage von Fraunhofer ISI (2013), Loulou et al. (2005) und Experteneinschätzung
	„Bottleneck“	%	34%	38%	41%	44%	
	EL80 und TM80	%	34%	38%	43%	48%	
	EL95 und TM95	%	34%	38%	43%	48%	
Aluminium	Rahmen-parameter	%	58%	58%	58%	58%	Fortschreibung historischer Werte aus WVM (2016)
Kupfer	Rahmen-parameter	%	46%	47%	49%	50%	Eigene Annahmen auf Grundlage von Fraunhofer ISI (2013), Loulou et al. (2005) und Experteneinschätzung
Hohlglas	Rahmen-parameter	%	60%	60%	60%	60%	
Papier	Rahmen-parameter	%	84%	84%	84%	84%	

TABELLE 63: POTENTIAL DER TEMPORÄREN LASTREDUZIERUNG (STROM) NACH ANLAGENTYP

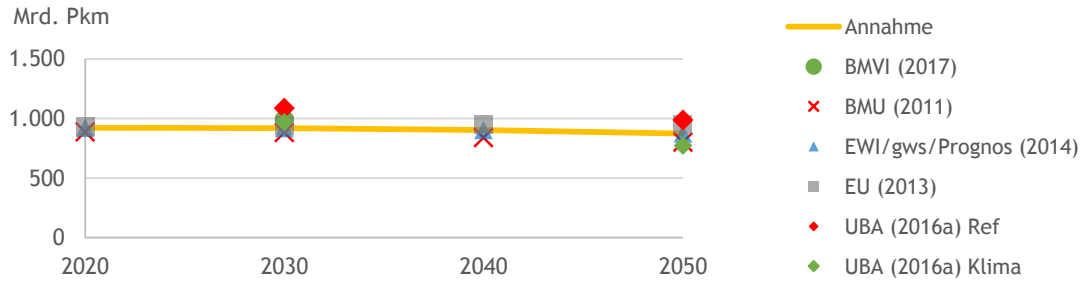
Branche	Verfahrens-schritt/ Szenario	Einheit	2017-2020	2021-2030	2031-2040	2041-2050	Quellen
Stahl	Elektrolicht-bogenofen	%	60%	60%	60%	60%	Experteneinschätzung und eigene Analysen
Aluminium	Elektrolyse	%	20%	25%	30%	35%	
Papier	Mechanische Papierfaser-herstellung	%	80%	80%	80%	80%	
	Papiermaschine	%	15%	15%	15%	15%	
	Beschichtung	%	90%	90%	90%	90%	
	Veredlung	%	60%	60%	60%	60%	
	Altpapier-aufbereitung	%	60%	60%	60%	60%	
Chlor	Chlor-Alkali-Elektrolyse (Membran-verfahren)	%	35%	35%	35%	35%	
GHD	Kühlhäuser	%	100%	100%	100%	100%	
	Kälteanlagen/ Gefrierkammern	%	100%	100%	100%	100%	

ANHANG 5: DATENANNAHMEN VERKEHR

TABELLE 64: VERKEHRSLEISTUNG PERSONENVERKEHR

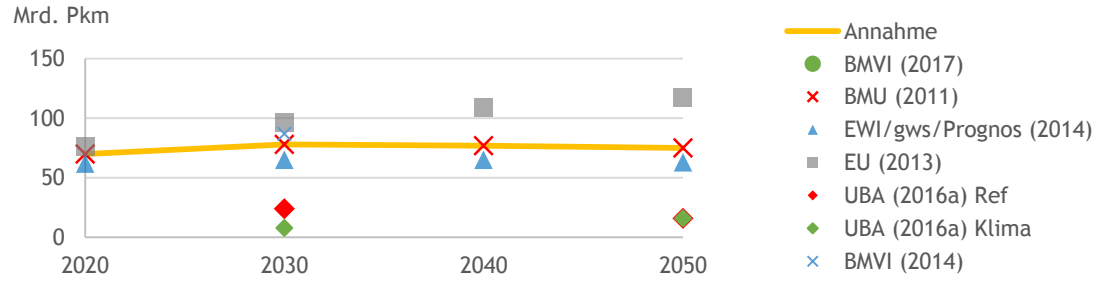
Personenverkehr

PKW



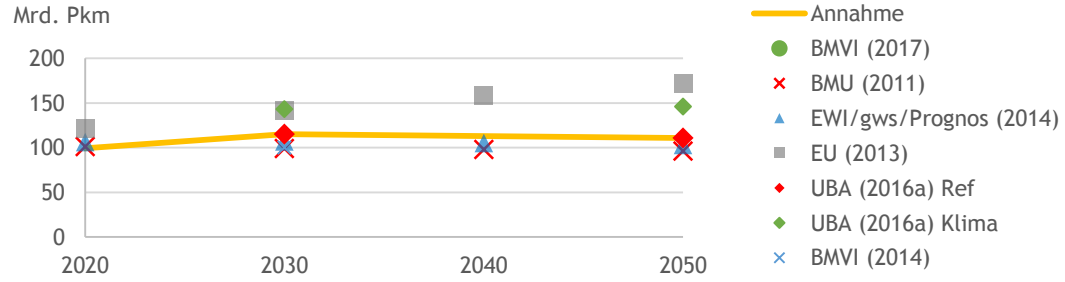
[Mrd. Pkm]	2015	2020	2030	2040	2050
Annahme	919	921	919	904	874

Luftverkehr



[Mrd. Pkm]	2015	2020	2030	2040	2050
Annahme	67	70	78	77	75

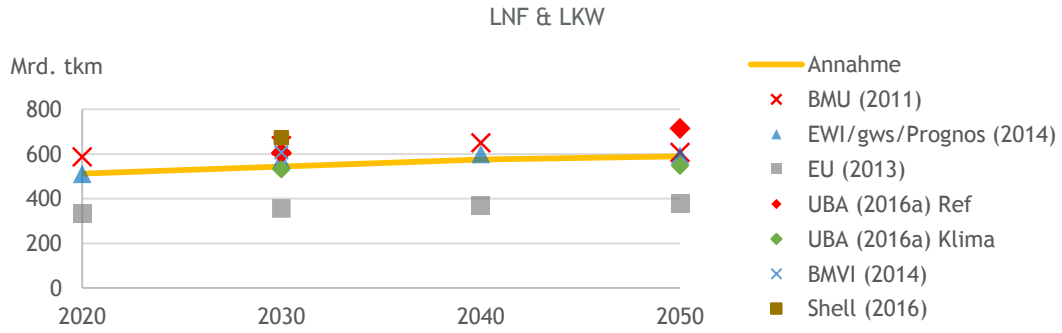
Schienenverkehr



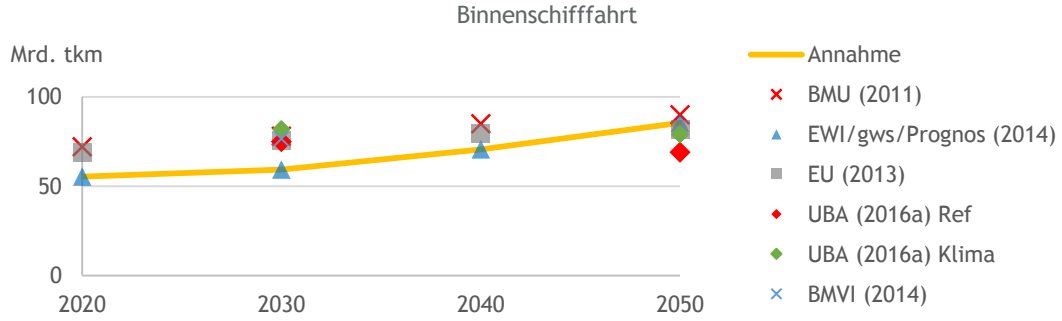
[Mrd. Pkm]	2015	2020	2030	2040	2050
Annahme	92	100	115	113	111

TABELLE 65: VERKEHRSLEISTUNG GÜTERVERKEHR

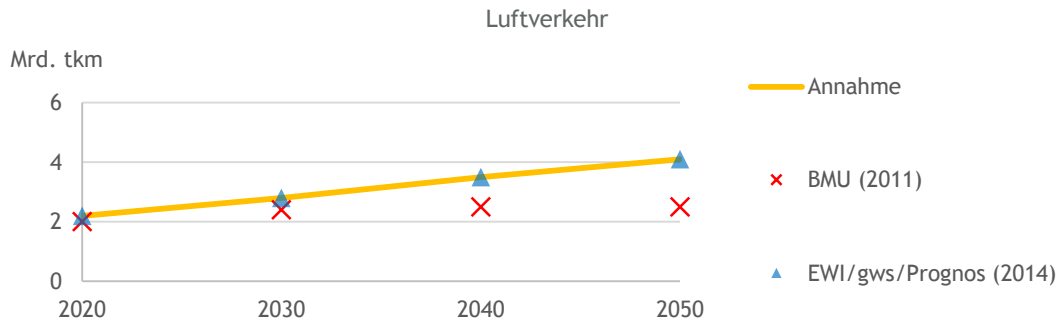
Güterverkehr



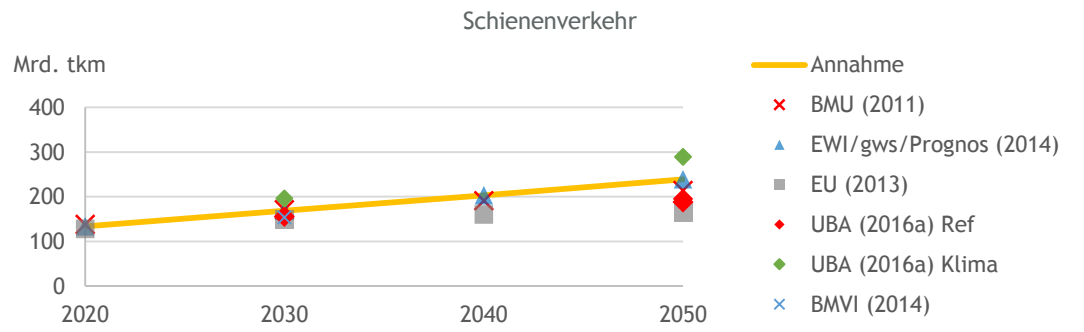
[Mrd. Pkm]	2015	2020	2030	2040	2050
Annahme	486	512	544	576	589



[Mrd. Pkm]	2015	2020	2030	2040	2050
Annahme	55	56	59	71	86

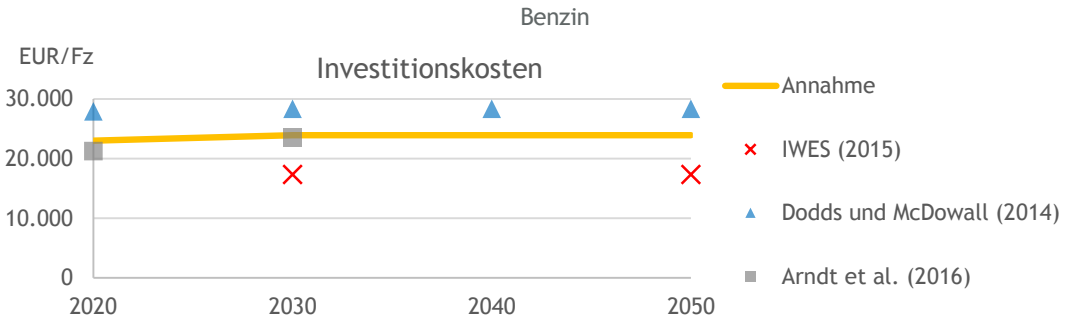


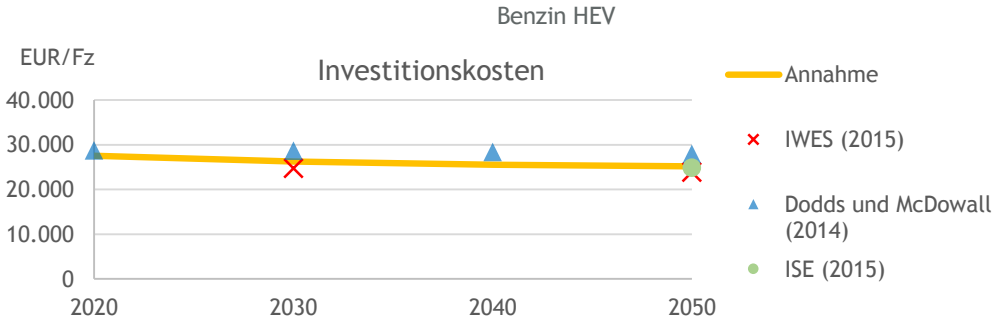
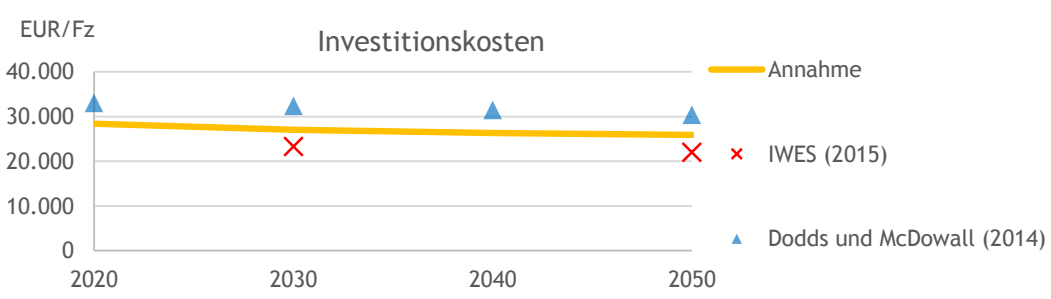
[Mrd. Pkm]	2015	2020	2030	2040	2050
Annahme	1,5	2,2	2,8	3,5	4,1



