Dynamis

Kurzbericht

Dynamische und intersektorale Maßnahmenbewertung zur kosteneffizienten Dekarbonisierung des Energiesystems

Gefördert durch:

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

FfE FfE Technische Universität München

2019

Dynamis - Kurzbericht

Dynamische und intersektorale Maßnahmenbewertung zur kosteneffizienten Dekarbonisierung des Energiesystems

Herausgeber:

Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.

Am Blütenanger 71, 80995 München
+49 (0) 89 158121-0
info@ffe.de www.ffe.de

Kurzbericht zum Projekt Dynamis:

Dynamische und intersektorale Maßnahmenbewertung zur kosteneffizienten Dekarbonisierung des Energiesystems

Veröffentlicht am:

November 2019

Projektleitung:

Steffen Fattler, Jochen Conrad, Anika Regett

Bearbeiter/innen FfE:

Felix Böing, Andrej Guminski, Simon Greif, Tobias Hübner, Fabian Jetter, Timo Kern, Britta Kleinertz, Alexander Murmann, Adrian Ostermann, Dr. Christoph Pellinger, Simon Pichlmaier, Tobias Schmid

Redaktion FfE: Annette Doll

Wissenschaftlicher Leiter:
Prof. Dr.-Ing. U. Wagner

Geschäftsführer:
Prof. Dr.-Ing. W. Mauch (e.V.)

Dr.-Ing. Serafin von Roon (GmbH)

Projekt-Manager:
Dr.-Ing. Dipl.-Phys. R. Corradini

FfE-Auftragsnummer:

BMWI-37

Projektpartner:

Bayernwerk AG, BMW Group, EnBW Energie Baden-Württemberg AG, Evonik Technology & Infrastructure GmbH, EWE AG, innogy SE, Lechwerke AG, Main-Donau Netzgesellschaft mbH, Mercedes-Benz Fuel Cell GmbH, rhenag Rheinische Energie AG, Stadtwerke Rosenheim GmbH & Co. KG, Stadtwerke München Services GmbH, Uniper Kraftwerke GmbH, Vorarlberger Kraftwerke AG

Forschungsverbund mit:

Technische Universität München

Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik

Bearbeiter/innen: Thomas Zipperle und Clara Orthofer

FKZ: 03ET4037C

Gefördert durch:

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

Förderkennzeichen:

03ET4037A (FfE e. V.)

03ET4037B (FfE GmbH)

RC20190723

Inhalt

1 Kurzzusammenfassung 1

2 Motivation und Zielsetzung 3

3 Methodik und Modelllandschaft 5

3.1 Überblick über die mehrstufige Bewertungsmethodik 5

3.2 Überblick über die entwickelte Modelllandschaft 8

4 Kernaussagen und Handlungsoptionen 10

4.1 Methodik und Modellierung 10

4.2 Verkehr 11

4.3 Private Haushalte 12

4.4 Industrie 13

4.5 Gewerbe, Handel und Dienstleistungen 15

4.6 Bereitstellungssektor 15

4.7 Zusammenfassung und Kernaussagen aus dem Szenario fuEL 18

5 Weitere Informationen zum Projekt 21

6 Literatur 23

Dieses Dokument stellt eine zusammenfassende Übersicht über das Projekt Dynamis dar und beruht auf den im Hauptbericht im Detail dargestellten Methoden, Modellen, Eingangsdaten und Ergebnissen.

1 Kurzzusammenfassung

Die Reduktion von energiebedingten Treibhausgasemissionen erfolgt bisher vor allem im Bereitstellungssektor durch den Ausbau Erneuerbarer Energien. Vor dem Hintergrund langfristiger Klimaschutzziele rückt die Umsetzung von CO_2-Verminderungsmaßnahmen (kurz: „Maßnahmen“) in den Anwendungen[1] der Endenergiesektoren[2] zunehmend in den Fokus. Um geeignete Optionen zur CO_2-Verminderung durch z. B. Elektrifizierung, Energieeffizienz, CO_2-Abscheidung oder den Einsatz von Green Fuels[3] zu identifizieren und Handlungsschwerpunkte abzuleiten, ist eine Bewertung der verschiedenen Maßnahmen hinsichtlich ihres Einsparpotenzials und ihrer Kosteneffizienz notwendig. Bei dieser Bewertung gilt es die vielfältigen Wechselwirkungen der Maßnahmen in einem zunehmend gekoppelten Energiesystem zu berücksichtigen.

Im Projekt Dynamis wurden daher eine mehrstufige Bewertungsmethodik und eine Modelllandschaft entwickelt, die es ermöglichen das Einsparpotenzial und die Kosteneffizienz einzelner Maßnahmen und Maßnahmenkombinationen unter Berücksichtigung der Wechselwirkungen mit dem Energiesystem zu vergleichen. Diese Bewertungsmethodik geht über den klassischen statischen Ansatz der CO_2-Verminderungskostenkurven hinaus und berücksichtigt Effekte in den Endenergiesektoren sowie Wechselwirkungen mit dem Bereitstellungssektor. Durch den stufenweisen, dynamischen Ansatz wird ein tieferes Verständnis der Rückwirkungen einer Maßnahmenumsetzung im Energiesystem geschaffen.