[Mrd. Pkm]	2015	2020	2030	2040	2050
Annahme	124	134	169	203	239

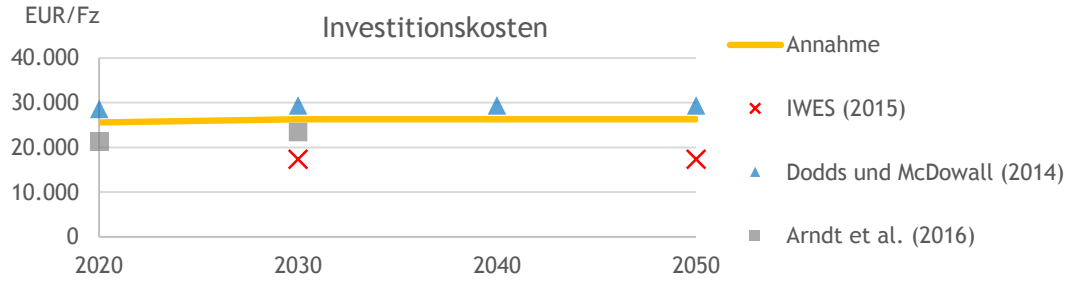
TABELLE 66: TECHNOLOGIEANNAHMEN PKW

Größe	Einheit	Wert	Quellen
			
Investitionskosten 2020	EUR/FZ	23.024,00	Literaturrecherche (siehe Abbildung für Quellen Investitionskosten), Expertenbefragung
Investitionskosten 2050	EUR/FZ	23.907,00	Literaturrecherche (siehe Abbildung für Quellen Investitionskosten), Expertenbefragung
Kostenzuwachs	%	+3,84	
Kraftstoffverbrauch 2020	kWh/FZkm	0,60	dena (2017)
Kraftstoffverbrauch 2050	kWh/FZkm	0,50	dena (2017)
Effizienzzuwachs	%	+16,67	
FOM-Kosten	%	1,60	Fraunhofer ISE (2015)
Kalk. Zins	%	4,00	Expertenbefragung

Größe	Einheit	Wert	Quellen
Benzin HEV 			
Investitionskosten 2020	EUR/FZ	27.573,00	Literaturrecherche (siehe Abbildung für Quellen Investitionskosten), Expertenbefragung
Investitionskosten 2050	EUR/FZ	25.169,00	Literaturrecherche (siehe Abbildung für Quellen Investitionskosten), Expertenbefragung
Kostenreduktion	%	-8,72	
Kraftstoffverbrauch 2020	kWh/FZkm	0,43	dena (2017)
Kraftstoffverbrauch 2050	kWh/FZkm	0,34	dena (2017)
Effizienzzuwachs	%	+20,93	
FOM-Kosten	%	1,30	Fraunhofer ISE (2015)
Kalk. Zins	%	4,00	Expertenbefragung
Größe	**Einheit**	**Wert**	**Quellen**
Benzin PHEV 			
Investitionskosten 2020	EUR/FZ	28.400,00	Literaturrecherche (siehe Abbildung für Quellen Investitionskosten), Expertenbefragung
Investitionskosten 2050	EUR/FZ	25.924,00	Literaturrecherche (siehe Abbildung für Quellen Investitionskosten), Expertenbefragung
Kostenreduktion	%	-8,72	

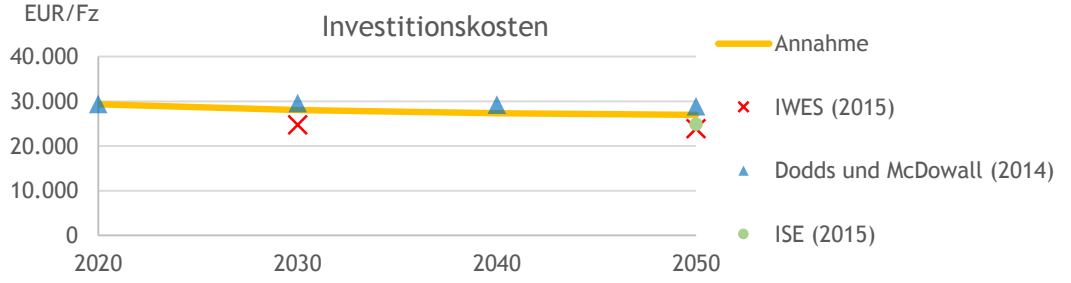
Kraftstoffverbrauch 2020	kWh/FZkm	0,31	dena (2017)
Kraftstoffverbrauch 2050	kWh/FZkm	0,25	dena (2017)
Effizienzzuwachs	%	+21,10	
FOM-Kosten	%	1,30	Fraunhofer ISE (2015)
Kalk. Zins	%	4,00	Expertenbefragung
Größe	**Einheit**	**Wert**	**Quellen**

Diesel

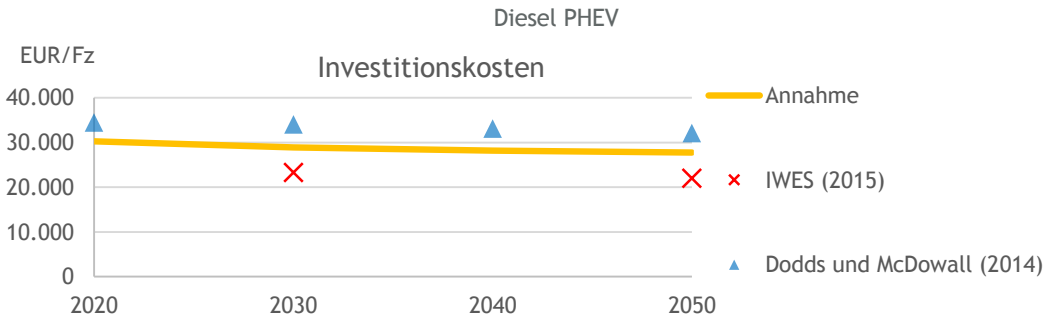


Investitionskosten 2020	EUR/FZ	25.592,00	Literaturrecherche (siehe Abbildung für Quellen Investitionskosten), Expertenbefragung
Investitionskosten 2050	EUR/FZ	26.289,00	Literaturrecherche (siehe Abbildung für Quellen Investitionskosten), Expertenbefragung
Kostenzuwachs	%	+2,72	
Kraftstoffverbrauch 2020	kWh/FZkm	0,54	Berechnung basierend auf dena (2017)
Kraftstoffverbrauch 2050	kWh/FZkm	0,42	Berechnung basierend auf dena (2017)
Effizienzzuwachs	%	+22,22	
FOM-Kosten	%	1,60	Fraunhofer ISE (2015)
Kalk. Zins	%	4,00	Expertenbefragung
Größe	**Einheit**	**Wert**	**Quellen**

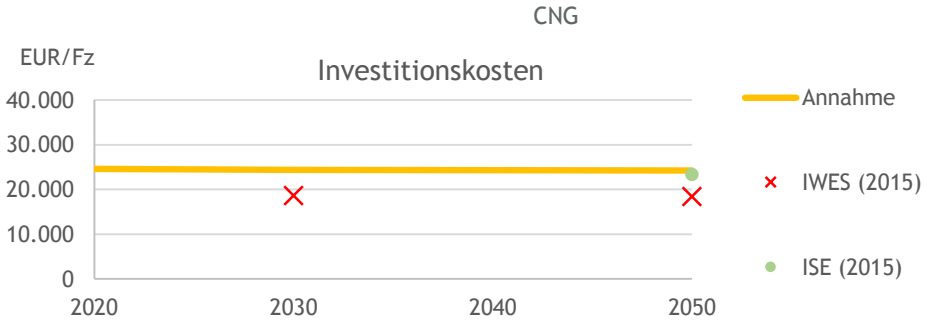
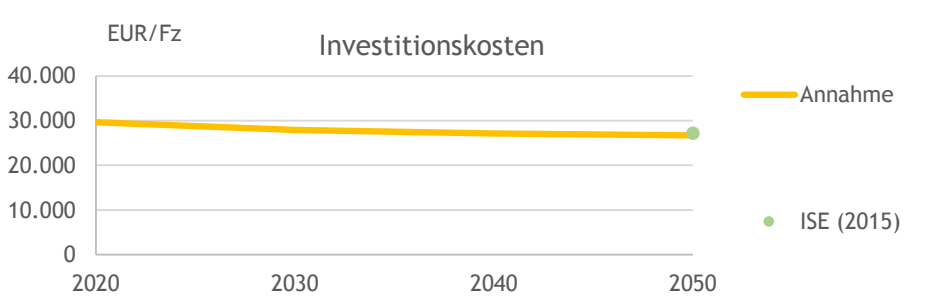
Diesel HEV



Investitionskosten 2020	EUR/FZ	29.373,00	Literaturrecherche (siehe Abbildung für Quellen Investitionskosten), Expertenbefragung
Investitionskosten 2050	EUR/FZ	26.969,00	Literaturrecherche (siehe Abbildung für Quellen Investitionskosten), Expertenbefragung
Kostenreduktion	%	-8,18	
Kraftstoffverbrauch 2020	kWh/FZkm	0,43	dena (2017)
Kraftstoffverbrauch 2050	kWh/FZkm	0,34	dena (2017)
Effizienzzuwachs	%	+20,93	
FOM-Kosten	%	1,30	Fraunhofer ISE (2015)
Kalk. Zins	%	4,00	Expertenbefragung
Größe	**Einheit**	**Wert**	**Quellen**

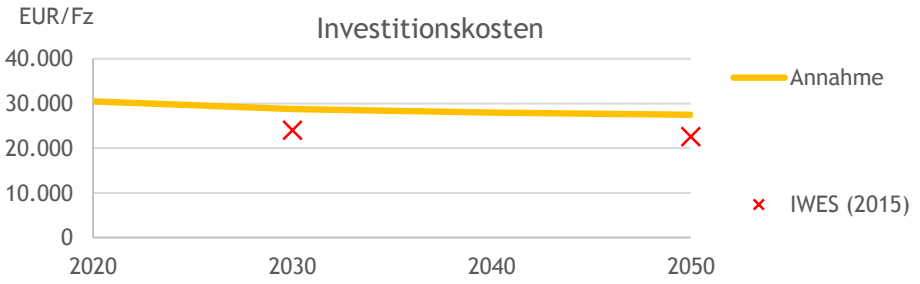


Investitionskosten 2020	EUR/FZ	30.254,00	Literaturrecherche (siehe Abbildung für Quellen Investitionskosten), Expertenbefragung
Investitionskosten 2050	EUR/FZ	27.778,00	Literaturrecherche (siehe Abbildung für Quellen Investitionskosten), Expertenbefragung
Kostenreduktion	%	-8,18	
Kraftstoffverbrauch 2020	kWh/FZkm	0,30	Berechnung basierend auf dena (2017)
Kraftstoffverbrauch 2050	kWh/FZkm	0,22	Berechnung basierend auf dena (2017)
Effizienzzuwachs	%	+24,42	
FOM-Kosten	%	1,30	Fraunhofer ISE (2015)
Kalk. Zins	%	4,00	Expertenbefragung

Größe	Einheit	Wert	Quellen
CNG 			
Investitionskosten 2020	EUR/FZ	24.634,00	Literaturrecherche (siehe Abbildung für Quellen Investitionskosten), Expertenbefragung
Investitionskosten 2050	EUR/FZ	24.289,00	Literaturrecherche (siehe Abbildung für Quellen Investitionskosten), Expertenbefragung
Kostenreduktion	%	-1,39	
Kraftstoffverbrauch 2020	kWh/FZkm	0,58	dena (2017)
Kraftstoffverbrauch 2050	kWh/FZkm	0,49	dena (2017)
Effizienzzuwachs	%	+15,52	
FOM-Kosten	%	1,60	Fraunhofer ISE (2015)
Kalk. Zins	%	4,00	Expertenbefragung
Größe	**Einheit**	**Wert**	**Quellen**
CNG HEV 			
Investitionskosten 2020	EUR/FZ	29.631,00	Literaturrecherche (siehe Abbildung für Quellen Investitionskosten), Expertenbefragung
Investitionskosten 2050	EUR/FZ	26.689,00	Literaturrecherche (siehe Abbildung für Quellen Investitionskosten), Expertenbefragung
Kostenreduktion	%	-9,93	

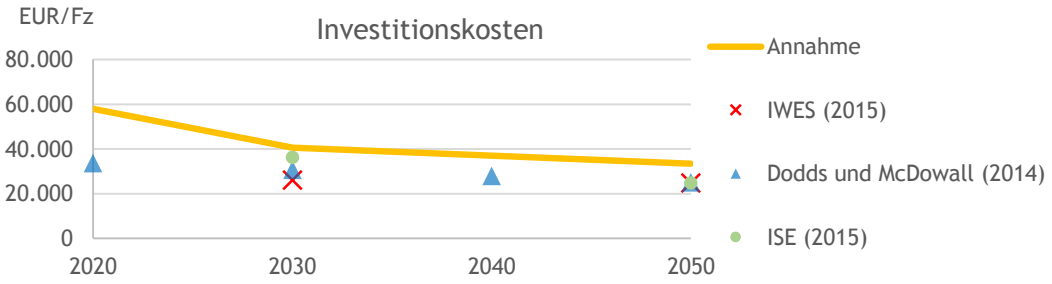
Kraftstoffverbrauch 2020	kWh/FZkm	0,44	dena (2017)
Kraftstoffverbrauch 2050	kWh/FZkm	0,37	dena (2017)
Effizienzzuwachs	%	+15,91	
FOM-Kosten	%	1,30	Fraunhofer ISE (2015)
Kalk. Zins	%	4,00	Expertenbefragung
Größe	**Einheit**	**Wert**	**Quellen**

CNG PHEV

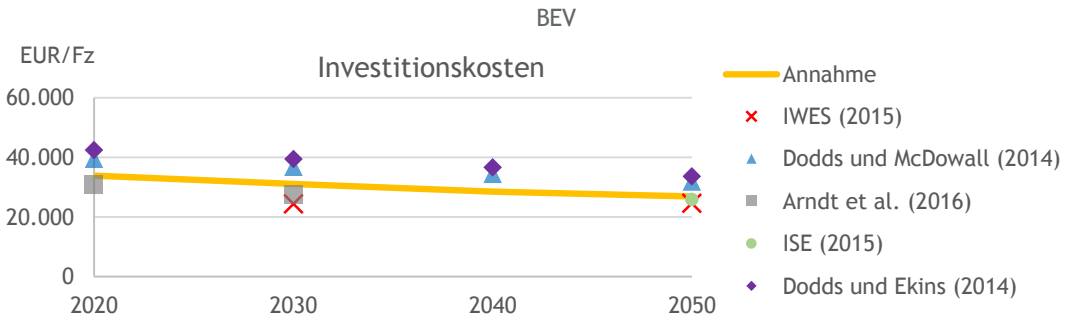


Investitionskosten 2020	EUR/FZ	30.520,00	Literaturrecherche (siehe Abbildung für Quellen Investitionskosten), Expertenbefragung
Investitionskosten 2050	EUR/FZ	27.490,00	Literaturrecherche (siehe Abbildung für Quellen Investitionskosten), Expertenbefragung
Kostenreduktion	%	-9,93	
Kraftstoffverbrauch 2020	kWh/FZkm	0,31	Berechnung basierend auf dena (2017)
Kraftstoffverbrauch 2050	kWh/FZkm	0,24	Berechnung basierend auf dena (2017)
Effizienzzuwachs	%	+20,54	
FOM-Kosten	%	1,30	Fraunhofer ISE (2015)
Kalk. Zins	%	4,00	Expertenbefragung
Größe	**Einheit**	**Wert**	**Quellen**