Ausgehend von einer statischen Bewertung (Stufe 1) der CO_2-Verminderungskosten einzelner Maßnahmen, die als Indikator für deren Kosteneffizienz dienen, werden im Zuge der sektordynamischen Bewertung (Stufe 2) die entwickelten Sektormodelle hinzugezogen. Diese erlauben eine Erweiterung des Konzepts der statischen, technologiespezifischen Verminderungskosten um sektorspezifische Besonderheiten und Wirkzusammenhänge. Hierzu gehören Transformationsgeschwindigkeiten, Verdrängungsmechanismen und Pfadabhängigkeiten. Während sich die Transformationsgeschwindigkeiten aus dem Alter und der Nutzungsdauer der Gebäude und Technologien ergeben, findet bei den sektorspezifischen Verdrängungsmechanismen die tatsächliche Struktur von beispielsweise Fahrzeugklassen, Gebäudetypen und Industriebranchen Berücksichtigung. Neben den Auswirkungen auf die Verdrängung von Referenztechnologien, beeinflusst die Umsetzung einer Maßnahme zudem das Potenzial anderer Maßnahmen. Den Pfadabhängigkeiten wird durch die Betrachtung von kumulierten Emissionen und Kosten Rechnung getragen. Zudem wird davon ausgegangen, dass eine Maßnahme nach Nutzungsdauerende durch die gleiche Technologie ersetzt wird, wodurch sich das System langfristig verändert.

Im Rahmen der systemdynamischen Bewertung werden die Rückwirkungen einzelner Maßnahmen auf den Ausbau und den Einsatz von Anlagen im Bereitstellungssektor modelliert und in die Berechnung der CO_2-Verminderungskosten einbezogen. Gegenüber der sektordynamischen Bewertung führen Effizienzmaßnahmen in der systemdynamischen

[1] Mechanische Energie, Prozesswärme, Raumwärme, Beleuchtung, Warmwasser, Informations- und Kommunikationstechnik (IKT), Prozesskälte und Klimakälte

[2] Verkehr, Industrie, Private Haushalte und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen

[3] Als „Green Fuels“ werden in Dynamis alle festen, flüssigen und gasförmigen Brennstoffe bezeichnet, die aus Biomasse, erneuerbarem Strom oder einer Kombination beider hergestellt werden.

Bewertung zu steigenden und Elektrifizierungsmaßnahmen zu sinkenden Emissionsreduktionen. Somit müssen Letztere immer durch Strategien zur Umsetzung von CO_2-Verminderungsmaßnahmen im Bereitstellungssektor flankiert werden, damit diese ihr Dekarbonisierungspotenzial voll ausschöpfen. Die absolute Höhe und die Anteile von Photovoltaik-, Windenergieanlagen und weiteren Technologien an der Mehr- oder Minderstromerzeugung sind stark maßnahmenabhängig. So sind die Anteile von Photovoltaik- und Windenergieanlagen an der Mehrstromerzeugung für die Maßnahme batterieelektrische Leichte Nutzfahrzeuge mit 35 % am geringsten und für den Verfahrensroutenwechsel Stahl mit 91 % am höchsten. Die unterschiedlichen Anteile der Erneuerbaren Erzeugungstechnologien an der Mehr- oder Minderstromerzeugung lassen sich durch die jeweiligen Last- und Erzeugungscharakteristik erklären.

Die Ergebnisse der dynamischen Bewertung verdeutlichen, dass die Maßnahmenumsetzung in Wohngebäuden sehr träge ist. Das heißt, dass Maßnahmen, die im Jahr 2050 wirken sollen, bereits heute geplant und umgesetzt werden müssen. Dabei sollte der Fokus des Handelns auf den Gebäudebestand gerichtet werden. Im Verkehr ist die Elektrifizierung in großen Teilen der Pkw-Flotte die kostengünstigste Maßnahme, während Brennstoffzellen-Pkw oder Gasfahrzeuge komplementär eingesetzt werden sollten. Green Fuels hingegen müssen in erster Linie in den Anwendungen zum Einsatz kommen, für die keine wirtschaftlichen Alternativen existieren. Um das Ziel einer Treibhausgasreduktion im Gesamtsystem bis 2050 um 95 % (ggü. 1990) zu erreichen, ist im Industriesektor ein Maßnahmenmix aus Energieeffizienz, Elektrifizierung, Green Fuels und CO_2-Abscheidung erforderlich. Auf der Bereitstellungsseite hingegen stellt der Ausbau der Erneuerbaren Energien die entscheidende CO_2-Verminderungsmaßnahme dar, denn ohne eine massive Beschleunigung der Zubauraten innerhalb der nächsten Jahren sind erhebliche Mehrkosten zu erwarten.