H_2 FCV

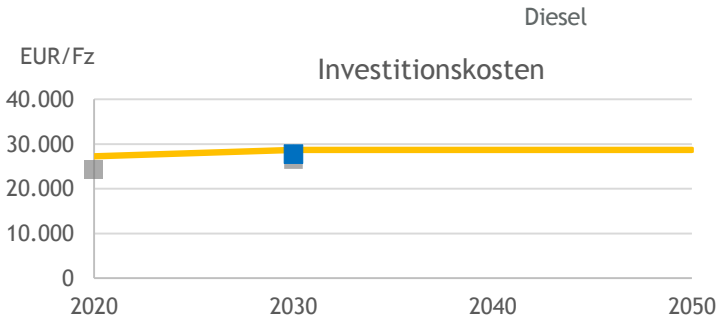
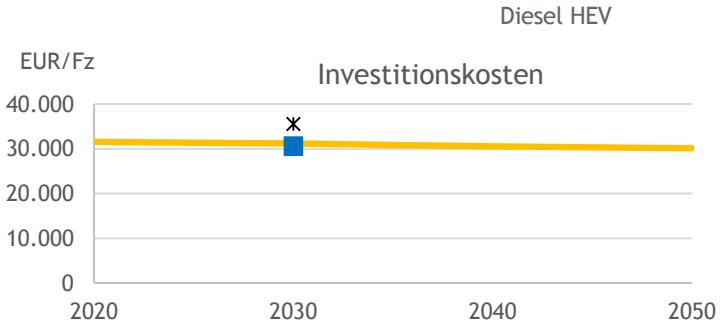


Investitionskosten 2020	EUR/FZ	58.045	Literaturrecherche (siehe Abbildung für Quellen Investitionskosten), Expertenbefragung
Investitionskosten 2050	EUR/FZ	33.470	Literaturrecherche (siehe Abbildung für Quellen Investitionskosten), Expertenbefragung
Kostenreduktion	%	-42,34	
Kraftstoffverbrauch 2020	kWh/FZkm	0,32	dena (2017)
Kraftstoffverbrauch 2050	kWh/FZkm	0,24	dena (2017)
Effizienzzuwachs	%	+25,00	
FOM-Kosten	%	0,90	Fraunhofer ISE (2015)
Kalk. Zins	%	4,00	Expertenbefragung
Größe	**Einheit**	**Wert**	**Quellen**

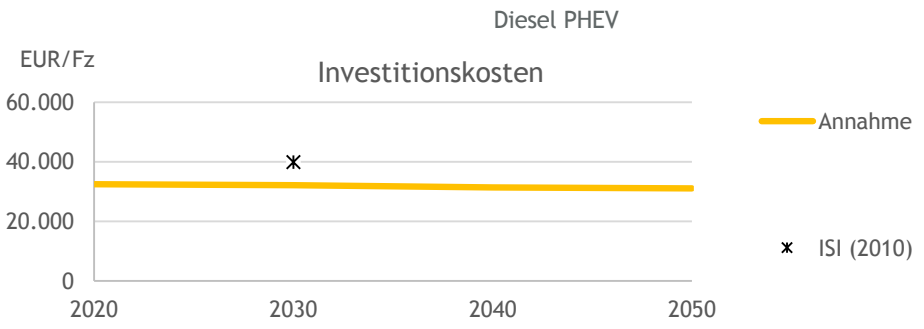


Investitionskosten 2020	EUR/FZ	33.903	Literaturrecherche (siehe Abbildung für Quellen Investitionskosten), Expertenbefragung
Investitionskosten 2050	EUR/FZ	26.871	Literaturrecherche (siehe Abbildung für Quellen Investitionskosten), Expertenbefragung
Kostenreduktion	%	-20,74	
Kraftstoffverbrauch 2020	kWh/FZkm	0,19	dena (2017)
Kraftstoffverbrauch 2050	kWh/FZkm	0,14	dena (2017)
Effizienzzuwachs	%	+27,08	
FOM-Kosten	%	0,90	Fraunhofer ISE (2015)
Kalk. Zins	%	4,00	Expertenbefragung

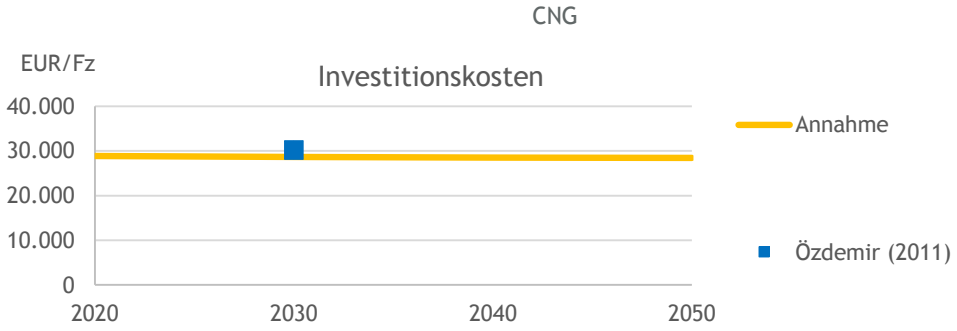
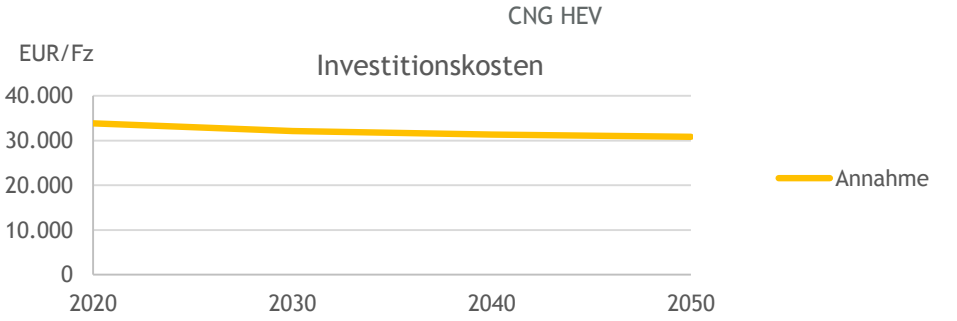
TABELLE 67: TECHNOLOGIEANNAHMEN LNF

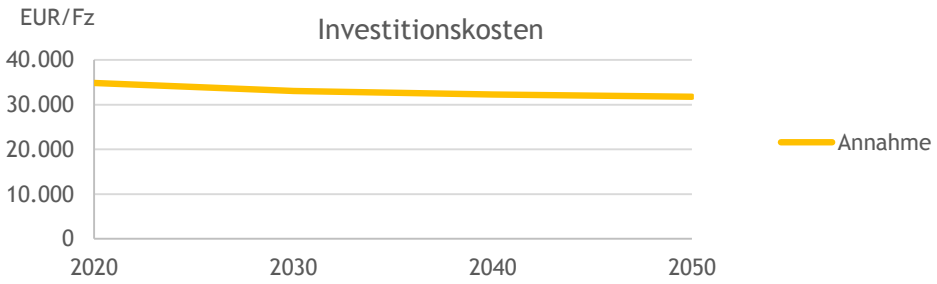
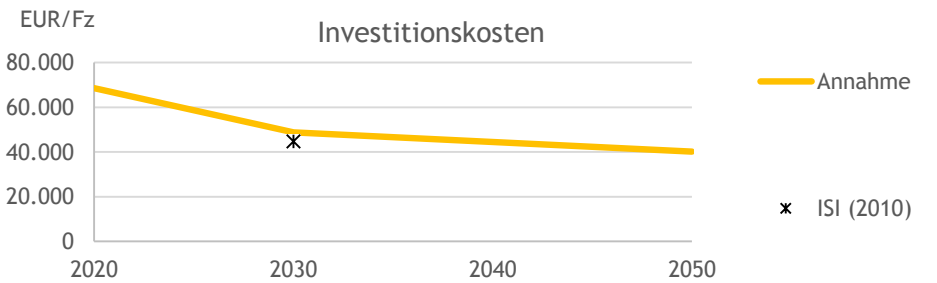
Größe	Einheit	Wert	Quellen
			
Investitionskosten 2020	EUR/FZ	27.250,00	Literaturrecherche (siehe Abbildung für Quellen Investitionskosten), Expertenbefragung
Investitionskosten 2050	EUR/FZ	28.720,00	Literaturrecherche (siehe Abbildung für Quellen Investitionskosten), Expertenbefragung
Kostenzuwachs	%	+5,39	
Kraftstoffverbrauch 2020	kWh/FZkm	0,86	TRACCS (2013), BMU (2011)
Kraftstoffverbrauch 2050	kWh/FZkm	0,71	TRACCS (2013), BMU (2011))
Effizienzzuwachs	%	+17,28	
FOM-Kosten	%	1,60	Fraunhofer ISE (2015)
Kalk. Zins	%	8,00	Expertenbefragung
Größe	**Einheit**	**Wert**	**Quellen**
			
Investitionskosten 2020	EUR/FZ	31.585,00	Literaturrecherche (siehe Abbildung für Quellen Investitionskosten), Expertenbefragung
Investitionskosten 2050	EUR/FZ	30.148,00	Literaturrecherche (siehe Abbildung für Quellen Investitionskosten), Expertenbefragung

Kostenreduktion	%	-4,55	
Kraftstoffverbrauch 2020	kWh/FZkm	0,69	TRACCS (2013), BMU (2011)
Kraftstoffverbrauch 2050	kWh/FZkm	0,57	TRACCS (2013), BMU (2011))
Effizienzzuwachs	%	+17,28	
FOM-Kosten	%	1,30	Fraunhofer ISE (2015)
Kalk. Zins	%	8,00	Expertenbefragung
Größe	**Einheit**	**Wert**	**Quellen**



Investitionskosten 2020	EUR/FZ	32.533,00	Literaturrecherche (siehe Abbildung für Quellen Investitionskosten), Expertenbefragung
Investitionskosten 2050	EUR/FZ	31.053,00	Literaturrecherche (siehe Abbildung für Quellen Investitionskosten), Expertenbefragung
Kostenreduktion	%	-4,55	
Kraftstoffverbrauch 2020	kWh/FZkm	0,58	Berechnung basierend auf TRACCS (2013), BMU (2011)
Kraftstoffverbrauch 2050	kWh/FZkm	0,47	Berechnung basierend auf TRACCS (2013), BMU (2011)
Effizienzzuwachs	%	+19,78	
FOM-Kosten	%	1,30	Fraunhofer ISE (2015)
Kalk. Zins	%	8,00	Expertenbefragung

Größe	Einheit	Wert	Quellen
CNG 			
Investitionskosten 2020	EUR/FZ	28.841,00	Literaturrecherche (siehe Abbildung für Quellen Investitionskosten), Expertenbefragung
Investitionskosten 2050	EUR/FZ	28.440,00	Literaturrecherche (siehe Abbildung für Quellen Investitionskosten), Expertenbefragung
Kostenreduktion	%	-1,39	
Kraftstoffverbrauch 2020	kWh/FZkm	1,22	BMU (2011)
Kraftstoffverbrauch 2050	kWh/FZkm	1,03	BMU (2011))
Effizienzzuwachs	%	+15,57	
FOM-Kosten	%	1,30	Fraunhofer ISE (2015)
Kalk. Zins	%	8,00	Expertenbefragung
Größe	**Einheit**	**Wert**	**Quellen**
CNG HEV 			
Investitionskosten 2020	EUR/FZ	33.841,00	Expertenbefragung
Investitionskosten 2050	EUR/FZ	30.840,00	Expertenbefragung
Kostenreduktion	%	-8,87	
Kraftstoffverbrauch 2020	kWh/FZkm	0,98	Berechnung basierend auf BMU (2011)
Kraftstoffverbrauch 2050	kWh/FZkm	0,82	Berechnung basierend auf BMU (2011)
Effizienzzuwachs	%	+17,82	

FOM-Kosten	%	1,30	Fraunhofer ISE (2015)
Kalk. Zins	%	8,00	Expertenbefragung
Größe	**Einheit**	**Wert**	**Quellen**
CNG PHEV 			
Investitionskosten 2020	EUR/FZ	34.856,00	Expertenbefragung
Investitionskosten 2050	EUR/FZ	31.765,00	Expertenbefragung
Kostenreduktion	%	-8,87	
Kraftstoffverbrauch 2020	kWh/FZkm	0,76	Berechnung basierend auf BMU (2011)
Kraftstoffverbrauch 2050	kWh/FZkm	0,62	Berechnung basierend auf BMU (2011)
Effizienzzuwachs	%	+17,82	
FOM-Kosten	%	1,30	Fraunhofer ISE (2015)
Kalk. Zins	%	8,00	Expertenbefragung
Größe	**Einheit**	**Wert**	**Quellen**
H_2 FCV 			
Investitionskosten 2020	EUR/FZ	68.576,00	Expertenbefragung
Investitionskosten 2050	EUR/FZ	40.207,00	Expertenbefragung
Kostenreduktion	%	-41,37	
Kraftstoffverbrauch 2020	kWh/FZkm	0,52	Berechnung basierend auf BMU (2011)
Kraftstoffverbrauch 2050	kWh/FZkm	0,43	Berechnung basierend auf BMU (2011)
Effizienzzuwachs	%	+17,28	
FOM-Kosten	%	0,90	Fraunhofer ISE (2015)