Aufbauend auf der mehrstufigen, explorativen Bewertung von Maßnahmen und Maßnahmenbündeln erfolgt schließlich die Erstellung des 95 %-Szenarios „fuEL". Dieses zeichnet sich auf der Bereitstellungsseite durch eine kostenoptimale Energieträger-bereitstellung aus und berücksichtigt auf der Anwendungsseite die technologie- bzw. sektorspezifischen Randbedingungen und Restriktionen. Der Ausbau Erneuerbarer Energien stellt die wichtigste Maßnahme im Szenario fuEL dar. Zur Erreichung des Klimaziels muss die heute installierte, erneuerbare Anlagenleistung bis 2050 mehr als vervierfacht werden. Auf Seiten der Endenergiesektoren führen elektrische Nachfragetechnologien in den meisten Fällen zu den günstigsten CO_2-Verminderungskosten. Green Fuels kommen ab 2040 verstärkt in Anwendungen zum Einsatz, die nur mit erheblichem Aufwand zu elektrifizieren sind. Inländische Power-to-X-Technologien erhöhen durch die gute Speicherbarkeit von Green Fuels die verfügbare Flexibilität im Stromsystem. Der Import ist jedoch insbesondere im Bereich der flüssigen Kohlenwasserstoffe kostengünstiger. Die tatsächliche Kostenentwicklung und der damit verbundene wirtschaftliche Einsatz dieser Bereitstellungstechnologien ist aufgrund des frühen Entwicklungsstands zum aktuellen Zeitpunkt jedoch mit großen Unsicherheiten behaftet und nur bedingt abzuschätzen.

Um die für die Erreichung der Klimaziele notwendige, großflächige Umsetzung von CO_2-Verminderungsmaßnahmen in den Endenergiesektoren rechtzeitig anzureizen, ist eine zeitnahe CO_2-Bepreisung mit schnell steigenden Preissignalen notwendig. Zudem werden ergänzende Instrumente zur Beratung, Förderung und Finanzierung benötigt, um weitere Umsetzungshemmnisse wie hohe Anfangsinvestitionen zu adressieren und den zum Teil geringen Transformationsgeschwindigkeiten der Endenergiesektoren Rechnung zu tragen.

2 Motivation und Zielsetzung

Im Zuge der deutschen Energiewende erfolgt eine Umgestaltung der Energieversorgung mit den Zielen, aus der Kern- und Kohleenergie auszusteigen und die Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) zu senken. Dabei hat sich die deutsche Bundesregierung eine Reduktion der THG-Emissionen bis zum Jahr 2050 um 80 bis 95 % (gegenüber dem Basisjahr 1990) zum Ziel gesetzt /BMU-01 16/. Mit der Verabschiedung des Pariser Klimaabkommens /FCCC-01 15/ bekennt sich auch die Weltgemeinschaft zu einer deutlichen Reduktion der THG-Emissionen und verleiht den deutschen Bestrebungen zusätzliches Gewicht.

Insbesondere auf der Anwendungsseite besteht derzeit ein großer Handlungsbedarf für eine ambitioniertere Umsetzung von Maßnahmen zur Emissionsreduktion.

Gemäß /BMWI-07 19/ erfolgt die Emissionsminderung in Deutschland derzeit vor allem im Bereitstellungssektor[4], der zu einem großen Teil durch den europäischen Emissionshandel EU ETS abgedeckt wird. So wurde beispielsweise der Anteil der Erneuerbaren Energien (EE) am Bruttostromverbrauch auf 36 % im Jahr 2017 gesteigert, mit weiterem Aufwärtstrend. Auf der Anwendungsseite, das heißt in den Endenergiesektoren[5] Verkehr, Private Haushalte, Industrie und GHD (Gewerbe, Handel, Dienstleistungen), schreitet die Umsetzung von sogenannten CO_2-Verminderungsmaßnahmen hingegen langsam voran. So wird in /FFE-03 19/ aufgezeigt, dass die Emissionen für einige Anwendungen, wie bspw. die Prozesswärme in der Industrie und die mechanische Energie im Verkehrs- und Industriesektor, in den letzten Jahren stagnieren oder sogar ansteigen. Folglich ist eine zusätzliche, ambitionierte Umsetzung von Maßnahmen insbesondere in den Endenergiesektoren notwendig, um die Klimaziele zu erreichen.

Grundsätzlich stehen zur Reduktion von Emissionen im Energiesystem verschiedene CO_2-Verminderungsmaßnahmen zur Verfügung. Zu den technischen Maßnahmen zählen neben dem Einsatz von EE auch Effizienzsteigerungen, die zunehmende Elektrifizierung, der Einsatz von strom- oder biomassebasierten Gasen und Brennstoffen[6] sowie die Abscheidung von CO_2. Angesichts dieser Vielzahl an Optionen stellt sich die Frage, welche dieser Maßnahmen einen relevanten Beitrag zur Emissionsreduktion leisten können und welche besonders kosteneffizient zu einer Dekarbonisierung des Energiesystems beitragen.

Da CO_2-Verminderungsmaßnahmen mit dem sich in einem Wandel befindenden Energiesystem wechselwirken, ist eine statische Bewertung nicht mehr ausreichend.

Die Bewertung dieser Maßnahmen hinsichtlich ihres Emissionseinsparpotenzials und ihrer Kosteneffizienz hängt jedoch grundlegend von den Randbedingungen des sich in einem kontinuierlichen Wandel befindenden Energiesystems und den Wechselwirkungen mit anderen Maßnahmen und dem Bereitstellungssektor ab. So stellt eine wichtige Randbedingung für die Maßnahmenbewertung beispielsweise die Emissionsintensität der eingesetzten Energieträger dar. Hier muss sowohl berücksichtigt werden, dass diese über die Jahre variieren kann (z. B. Strom), als auch, dass die Bilanzierung von Emissionen in zukünftigen integrierten Multi-Energieträgersystemen mit einigen methodischen Herausforderungen einhergeht /FFE-70 19/. Hierzu zählen u. a. die Methodik zur Allokation der Emissionen auf die verschiedenen Energieträger, die Wahl von durchschnittlichen oder veränderungsorientierten Bilanzierungsmethoden sowie die Bilanzierung von langfristigen

[4] Der sogenannte Bereitstellungssektor stellt Endenergieträger wie z. B. Strom und Fernwärme an die Endenergiesektoren bereit.

[5] Als Endenergiesektoren werden die Sektoren bezeichnet, in denen Endenergieträger zur Bereitstellung von Nutzenergie für die verschiedenen Anwendungen eingesetzt werden.

[6] Im Folgenden werden strom- und biomassebasierte Brennstoffe als „Green Fuels" bezeichnet.

Effekten, die z. B. durch den Ausbau zusätzlicher Erzeugungskapazitäten entstehen. Zudem ist die Maßnahmenbewertung von den Wechselwirkungen der Maßnahme im Energiesystem abhängig. So verringert bspw. die Umsetzung einer Maßnahme aufgrund maximal möglicher Zubaugeschwindigkeiten von Technologien das Potenzial anderer Maßnahmen. Weiterhin beeinflusst die Umsetzung von anwendungsseitigen Maßnahmen den Anlagenausbau und -einsatz im Bereitstellungssektor, da dieser systembedingt auf die Änderung der Energieverbräuche in den Endenergiesektoren reagiert. Eine klassische „statische Bewertung" ist folglich nicht mehr ausreichend. Vielmehr stellt sich die Frage, wie das Emissionsreduktionspotenzial und die Kosteneffizienz der Maßnahmen unter Berücksichtigung der sich ändernden Rahmenbedingungen und Wechselwirkungen im System bewertet werden können.

Mit dem Ziel einer dynamischen Bewertung von CO_2-Verminderungsmaßnahmen bewegt sich das Projekt Dynamis zwischen der statischen Bewertung von Einzelmaßnahmen und der Bewertung von Gesamtszenarien.

Bisherige Studien, die sich mit der THG-Reduktion in Deutschland beschäftigen, legen ihren Fokus entweder auf die statische Bewertung von Einzelmaßnahmen wie bspw. /BDIIE-01 09/ oder die Bewertung von gesamten Szenarien mithilfe von Energiesystemmodellen wie z. B. /DENA-04 18/, /ÖKO-04 14/ und /BCG-01 18/. Dynamis bewegt sich genau dazwischen, mit dem Ziel, von der Anwendungsseite kommend einzelne Maßnahmen oder -kombinationen „dynamisch" zu bewerten. Eine dynamische Bewertung bedeutet in diesem Kontext, dass die Wechselwirkungen der Maßnahmen in den Endenergiesektoren und mit dem Bereitstellungssektor Berücksichtigung finden. Durch diesen Ansatz kann ein tieferes Verständnis für die Wirkweise einer Maßnahmenumsetzung im Gesamtsystem geschaffen und Systemeffekte in die quantitative Maßnahmenbewertung integriert werden.

Es werden Methoden und Modelle entwickelt und angewandt, um verschiedene Maßnahmen unter Berücksichtigung ihrer Wechselwirkungen im Energiesystem zu bewerten.

Ziel des Projektes Dynamis ist daher die Entwicklung von Methoden und Modellen, die es ermöglichen, einzelne Maßnahmen und Maßnahmenkombinationen unter Berücksichtigung ihrer dynamischen Wechselwirkungen im Energiesystem zu bewerten. Dabei liegt der Fokus insbesondere auf den Rückwirkungen der anwendungsseitigen Maßnahmen in den Endenergiesektoren auf den Bereitstellungssektor. Die entwickelten Methoden und Modelle werden angewandt, um Maßnahmen und Maßnahmenkombinationen hinsichtlich ihres Emissionseinsparpotenzials und ihrer Kosteneffizienz zu bewerten und darauf aufbauend einen möglichen Pfad zu einem dekarbonisierten Energiesystem aufzuzeigen.