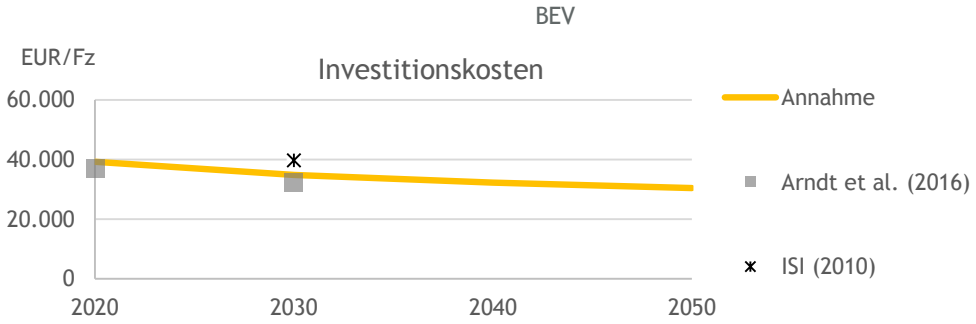
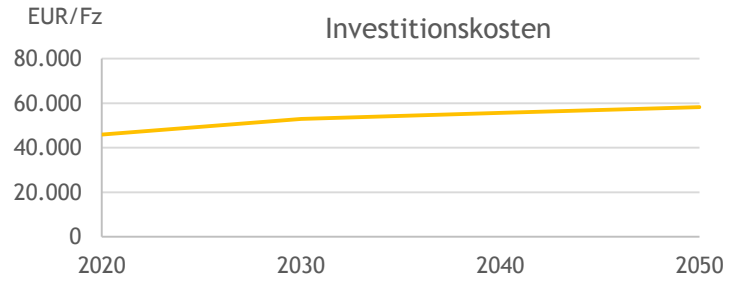
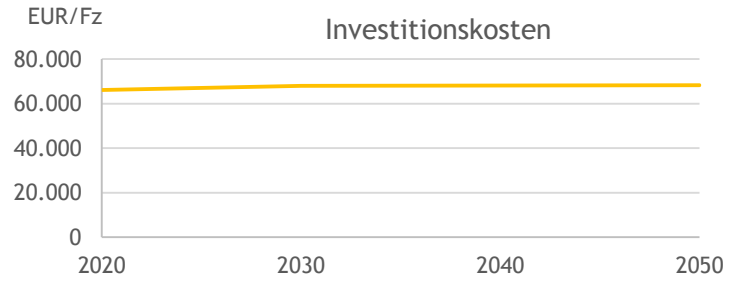
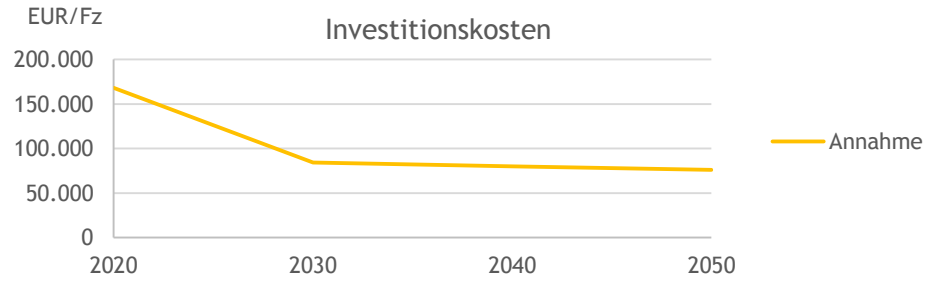
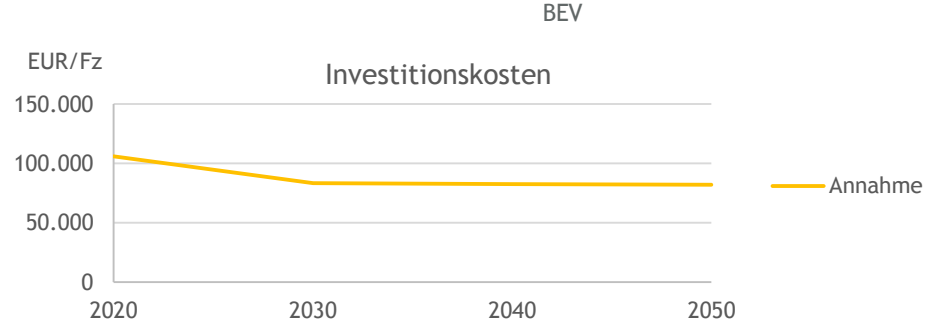
Kalk. Zins	%	8,00	Expertenbefragung
Größe	**Einheit**	**Wert**	**Quellen**
			
Investitionskosten 2020	EUR/FZ	39.187,00	Literaturrecherche (siehe Abbildung für Quellen Investitionskosten), Expertenbefragung
Investitionskosten 2050	EUR/FZ	30.411,00	Literaturrecherche (siehe Abbildung für Quellen Investitionskosten), Expertenbefragung
Kostenreduktion	%	-22,4	
Kraftstoffverbrauch 2020	kWh/FZkm	0,30	BMU (2011)
Kraftstoffverbrauch 2050	kWh/FZkm	0,22	BMU (2011))
Effizienzzuwachs	%	+27,08	
FOM-Kosten	%	0,90	Fraunhofer ISE (2015)
Kalk. Zins	%	8,00	Expertenbefragung

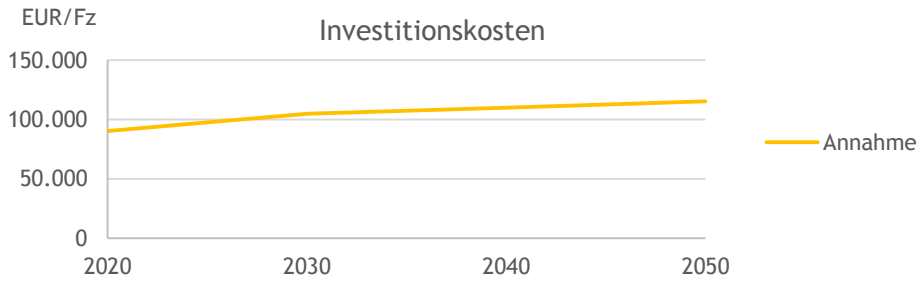
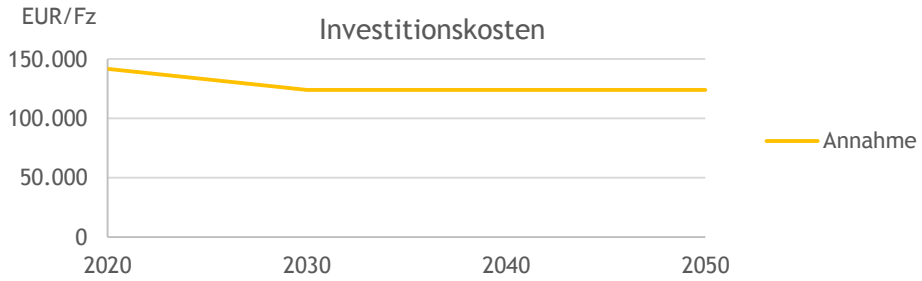
TABELLE 68: TECHNOLOGIEANNAHMEN LKW (3,5-12 T)

Größe	Einheit	Wert	Quellen
Diesel 			
Investitionskosten 2020	EUR/FZ	45.945,00	Berechnung basierend auf Fraunhofer ISI (2017), Expertenbefragung
Investitionskosten 2050	EUR/FZ	58.287,00	Berechnung basierend auf Fraunhofer ISI (2017), Expertenbefragung
Kostenzuwachs	%	+26,86	
Kraftstoffverbrauch 2020	kWh/FZkm	1,56	dena (2017)
Kraftstoffverbrauch 2050	kWh/FZkm	1,42	dena (2017)
Effizienzzuwachs	%	+8,93	
FOM-Kosten	%	5,01	Fraunhofer ISI (2017)
Kalk. Zins	%	8,00	Expertenbefragung
Größe	**Einheit**	**Wert**	**Quellen**
CNG 			
Investitionskosten 2020	EUR/FZ	66.174,00	Berechnung basierend auf Fraunhofer ISI (2017), Expertenbefragung
Investitionskosten 2050	EUR/FZ	68.287,00	Berechnung basierend auf Fraunhofer ISI (2017), Expertenbefragung
Kostenzuwachs	%	+3,19	
Kraftstoffverbrauch 2020	kWh/FZkm	2,25	dena (2017)
Kraftstoffverbrauch 2050	kWh/FZkm	1,89	dena (2017)
Effizienzzuwachs	%	+16,05	

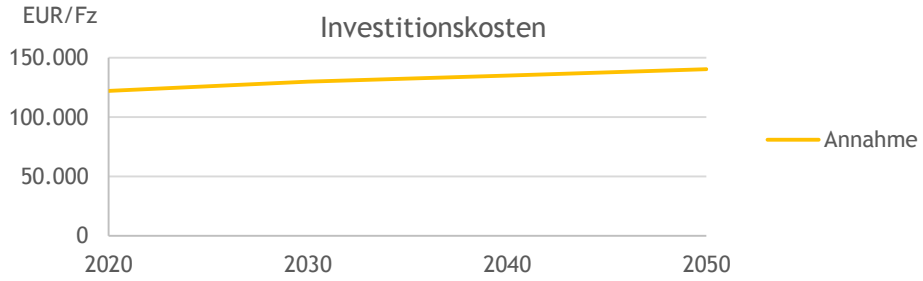
FOM-Kosten	%	3,95	Fraunhofer ISI (2017)
Kalk. Zins	%	8,00	Expertenbefragung
Größe	**Einheit**	**Wert**	**Quellen**
H_2 FCV 			
Investitionskosten 2020	EUR/FZ	168.331,00	Berechnung basierend auf Fraunhofer ISI (2017), Expertenbefragung
Investitionskosten 2050	EUR/FZ	75.939,00	Berechnung basierend auf Fraunhofer ISI (2017), Expertenbefragung
Kostenreduktion	%	-54,89	
Kraftstoffverbrauch 2020	kWh/FZkm	1,08	dena (2017)
Kraftstoffverbrauch 2050	kWh/FZkm	1,08	dena (2017)
Effizienzzuwachs	%	0,00	
FOM-Kosten	%	1,79	Fraunhofer ISI (2017)
Kalk. Zins	%	8,00	Expertenbefragung
Größe	**Einheit**	**Wert**	**Quellen**
BEV 			
Investitionskosten 2020	EUR/FZ	105.974,00	Berechnung basierend auf Fraunhofer ISI (2017), Expertenbefragung
Investitionskosten 2050	EUR/FZ	82.130,00	Berechnung basierend auf Fraunhofer ISI (2017), Expertenbefragung
Kostenreduktion	%	-22,50	
Kraftstoffverbrauch 2020	kWh/FZkm	0,75	dena (2017)

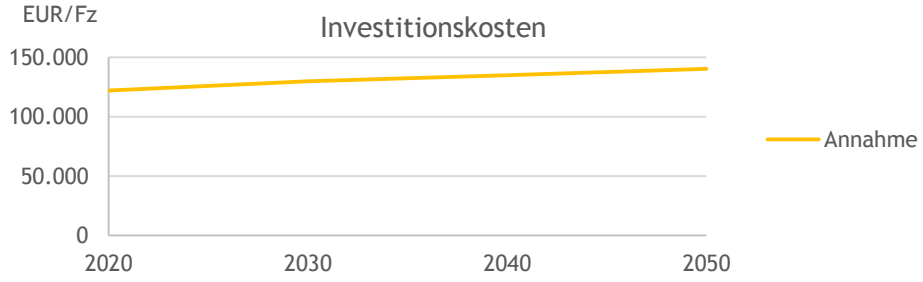
Kraftstoffverbrauch 2050	kWh/FZkm	0,75	dena (2017)
Effizienzzuwachs	%	0,00	
FOM-Kosten	%	1,80	Fraunhofer ISI (2017)
Kalk. Zins	%	8,00	Expertenbefragung

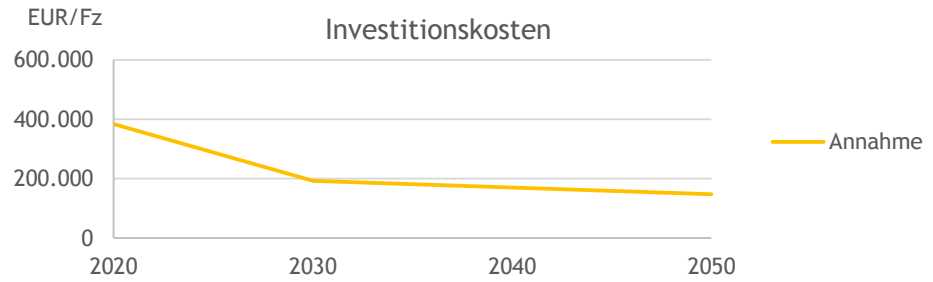
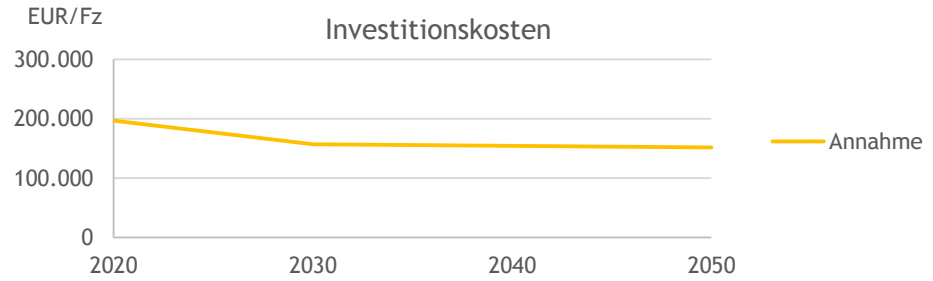
TABELLE 69: TECHNOLOGIEANNAHMEN LKW (> 12 T)

Größe	Einheit	Wert	Quellen
Diesel 			
Investitionskosten 2020	EUR/FZ	90.370,00	Berechnung basierend auf Fraunhofer ISI (2017), Expertenbefragung
Investitionskosten 2050	EUR/FZ	115.348,00	Berechnung basierend auf Fraunhofer ISI (2017), Expertenbefragung
Kostenzuwachs	%	+27,64	
Kraftstoffverbrauch 2020	kWh/FZkm	2,67	Fraunhofer ISI (2017)
Kraftstoffverbrauch 2050	kWh/FZkm	2,04	Fraunhofer ISI (2017)
Effizienzzuwachs	%	+23,57	
FOM-Kosten	%	6,26	Fraunhofer ISI (2017)
Kalk. Zins	%	8,00	Expertenbefragung
Größe	**Einheit**	**Wert**	**Quellen**
Diesel HOL 			
Investitionskosten 2020	EUR/FZ	141.801,00	Berechnung basierend auf Fraunhofer ISI (2017), Expertenbefragung
Investitionskosten 2050	EUR/FZ	123.872,00	Berechnung basierend auf Fraunhofer ISI (2017), Expertenbefragung
Kostenreduktion	%	-12,64	
Kraftstoffverbrauch 2020	kWh/FZkm	1,53	Fraunhofer ISI (2017)
Kraftstoffverbrauch 2050	kWh/FZkm	1,30	Fraunhofer ISI (2017)

Effizienzzuwachs	%	+15,01	
FOM-Kosten	%	5,07	Fraunhofer ISI (2017)
Kalk. Zins	%	8,00	Expertenbefragung
Größe	**Einheit**	**Wert**	**Quellen**
CNG			
Investitionskosten 2020	EUR/FZ	122.037,00	Berechnung basierend auf Fraunhofer ISI (2017), Expertenbefragung
Investitionskosten 2050	EUR/FZ	140.348,00	Berechnung basierend auf Fraunhofer ISI (2017), Expertenbefragung
Kostenzuwachs	%	+15,00	
Kraftstoffverbrauch 2020	kWh/FZkm	2,98	Fraunhofer ISI (2017)
Kraftstoffverbrauch 2050	kWh/FZkm	2,28	Fraunhofer ISI (2017)
Effizienzzuwachs	%	+23,57	
FOM-Kosten	%	5,37	Fraunhofer ISI (2017)
Kalk. Zins	%	8,00	Expertenbefragung
Größe	**Einheit**	**Wert**	**Quellen**
LNG			
Investitionskosten 2020	EUR/FZ	122.037,00	Berechnung basierend auf Fraunhofer ISI (2017), Expertenbefragung
Investitionskosten 2050	EUR/FZ	140.348,00	Berechnung basierend auf Fraunhofer ISI (2017), Expertenbefragung
Kostenzuwachs	%	+15,00	