3 Methodik und Modelllandschaft

Nachfolgend wird ein kurzer Überblick, über die im Rahmen des Projekts entwickelte Bewertungsmethodik und Modelllandschaft gegeben. Eine ausführliche Beschreibung der Bewertungsstufen und Modelle kann dem Abschlussbericht entnommen werden.

3.1 Überblick über die mehrstufige Bewertungsmethodik

Die Bewertung der Maßnahmen erfolgt hinsichtlich ihres Einsparpotenzials und ihrer Kosteneffizienz.

Während sich das Emissionsreduktionspotenzial von Maßnahmen direkt aus der jährlich eingesparten Menge an Emissionen ergibt, erfolgt die Bewertung der Kosteneffizienz der Maßnahmen mithilfe der CO_2-Verminderungskosten. Diese berechnen sich gemäß Formel (3-1) aus dem Quotienten der Mehrkosten und der Emissionseinsparung der Maßnahme gegenüber der Referenz. Somit ist neben der Auswahl der Maßnahme immer auch die Festlegung einer Referenz, mit der die Maßnahme verglichen wird, notwendig. Die Kosten lassen sich in Investitionen, fixe Betriebskosten und variable Betriebskosten unterteilen. Um die Investition in jährliche Kosten zu übersetzen, wird diese mithilfe der in /VDI-101 17/ beschriebenen Annuitätenmethode gleichmäßig über die Nutzungsdauer verteilt. Alle Kosten werden als inflationsbereinigte, nicht-diskontierte Kosten ausgewiesen und werden somit - genau wie die Emissionen - unabhängig von dem Zeitpunkt ihres Entstehens gleich behandelt.

$$VK = \frac{K_M - K_R}{E_R - E_M} = \frac{\Delta K}{\Delta E} = \frac{\Delta((K_{Inv} \times AF) + K_{O\&M} + K_{var})}{\Delta E} \quad (3\text{-}1)$$

VK in €/t CO_2	CO_2-Verminderungskosten
K in €/a	annuitätische Kosten
E in t CO_2/a	jährliche energiebedingte CO_2-Emissionen
M	Maßnahme
R	Referenz
K_{Inv} in €	Investition
AF	Annuitätenfaktor: $\frac{i \cdot (1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$
n in a	Nutzungsdauer
i	Zinssatz
K_{Inv}*AF in €/a	Annuität
$K_{O\&M}$ in €/a	fixe Betriebskosten
K_{var} in €/a	variable Betriebskosten

Die Kosteneffizienz wird mithilfe des Indikators der CO_2-Verminderungskosten bewertet.

Die Verminderungskosten stellen insofern eine Kennzahl für die Kosteneffizienz der Maßnahme dar, da sie Aufschluss darüber geben, welcher zusätzliche Geldbetrag je eingesparter Tonne CO_2 im Vergleich zur Referenz aufgewendet werden muss. Für den positiven Bereich der Verminderungskosten bedeutet dies, dass die Maßnahmen mit geringen Verminderungskosten vorzuziehen sind. Es gilt zu beachten, dass die Kennzahl für eine negative Emissionsdifferenz nicht betrachtet wird, da die Maßnahme in diesem Fall zu einer Erhöhung von Emissionen führt. Negative CO_2-Verminderungskosten können jedoch entstehen, wenn die Maßnahme geringere Kosten als die Referenz aufweist und die Kostendifferenz somit negativ wird.

Mit dem Ziel einer dynamischen Maßnahmenbewertung ergibt sich nun die Herausforderung, die Vielzahl der in Kapitel 2 beschriebenen Dynamiken in dieser Kennzahl abzubilden. Hierfür

wurde der Ansatz einer stufenweisen Erweiterung des Modellierungsraumes gewählt, der in Abbildung 3-1 schematisch dargestellt ist.

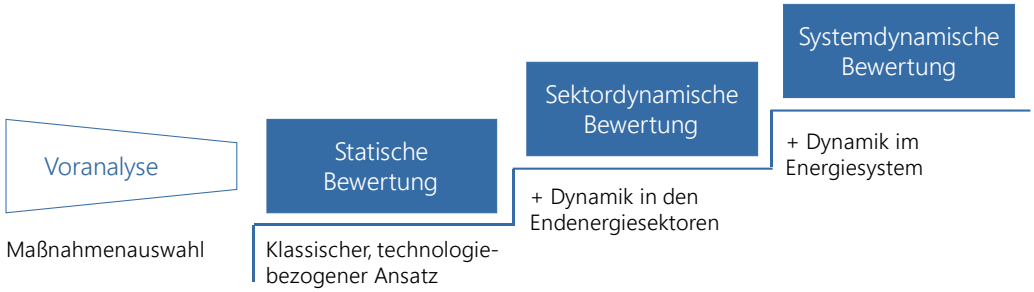

Abbildung 3-1: Dreistufige Methodik zur Maßnahmenbewertung

Zur Berücksichtigung der Wechselwirkungen von Maßnahmen in den Endenergiesektoren und im Bereitstellungssektor wurde eine dreistufige Methodik entwickelt.

Mithilfe einer Voranalyse werden zunächst die großen Stellhebel zur Emissionsreduktion identifiziert. Für die ausgewählten Maßnahmen erfolgt dann eine stufenweise Bewertung, wobei in jeder Stufe der Modellierungsraum erweitert wird und die Anzahl der berücksichtigten Wechselwirkungen steigt. Ausgangspunkt der Bewertung der CO_2-Verminderungsmaßnahmen stellt in allen Stufen das vorab mit den Modellen der Anwendungs- und Bereitstellungsseite simulierte „Startszenario" dar. Dieses geht in den Endenergiesektoren von einer konservativen Maßnahmenumsetzung in Anlehnung an /BMWI-01 14/ aus und berücksichtigt im Bereitstellungssektor die Umsetzung aktueller politischer Beschlüsse nach /ÜNB-02 18/ und /ENTSOE-01 18/. Das Startszenario spiegelt somit den aktuellen Trend einer langsamen Maßnahmenumsetzung in den Anwendungen und einer zunehmenden Dekarbonisierung des Bereitstellungssektors wider. Es stellt insgesamt ein Szenario mit geringem Ambitionsniveau dar, in welchem die Klimaziele nicht erreicht werden. Ausgehend von diesem konservativen Szenario sollen weitere Maßnahmen, die für eine Zielerreichung notwendig sind, bewertet werden.

In jeder Stufe wird der Modellierungsraum erweitert und die Anzahl der berücksichtigten Wechselwirkungen steigt.

Die Erweiterung des Modellierungsraumes in den drei Bewertungsstufen ist in Abbildung 3-2 schematisch dargestellt.

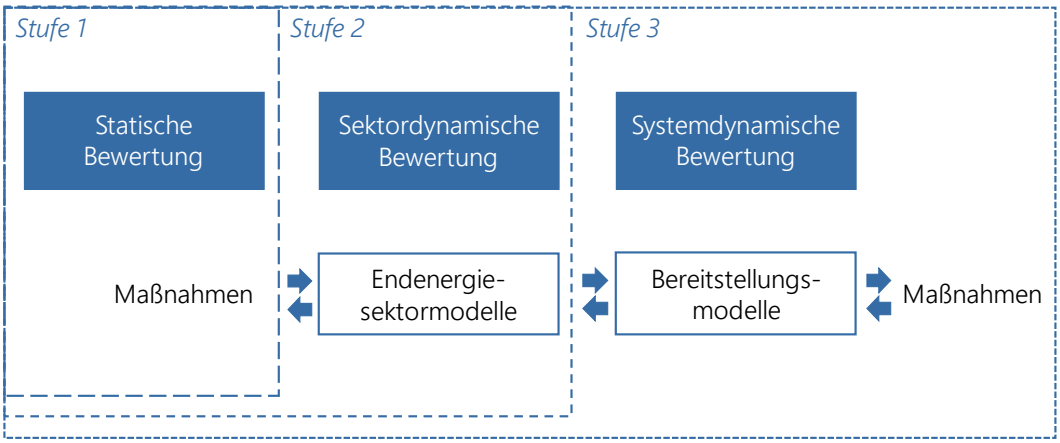

Abbildung 3-2: Schematische Darstellung der Erweiterung des Modellierungsraumes

Bei der **statischen Bewertung** erfolgt die Bewertung von Maßnahmen, indem eine Maßnahmentechnologie mit einer Referenztechnologie für ausgewählte Jahre verglichen wird. Dabei werden für die Emissionen und Kosten durchschnittliche Jahreswerte angesetzt und die Modelle der Anwendungs- und Bereitstellungsseite finden noch keine Anwendung. Im Projekt Dynamis dient die statische Bewertung unter anderem als Referenz für die darauffolgende dynamische Bewertung. Zudem werden mithilfe der statischen

Verminderungskosten wichtige sensitiver Parameter und Hemmnisse auf Seiten der umsetzenden Akteure identifiziert. Hierfür erfolgt eine Gegenüberstellung der Verminderungskosten aus der sogenannten „Systemsicht" mit der „Akteurssicht". Während erstere sich auf die Kosten auf der Erzeugungs- und Anwendungsseite fokussiert, beinhaltet letztere zusätzliche Kostenbestandteile von Energieträgern aus Sicht der Verbraucher.

In der **sektordynamischen Bewertung** hingegen werden Zeitabhängigkeiten und Verdrängungseffekte in den Endenergiesektoren in die Bewertung von Maßnahmen und Maßnahmenkombinationen miteinbezogen. Hierfür werden die vier Endenergiesektoren Verkehr, Haushalte, Industrie und GHD mithilfe detaillierter Endenergiesektormodelle (kurz: Sektormodelle) abgebildet. Die Maßnahmenbewertung erfolgt in diesem Fall durch die Gegenüberstellung des Startszenarios mit einem Maßnahmenszenario, das mit den Sektormodellen simuliert wird. Um der Volatilität von Erzeugung und Verbrauch Rechnung zu tragen, werden Emissionsfaktoren und Energieträgerpreise in hoher zeitlicher Auflösung verwendet. Die CO_2-Verminderungskosten und das Emissionseinsparpotenzial einer Maßnahme hängen jedoch nicht nur von den Rückwirkungen in den Endenergiesektoren, sondern auch von der Art der Energieträgerbereitstellung und somit der Ausgestaltung des Energiesystems ab. Denn die Reduktion oder Erhöhung der Nachfrage nach Energieträgern aus den Endenergiesektoren verändert auch den Einsatz und Ausbau der Kraftwerke und Anlagen im Bereitstellungssektor, welches wiederum zu einer Veränderung der Kosten und Emissionen führt.