Kraftstoffverbrauch 2020	kWh/FZkm	2,98	Fraunhofer ISI (2017)
Kraftstoffverbrauch 2050	kWh/FZkm	2,28	Fraunhofer ISI (2017)
Effizienzzuwachs	%	+23,57	
FOM-Kosten	%	5,37	Fraunhofer ISI (2017)
Kalk. Zins	%	8,00	Expertenbefragung
Größe	**Einheit**	**Wert**	**Quellen**
H_2 FCV			
			
Investitionskosten 2020	EUR/FZ	384.493,00	Berechnung basierend auf Fraunhofer ISI (2017), Expertenbefragung
Investitionskosten 2050	EUR/FZ	146.991,00	Berechnung basierend auf Fraunhofer ISI (2017), Expertenbefragung
Kostenreduktion	%	-61,77	
Kraftstoffverbrauch 2020	kWh/FZkm	2,00	Fraunhofer ISI (2017)
Kraftstoffverbrauch 2050	kWh/FZkm	1,64	Fraunhofer ISI (2017)
Effizienzzuwachs	%	+18,06	
FOM-Kosten	%	4,12	Fraunhofer ISI (2017)
Kalk. Zins	%	8,00	Expertenbefragung
Größe	**Einheit**	**Wert**	**Quellen**
BEV			
			
Inv.-Investitionskosten 2020	EUR/FZ	197.033,00	Berechnung basierend auf Fraunhofer ISI (2017), Expertenbefragung

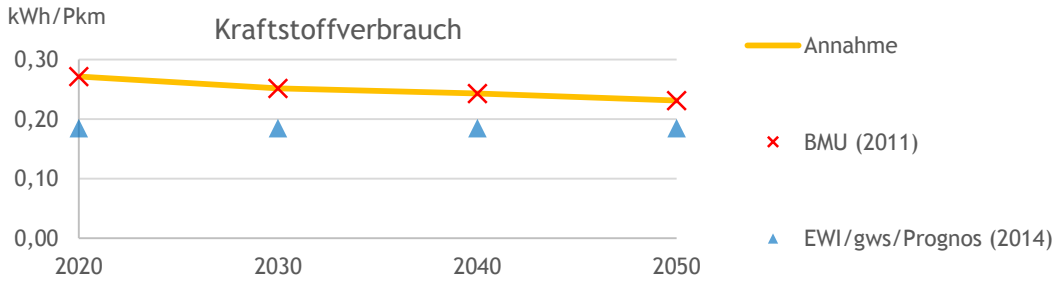
Investitionskosten 2050	EUR/FZ	151.893,00	Berechnung basierend auf Fraunhofer ISI (2017), Expertenbefragung
Kostenreduktion	%	-22,91	
Kraftstoffverbrauch 2020	kWh/FZkm	1,25	Fraunhofer ISI (2017)
Kraftstoffverbrauch 2050	kWh/FZkm	1,15	Fraunhofer ISI (2017)
Effizienzzuwachs	%	+8,33	
FOM-Kosten	%	3,96	Fraunhofer ISI (2017)
Kalk. Zins	%	8,00	Expertenbefragung

TABELLE 70: KRAFTSTOFFVERBRAUCH SCHIENENVERKEHR, BINNENSCHIFFFAHRT, LUFTVERKEHR

Personenverkehr

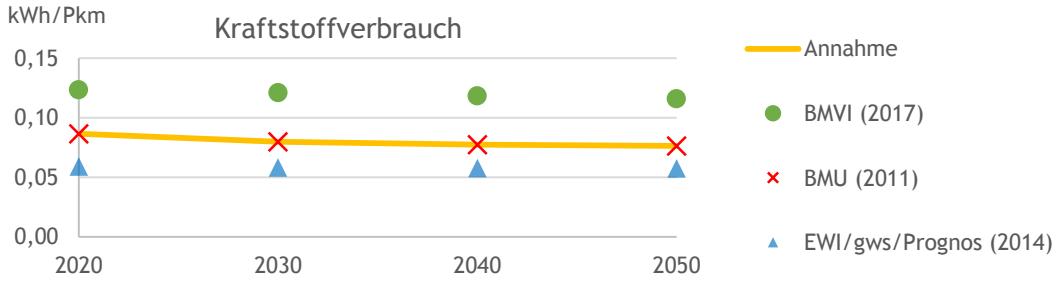
Schienenverkehr

Diesel



[kWh/Pkm]	2015	2020	2030	2040	2050
Annahme	0,28	0,27	0,25	0,24	0,23

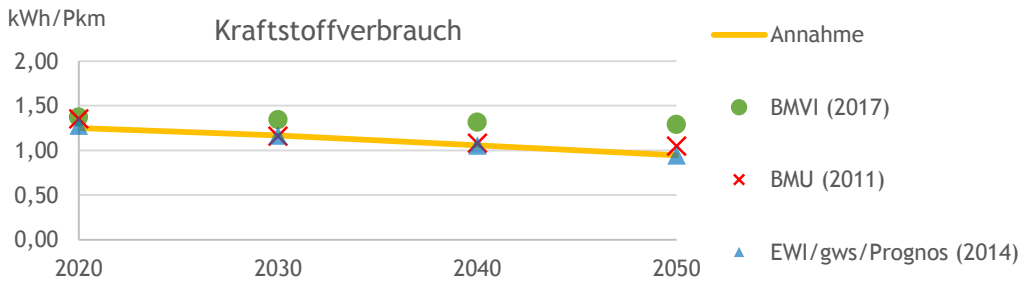
Elektrisch



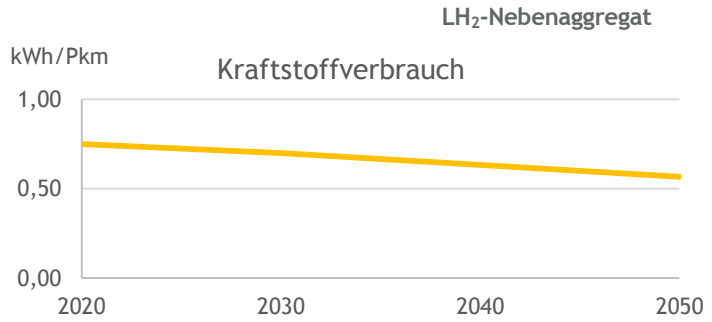
[kWh/Pkm]	2015	2020	2030	2040	2050
Annahme	0,09	0,09	0,08	0,08	0,08

Luftverkehr

Kerosin



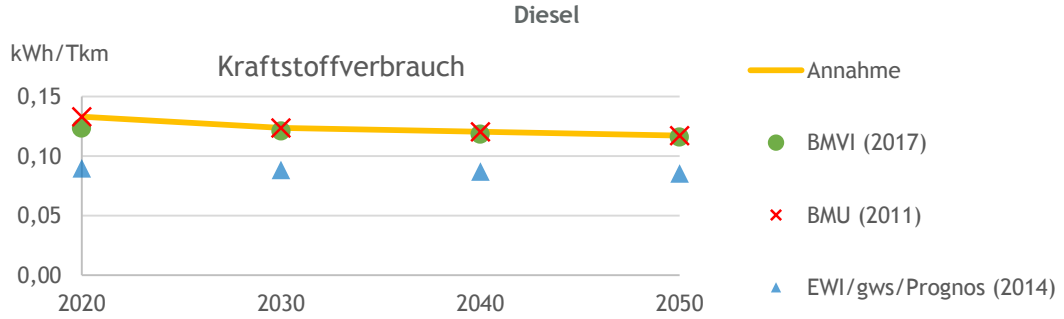
[kWh/Pkm]	2015	2020	2030	2040	2050
Annahme	1,29	1,25	1,17	1,06	0,94



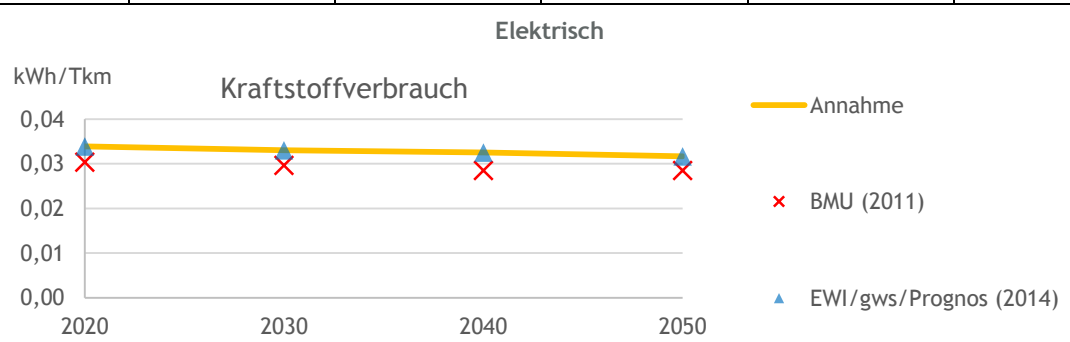
[kWh/Pkm]	2015	2020	2030	2040	2050
Annahme	0,78	0,75	0,70	0,63	0,57