In der **systemdynamischen Bewertung** wird daher der zunehmenden Sektorkopplung durch die Übergabe der zeitlich aufgelösten Nachfrage nach Strom, Fernwärme, Gas, Wasserstoff, Biomasse und synthetischen Brennstoffen an die Optimierungsmodelle der Bereitstellungsseite Rechnung getragen. Mithilfe einer langfristigen Einsatz- und Ausbauplanung und einem regionalisierten EE-Zubau können schließlich einzelne Maßnahmen sowie Maßnahmenkombinationen unter Berücksichtigung ihrer Energiesystemrückwirkungen bewertet werden. Durch die Differenzbetrachtung zwischen den beiden Simulationsläufen des Startszenarios und eines Maßnahmenszenarios können große Laständerungen und langfristige Effekte in der Emissions- und Kostenbilanzierung von Energieträgern berücksichtigt werden.

Die Erkenntnisse aus der dreistufigen Bewertung werden abschließend in einem mehrstufigen Prozess in dem sektorübergreifenden Klimaschutzszenario fuEL zusammengeführt.

Durch die stufenweise Erweiterung des Modellierungsraumes, und somit die zunehmende Berücksichtigung von Systemeffekten, wird die Komplexität kontinuierlich erhöht. Die entwickelte mehrstufige Methodik ermöglicht ein besseres Verständnis der Wirkzusammenhänge. Hierdurch liefert sie die Grundlage für eine Einordnung klassischer statischer Bewertungsergebnisse sowie ein tieferes Verständnis der Zusammenhänge in bestehenden Szenarienstudien. Durch die Einführung der Zwischenstufe der sektordynamischen Bewertung lassen sich die Dynamiken in den Endenergiesektoren losgelöst von den komplexen Wirkzusammenhängen im Bereitstellungssektor besser verstehen.

Der entwickelte Ansatz ermöglich eine Einordnung statischer Bewertungsergebnisse und ein tieferes Verständnis der Zusammenhänge in Szenarienstudien.

Im Rahmen des Projekts Dynamis erfolgt die Bewertung für die Umsetzung von Maßnahmen in Deutschland für den Zeitraum von 2020 bis 2050. Dabei werden nur die energiebedingten CO_2-Emissionen aus der Verbrennung von Energieträgern berücksichtigt, welche mit 79 % jedoch einen Großteil der gesamten THG-Emissionen in Deutschland im Jahr 2018 ausmachen /UNF-01 19/. Der Fokus der dynamischen Bewertung liegt auf der Erzeugung und Anwendung

Es werden Maßnahmen in Deutschland von 2020 bis 2050 hinsichtlich energiebedingter CO_2-Emissionen sowie Kosten auf der Erzeugungs- und Anwendungsseite bewertet.

der Energieträger, das heißt, es werden die Kosten bis zum Anschluss der Anwendung an das öffentliche Netz sowie die Kosten für die Erzeugung der Energieträger berücksichtigt. Der Transport und die Verteilung der Energieträger hingegen werden mithilfe der statischen Bewertung und eines Exkurses eingeordnet.

3.2 Überblick über die entwickelte Modelllandschaft

Um den Anforderungen der vorgestellten dynamischen Bewertungsmethoden gerecht zu werden, bedarf es einer Integration und Verknüpfung der Modelle FREM, ISAaR und MInGa, die den Bereitstellungssektor abbilden, sowie der Modelle der Endenergiesektoren. Neben der Abbildung von sektorübergreifenden Wechselwirkungen zwischen den CO_2-Verminderungsmaßnahmen soll insbesondere auch eine einfache Aktualisierbarkeit der Eingangsdaten und eine kontinuierliche Bewertung ermöglicht werden.

Abbildung 3-3 gibt einen Überblick über die Modelllandschaft und das Zusammenspiel der Modelle am Beispiel der Berechnung der systemdynamischen Verminderungskosten. Die als Dreiecke dargestellten Pfeile entsprechen dabei einem Informationsfluss.