Güterverkehr

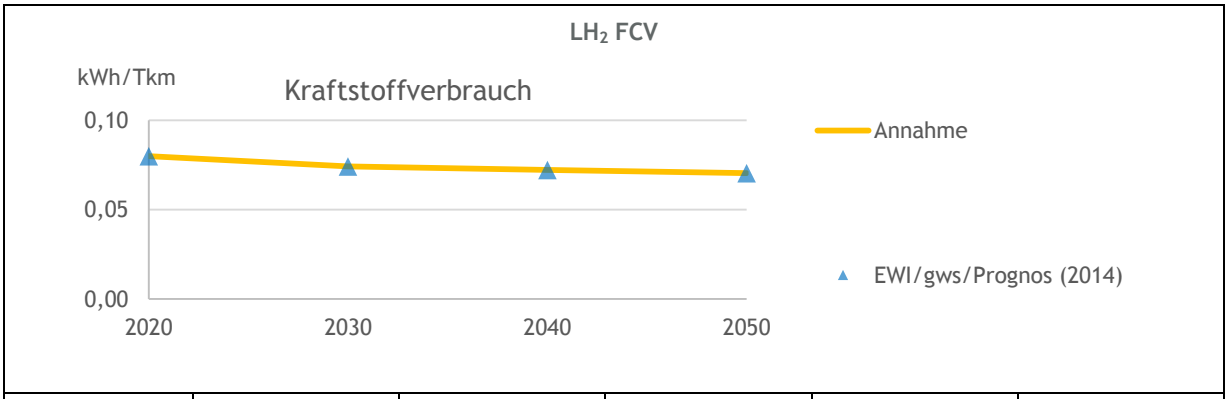
Schienenverkehr



[kWh/Pkm]	2015	2020	2030	2040	2050
Annahme	0,136	0,133	0,124	0,120	0,117

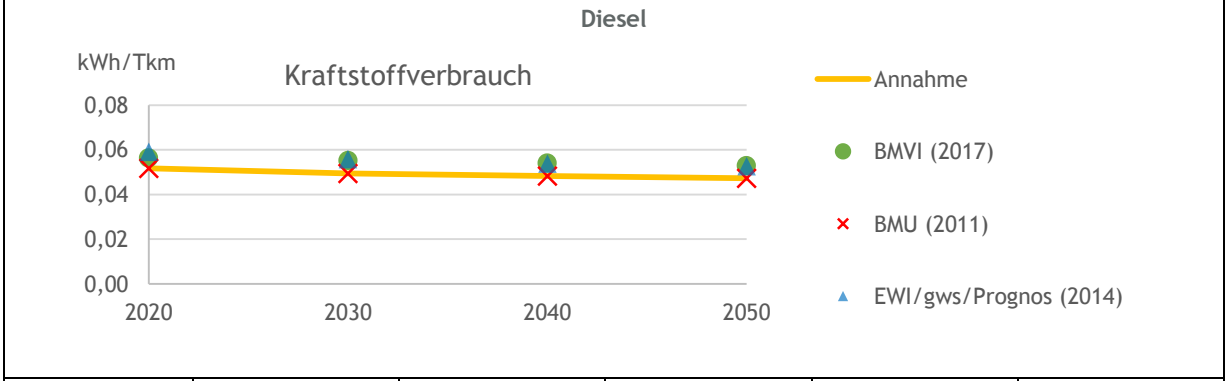


[kWh/Pkm]	2015	2020	2030	2040	2050
Annahme	0,035	0,034	0,033	0,033	0,032

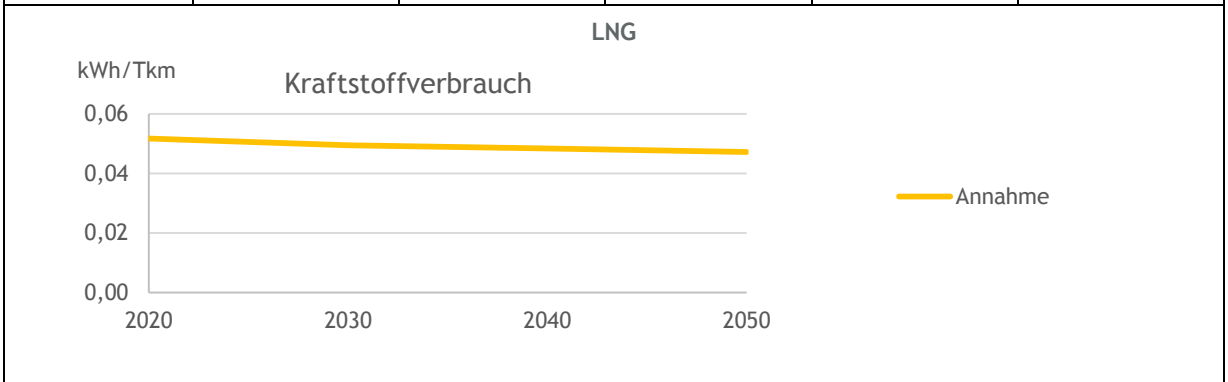


[kWh/Pkm]	2015	2020	2030	2040	2050
Annahme	0,082	0,080	0,074	0,072	0,070

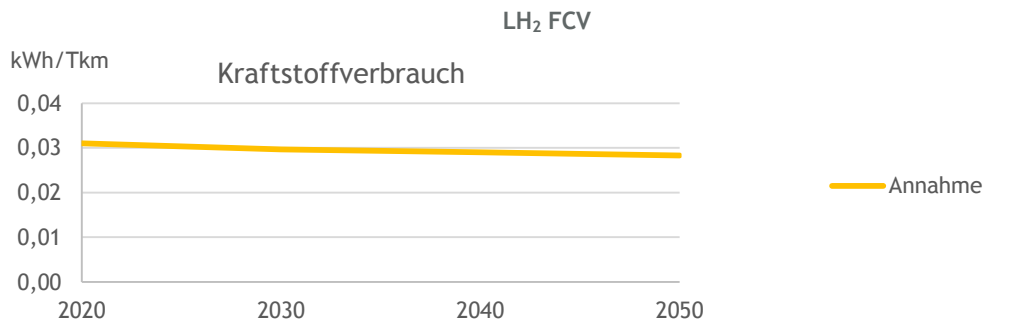
Binnenschifffahrt



[kWh/Pkm]	2015	2020	2030	2040	2050
Annahme	0,052	0,052	0,049	0,048	0,047

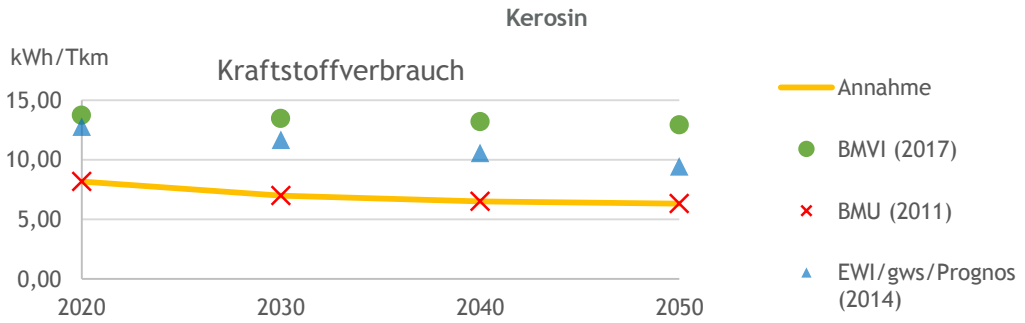


[kWh/Pkm]	2015	2020	2030	2040	2050
Annahme	0,052	0,052	0,049	0,048	0,047

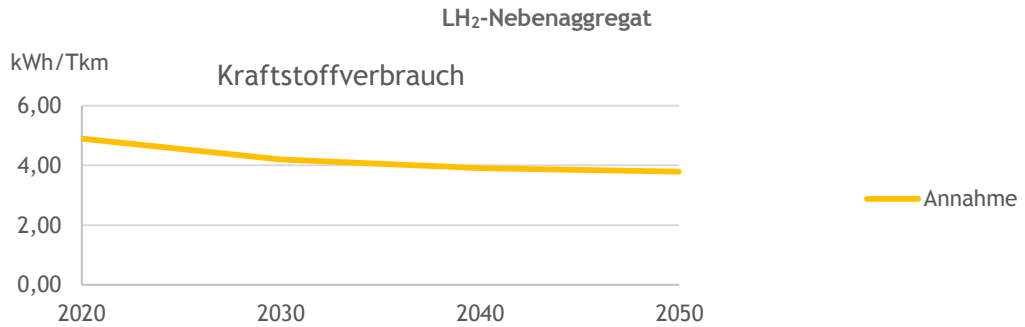


[kWh/Pkm]	2015	2020	2030	2040	2050
Annahme	0,031	0,031	0,030	0,029	0,028

Luftverkehr



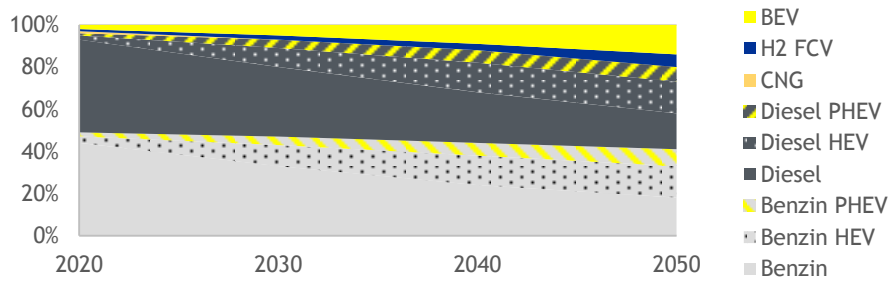
[kWh/Pkm]	2015	2020	2030	2040	2050
Annahme	8,75	8,17	7,00	6,51	6,32



[kWh/Pkm]	2015	2020	2030	2040	2050
Annahme	5,25	4,90	4,20	3,91	3,79

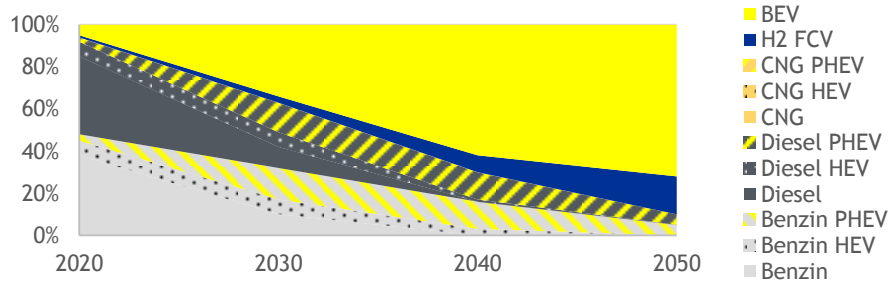
TABELLE 71: NEUZULASSUNGSRATEN IM STRAßENPERSONENVERKEHR PKW

RF



	2020	2030	2040	2050
Benzin	44%	33%	24%	18%
Benzin HEV	3%	10%	14%	15%
Benzin PHEV	2%	4%	6%	8%
Diesel	44%	33%	24%	17%
Diesel HEV	2%	9%	14%	15%
Diesel PHEV	1%	4%	6%	7%
CNG	1%	0%	0%	0%
CNG HEV	0%	0%	0%	0%
CNG PHEV	0%	0%	0%	0%
H_2 FCV	1%	2%	3%	6%
BEV	2%	5%	9%	14%

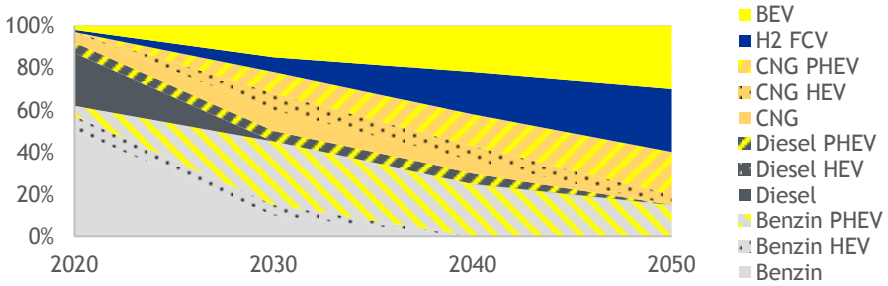
EL80/95



	2020	2030	2040	2050
Benzin	38%	10%	0%	0%
Benzin HEV	7%	7%	3%	0%
Benzin PHEV	3%	15%	13%	5%

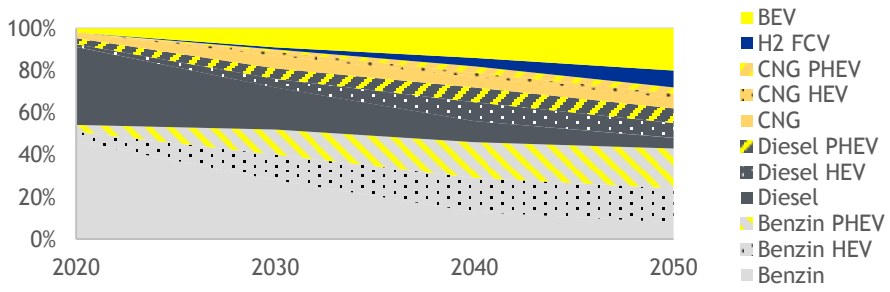
Diesel	37%	10%	0%	0%
Diesel HEV	7%	7%	1%	0%
Diesel PHEV	2%	14%	13%	5%
CNG	0%	0%	0%	0%
CNG HEV	0%	0%	0%	0%
CNG PHEV	0%	0%	0%	0%
H_2 FCV	1%	3%	8%	18%
BEV	5%	34%	62%	72%

TM80/95



	2020	2030	2040	2050
Benzin	50%	10%	0%	0%
Benzin HEV	7%	5%	0%	0%
Benzin PHEV	5%	30%	25%	15%
Diesel	25%	0%	0%	0%
Diesel HEV	0%	0%	0%	0%
Diesel PHEV	5%	5%	5%	0%
CNG	5%	10%	6%	0%
CNG HEV	0%	8%	7%	5%
CNG PHEV	0%	10%	15%	20%
H_2 FCV	1%	7%	20%	30%
BEV	2%	15%	22%	30%

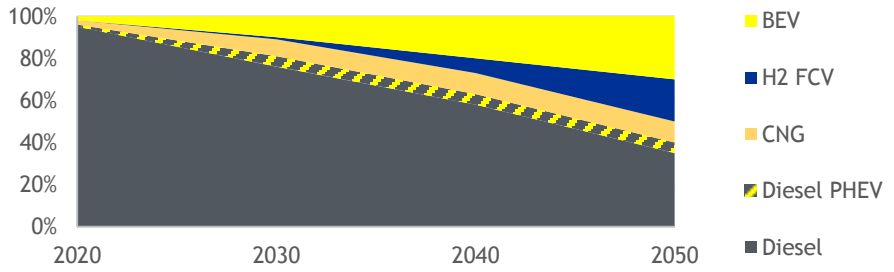
„Bottleneck“



	2020	2030	2040	2050
Benzin	46%	28%	13%	8%
Benzin HEV	5%	12%	16%	16%
Benzin PHEV	3%	12%	17%	19%
Diesel	37%	20%	10%	5%
Diesel HEV	1%	4%	9%	7%
Diesel PHEV	3%	5%	7%	7%
CNG	3%	6%	5%	5%
CNG HEV	0%	2%	2%	2%
CNG PHEV	0%	1%	3%	3%
H_2 FCV	0%	1%	4%	8%
BEV	2%	9%	14%	20%

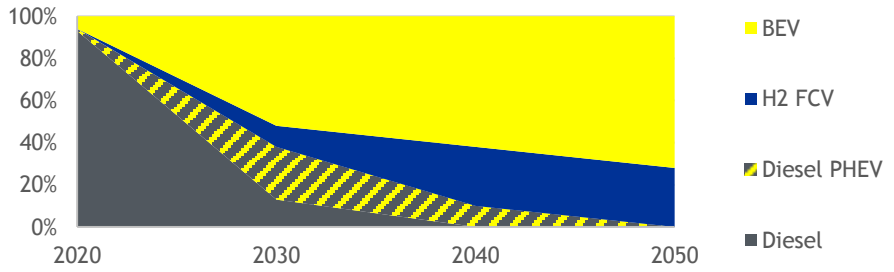
TABELLE 72: NEUZULASSUNGSRATEN IM STRAßENGÜTERVERKEHR LNF (< 3,5 T)

RF



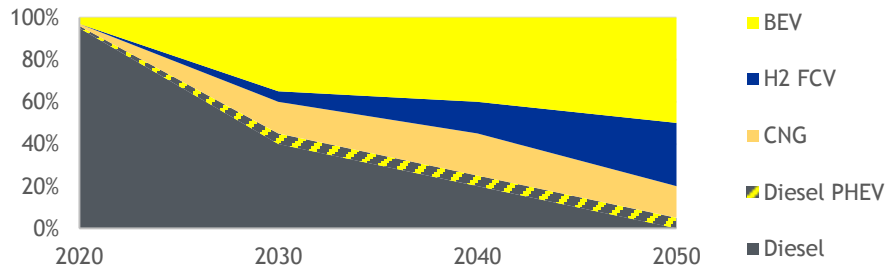
	2020	2030	2040	2050
Diesel	95%	76%	58%	35%
Diesel PHEV	1%	5%	5%	5%
CNG	2%	8%	10%	10%
H_2 FCV	0%	1%	7%	20%
BEV	2%	10%	20%	30%

EL80/95



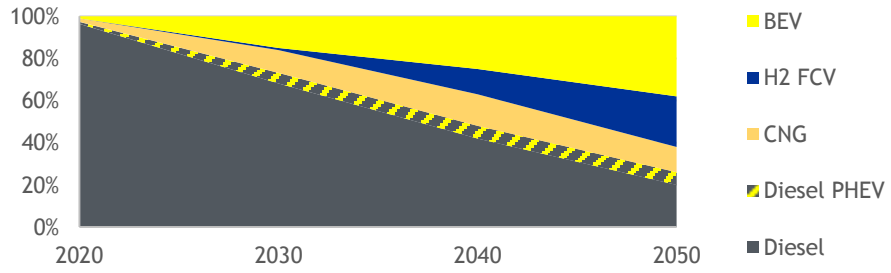
	2020	2030	2040	2050
Diesel	93%	13%	0%	0%
Diesel PHEV	1%	25%	10%	0%
CNG	0%	0%	0%	0%
H_2 FCV	0%	10%	28%	28%
BEV	6%	52%	62%	72%

TM80/95



	2020	2030	2040	2050
Diesel	95%	40%	20%	0%
Diesel PHEV	1%	5%	5%	5%
CNG	1%	15%	20%	15%
H_2 FCV	0%	5%	15%	30%
BEV	3%	35%	40%	50%

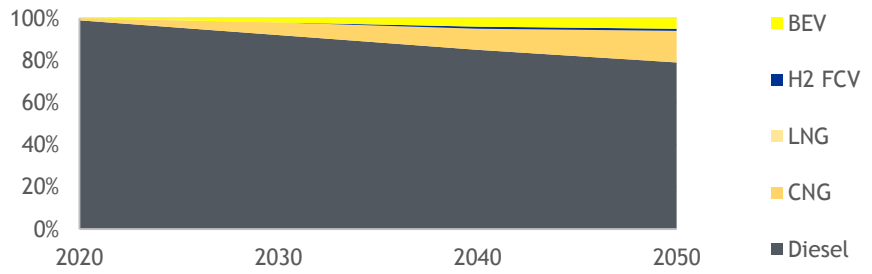
„Bottleneck“



	2020	2030	2040	2050
Diesel	96%	68%	42%	20%
Diesel PHEV	1%	5%	6%	6%
CNG	2%	11%	15%	12%
H_2 FCV	0%	1%	12%	24%
BEV	1%	15%	25%	38%

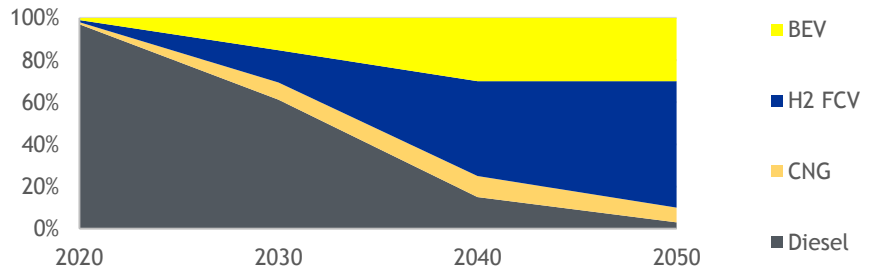
TABELLE 73: NEUZULASSUNGSRATEN IM STRAßENGÜTERVERKEHR LKW (3,5 - 12 T)

RF



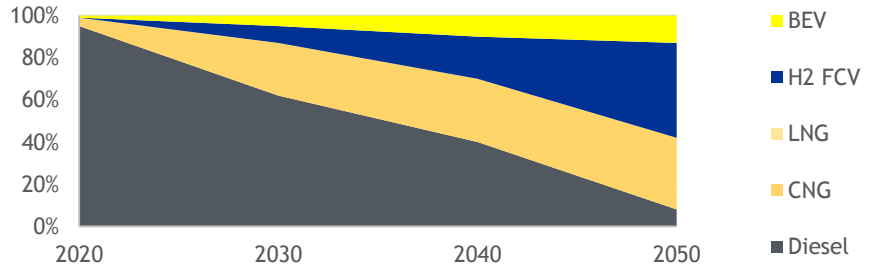
	2020	2030	2040	2050
Diesel	99%	92%	85%	79%
CNG	1%	6%	10%	15%
LNG	0%	0%	0%	0%
H_2 FCV	0%	0%	1%	1%
BEV	0%	2%	4%	5%

EL80/95



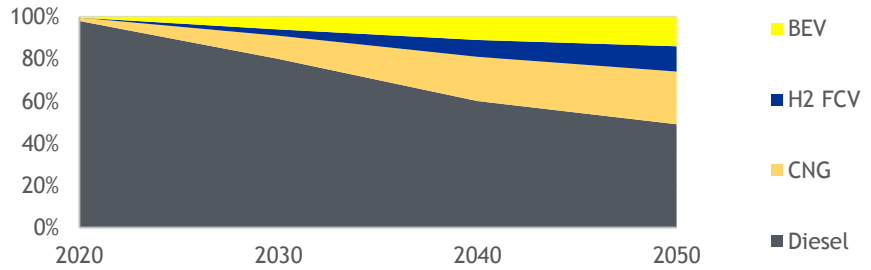
	2020	2030	2040	2050
Diesel	97%	60%	15%	3%
CNG	1%	8%	10%	7%
LNG	0%	0%	0%	0%
H_2 FCV	1%	15%	45%	60%
BEV	1%	15%	30%	30%

TM80/95



	2020	2030	2040	2050
Diesel	95%	62%	40%	8%
CNG	4%	25%	30%	34%
LNG	0%	0%	0%	0%
H_2 FCV	0%	8%	20%	45%
BEV	1%	5%	10%	13%

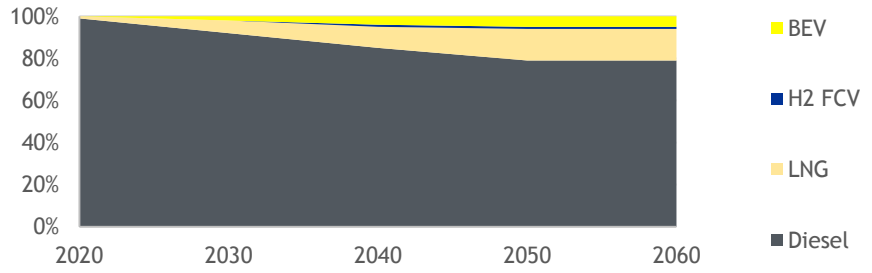
„Bottleneck“



	2020	2030	2040	2050
Diesel	98%	80%	60%	49%
CNG	2%	11%	21%	25%
LNG	0%	0%	0%	0%
H_2 FCV	0%	3%	8%	12%
BEV	0%	6%	11%	14%

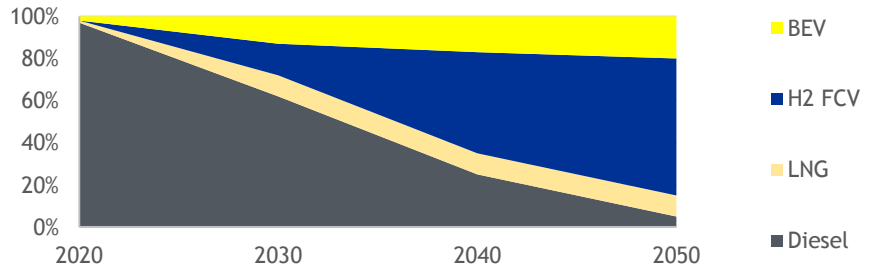
TABELLE 74: NEUZULASSUNGSRATEN IM STRAßENGÜTERVERKEHR LKW (> 12 T) BASISSZENARIO

RF



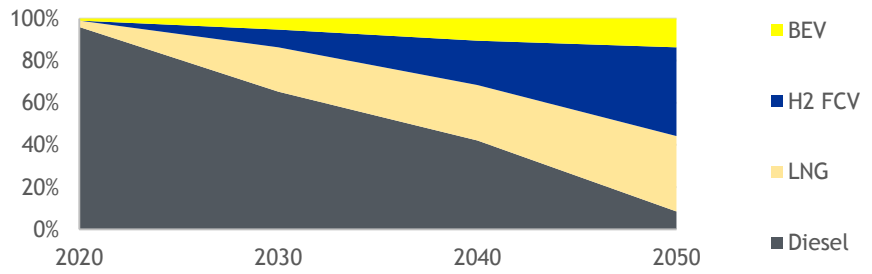
	2020	2030	2040	2050
Diesel	99%	92%	85%	79%
LNG	1%	6%	10%	15%
H_2 FCV	0%	0%	1%	1%
BEV	0%	2%	4%	5%
Diesel HOL	0%	0%	0%	0%

EL80/95



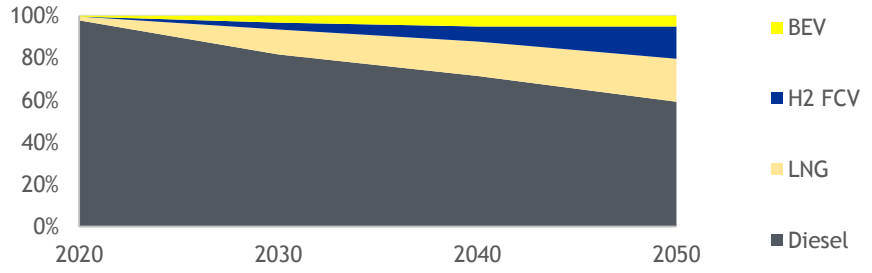
	2020	2030	2040	2050
Diesel	97%	62%	25%	5%
LNG	1%	10%	10%	10%
H_2 FCV	0%	15%	48%	65%
BEV	2%	13%	17%	20%
Diesel HOL	0%	0%	0%	0%

TM80/95



	2020	2030	2040	2050
Diesel	95%	62%	40%	8%
LNG	3%	20%	25%	34%
H_2 FCV	0%	8%	20%	40%
BEV	1%	5%	10%	13%
Diesel HOL	0%	0%	0%	0%

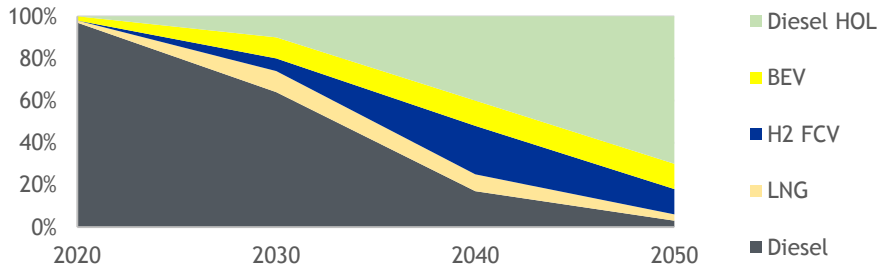
„Bottleneck“



	2020	2030	2040	2050
Diesel	97%	80%	70%	58%
LNG	2%	12%	16%	20%
H_2 FCV	0%	3%	7%	15%
BEV	0%	3%	5%	5%
Diesel HOL	0%	0%	0%	0%

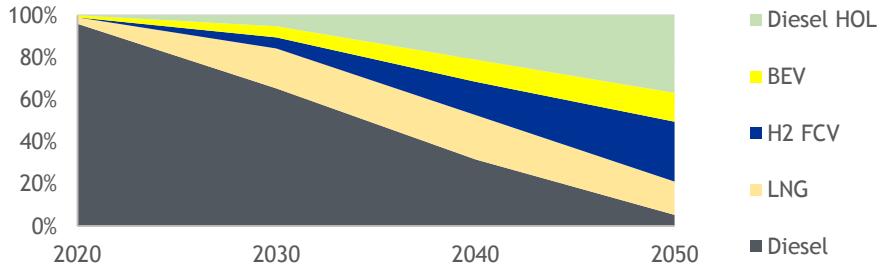
TABELLE 75: NEUZULASSUNGSRATEN IM STRAßENGÜTERVERKEHR LKW (> 12 T) SENSITIVITÄT OH-LK

EL95



	2020	2030	2040	2050
Diesel	97%	64%	17%	3%
LNG	1%	10%	8%	3%
H_2 FCV	0%	6%	23%	12%
BEV	2%	10%	12%	12%
Diesel HOL	0%	10%	40%	70%

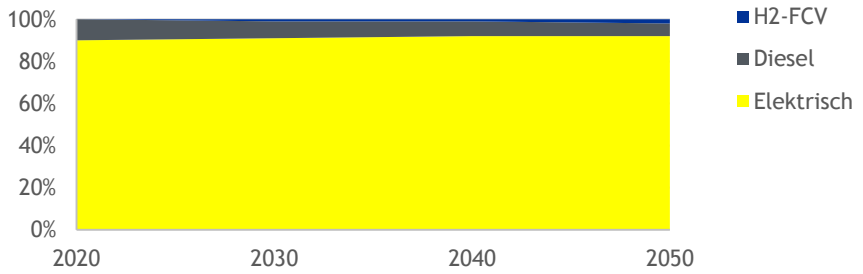
TM95



	2020	2030	2040	2050
Diesel	95%	62%	30%	5%
LNG	3%	18%	20%	15%
H_2 FCV	0%	5%	15%	27%
BEV	1%	5%	10%	13%
Diesel HOL	0%	5%	20%	35%

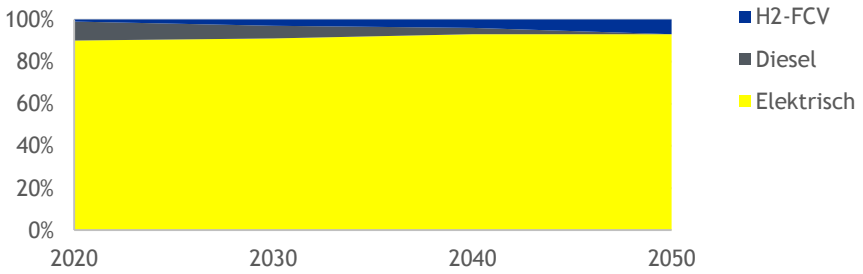
TABELLE 76: FUEL SPLIT PERSONENVERKEHR SCHIENE

RF



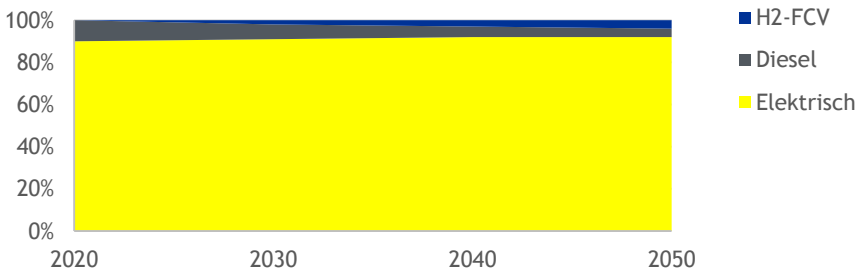
	2020	2030	2040	2050
Elektrisch	90%	91%	92%	92%
Diesel	10%	8%	7%	6%
H_2 FCV	0%	1%	1%	2%

EL80/95



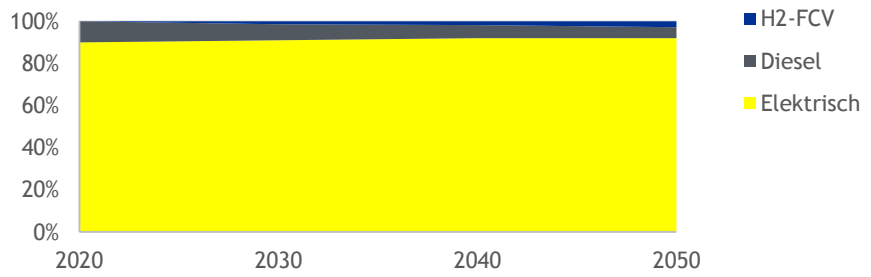
	2020	2030	2040	2050
Elektrisch	90%	91%	93%	93%
Diesel	9%	6%	3%	0%
H_2 FCV	1%	3%	4%	7%

TM80/95



	2020	2030	2040	2050

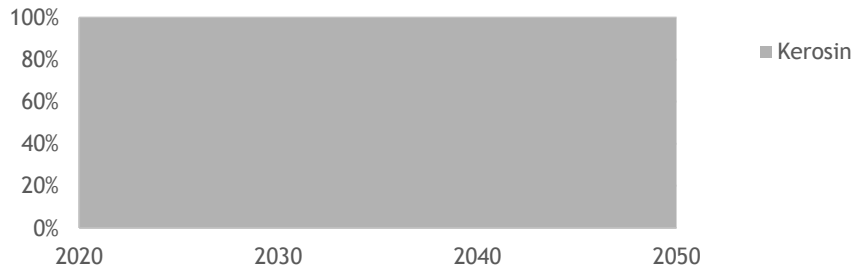
Elektrisch	90%	91%	92%	92%
Diesel	10%	7%	5%	4%
H_2 FCV	0%	2%	3%	4%
„Bottleneck“				



	2020	2030	2040	2050
Elektrisch	90%	91%	92%	92%
Diesel	10%	8%	6%	5%
H_2 FCV	0%	1%	2%	3%

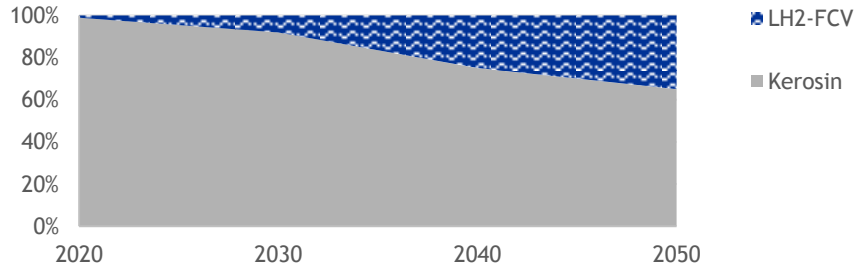
TABELLE 77: FUEL SPLIT PERSONENVERKEHR LUFTVERKEHR

RF



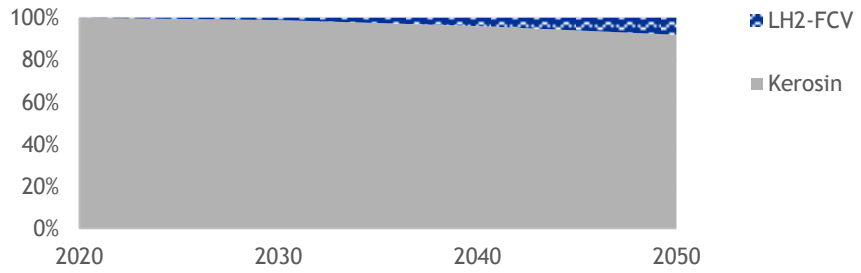
	2020	2030	2040	2050
Kerosin	100%	100%	100%	100%
LH_2-FCV	0%	0%	0%	0%

EL80/95



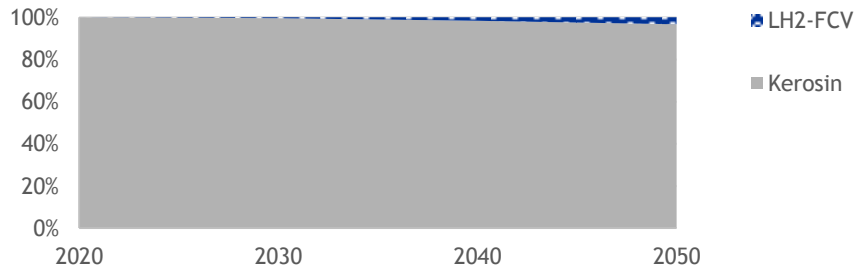
	2020	2030	2040	2050
Kerosin	99%	92%	75%	65%
LH_2-FCV	1%	8%	25%	35%

TM80/95



	2020	2030	2040	2050
Kerosin	100%	99%	96%	92%
LH_2-FCV	0%	1%	4%	8%

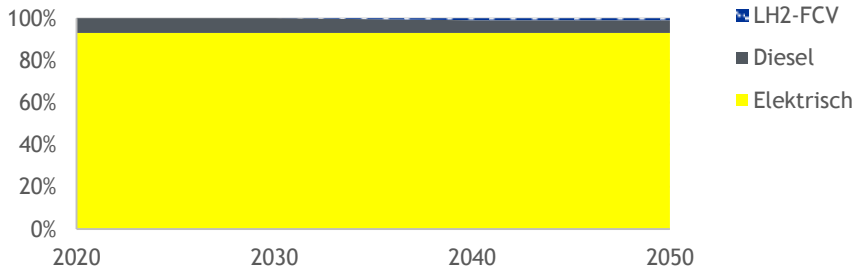
„Bottleneck“



	2020	2030	2040	2050
Kerosin	100%	100%	98%	97%
LH_2-FCV	0%	0%	2%	3%

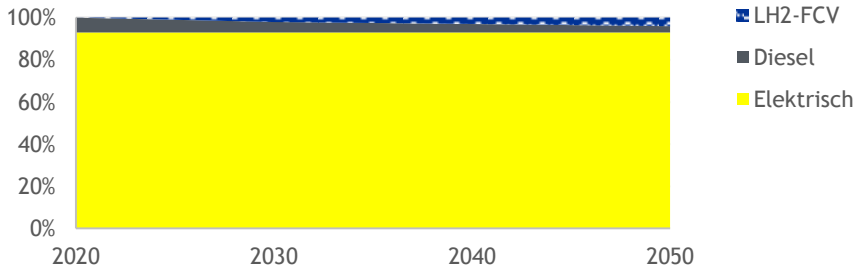
TABELLE 78: FUEL SPLIT SCHIENENGÜTERVERKEHR

RF



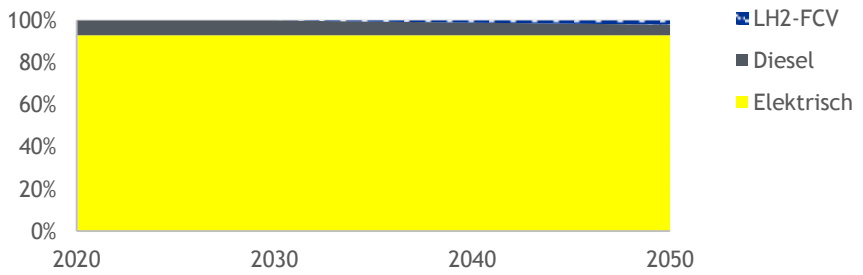
	2020	2030	2040	2050
Elektrisch	93%	93%	93%	93%
Diesel	7%	7%	6%	6%
LH_2-FCV	0%	0%	1%	1%

EL80/95



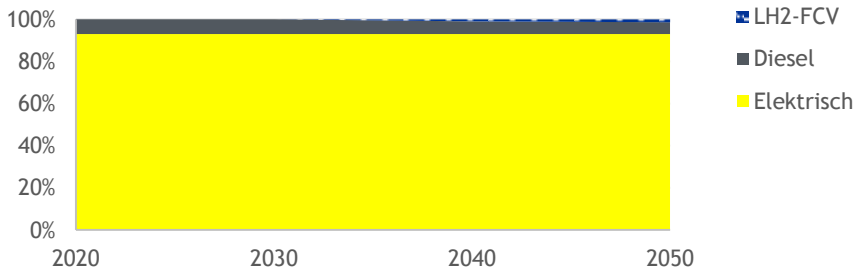
	2020	2030	2040	2050
Elektrisch	93%	93%	93%	93%
Diesel	7%	5%	4%	3%
LH_2-FCV	0%	2%	3%	4%

TM80/95



	2020	2030	2040	2050

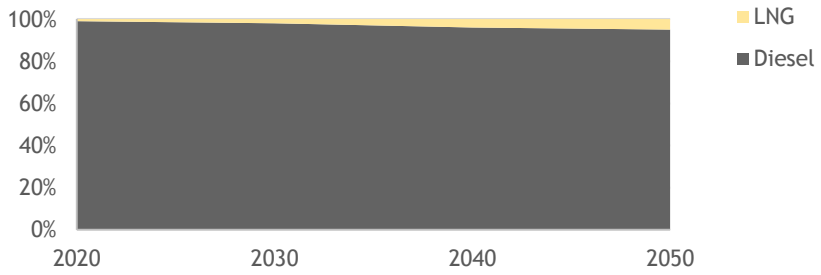
Elektrisch	93%	93%	93%	93%
Diesel	7%	7%	6%	5%
LH_2-FCV	0%	0%	1%	2%
„Bottleneck“				



	2020	2030	2040	2050
Elektrisch	93%	93%	93%	93%
Diesel	7%	7%	6%	6%
LH_2-FCV	0%	0%	1%	1%

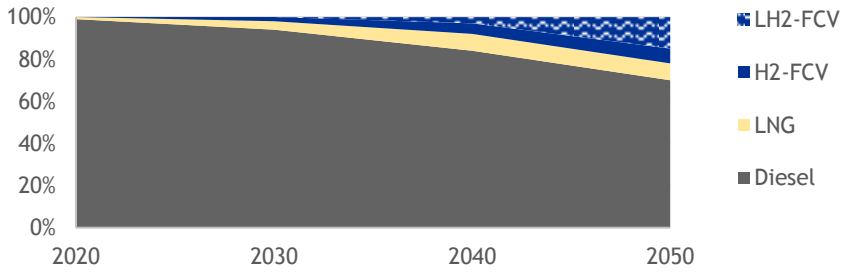
TABELLE 79: FUEL SPLIT BINNENSCHIFFGÜTERVERKEHR

RF



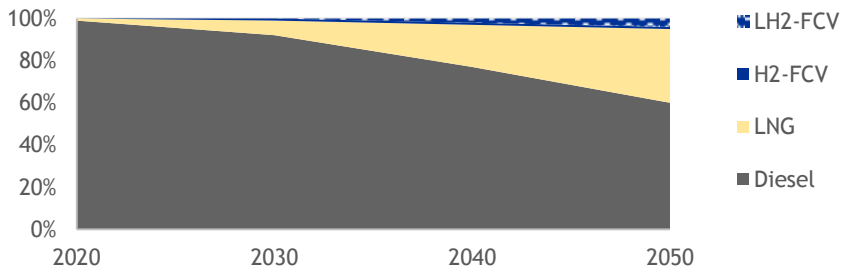
	2020	2030	2040	2050
Diesel	99%	98%	96%	95%
LNG	1%	2%	4%	5%
H_2 FCV	0%	0%	0%	0%
LH_2 FCV	0%	0%	0%	0%

EL80/95



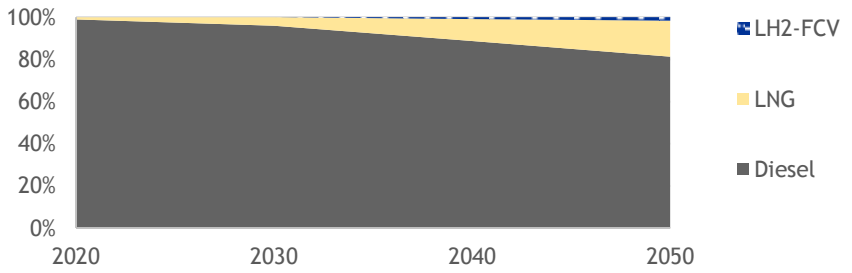
	2020	2030	2040	2050
Diesel	98%	94%	84%	70%
LNG	1%	4%	8%	8%
H_2 FCV	0%	2%	5%	7%
LH_2 FCV	0%	0%	3%	15%

TM80/95



	2020	2030	2040	2050
Diesel	99%	93%	77%	60%
LNG	1%	7%	20%	35%
H_2 FCV	0%	1%	1%	1%
LH_2 FCV	0%	0%	2%	4%

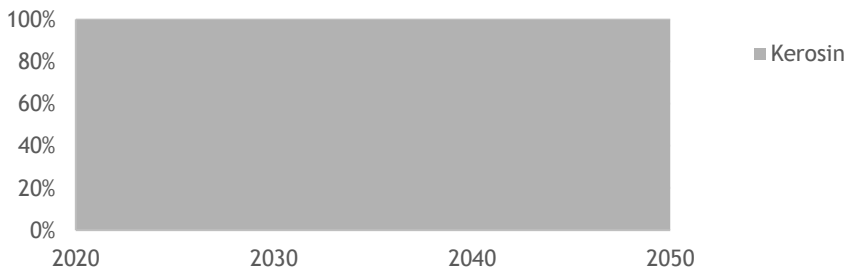
„Bottleneck“



	2020	2030	2040	2050
Diesel	99%	96%	88%	81%
LNG	1%	4%	10%	17%
H_2 FCV	0%	0%	0%	0%
LH_2 FCV	0%	0%	1%	2%

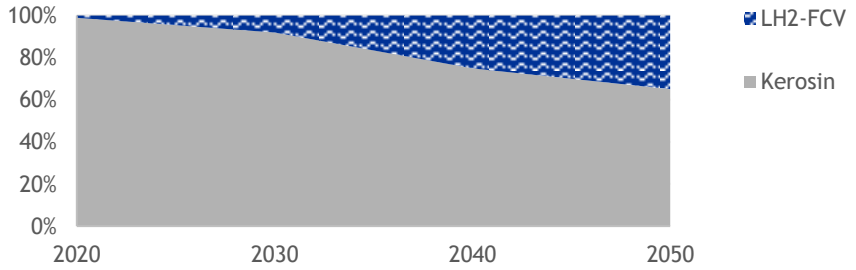
TABELLE 80: FUEL SPLIT GÜTERVERKEHR LUFT

RF



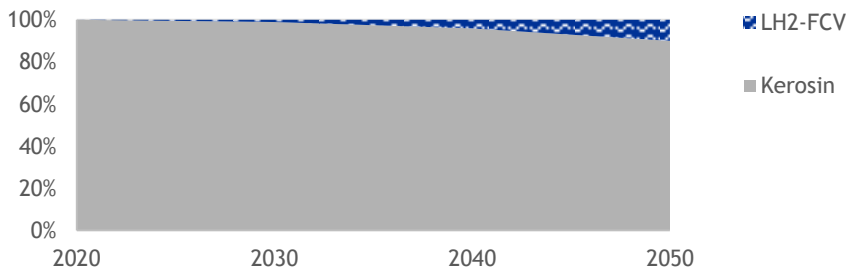
	2020	2030	2040	2050
Kerosin	100%	100%	100%	100%
LH_2 FC	0%	0%	0%	0%

EL80/95



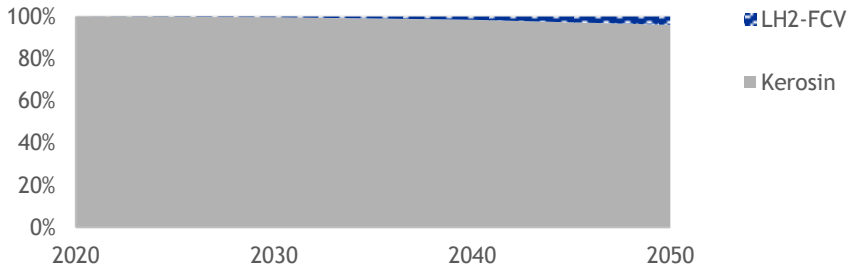
	2020	2030	2040	2050
Kerosin	99%	92%	75%	65%
LH_2 FC	1%	8%	25%	35%

TM80/95



	2020	2030	2040	2050
Kerosin	100%	99%	96%	90%
LH_2 FC	0%	1%	4%	10%

„Bottleneck“



	2020	2030	2040	2050
Kerosin	100%	100%	98%	96%
LH_2 FC	0%	0%	2%	4%

www.dena.de/Integrierte-Energiewende

dena
Deutsche Energie-Agentur