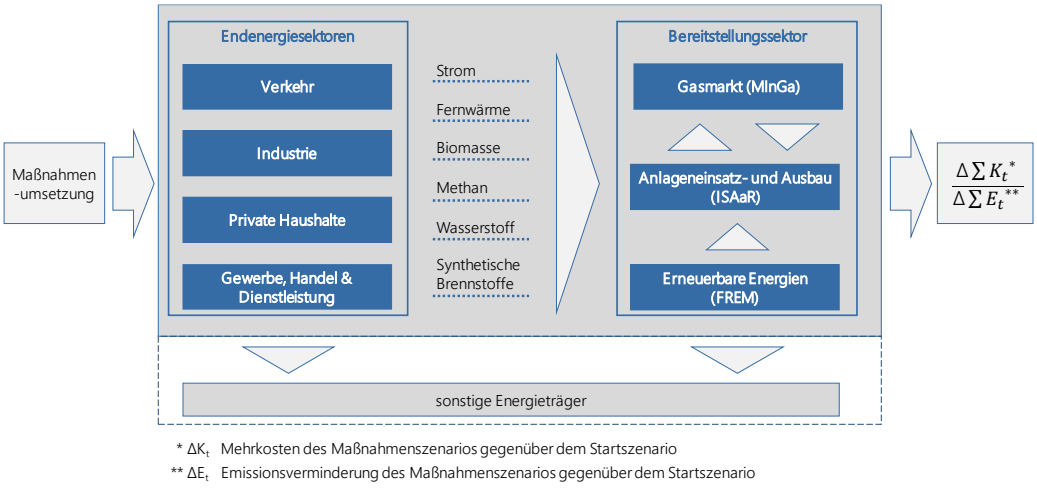

Abbildung 3-3: Überblick über die Dynamis Modelllandschaft

Die Vorgabe eines Maßnahmenszenarios über Investitionsbudgets und Zeiträume dient den Modellen als Input zur Maßnahmenumsetzung. Die Sektormodelle berechnen daraufhin Kosten, Emissionen und Lastgänge für das definierte Szenario. Diese sogenannten „Stock-and-Flow-Sektormodelle" bilden den jährlichen Bestand (Stock) sowie den Rückbau und Zubau (Flow) der Technologien und Gebäude jedes Sektors ab. Unter Berücksichtigung einer definierten Verdrängungslogik und weiterer funktionaler Zusammenhänge werden der neue Sektorzustand und die resultierenden Endenergielastgänge modelliert.

Diese sektor- und energieträgerspezifischen Lastgänge werden von dem Energiesystemmodell ISAaR durch den Einsatz der verfügbaren Anlagen und den Ausbau neuer Anlagen im Bereitstellungssektor kostenoptimal gedeckt. Das Modell basiert auf einer linearen Optimierung und berücksichtigt für die Stromerzeugung neben den deutschen auch die Entwicklungen im europäischen Ausland. Erweitert wird die Modelllandschaft an dieser Stelle durch das Gasmarktmodell MInGa, welches ebenfalls als lineares Optimierungsmodell die Gesamtkosten der Gasbereitstellung minimiert. ISAaR übergibt MInGa europaweite Gasverbräuche. Darauf aufbauend analysiert MiNGa die Auslastung der Infrastruktur des Gasmarkts und gibt Signale, wie sich der Gaspreis gegenüber dem Startszenario ändert, an ISAaR zurück. Darüber hinaus stehen ISAaR sogenannte Zubauoptionen von Erneuerbaren

Energien zur Verfügung, die zur kostenoptimalen Lastdeckung eines zusätzlichen Strombedarfs herangezogen werden können. Das FfE-Regionenmodell FREM liefert dazu die Erzeugungsgänge und Kosten von EE-Anlagen in Abhängigkeit von der zugebauten Leistung. Gebäude- und Freiflächenphotovoltaik-Anlagen werden dabei mittels eigener Zubaumodelle abgebildet.

Durch das beschriebene Zusammenspiel der Modelle können die Rückwirkungen von Maßnahmen in den Endenergiesektoren auf den Bereitstellungssektor dynamisch untersucht werden. Die CO_2-Verminderungskosten dieser dynamischen Maßnahmenbewertung werden abschließend aus der Differenz der Gesamtkosten und -emissionen der berechneten Szenarien mit und ohne Maßnahmenumsetzung bestimmt. Die Gesamtkosten und -emissionen werden dabei über den Betrachtungszeitraum von 2020 bis 2050 kumuliert.

4 Kernaussagen und Handlungsoptionen

Im Folgenden werden die im Projekt Dynamis generierten Bewertungsergebnisse, die im Abschlussbericht ausführlich beschrieben werden, in Form von Kernaussagen zusammengefasst. Dabei werden zunächst die Erkenntnisse aus Methodikentwicklung und Modellierung erläutert und anschließend die zentralen Aussagen zu jedem der betrachteten Sektoren und dem Szenario fuEL vorgestellt.

4.1 Methodik und Modellierung

Durch die im Projekt entwickelte explorative und mehrstufige Bewertungsmethodik wird ein tieferes Verständnis der Rückwirkungen der Maßnahmenumsetzung im Energiesystem geschaffen.

Der im Projekt entwickelte explorative Ansatz und die mehrstufige Bewertungsmethodik ermöglichen ein tieferes Verständnis der Wirkweise einzelner Maßnahmen und -kombinationen im Energiesystem. Mit jeder Stufe wird die Komplexität durch die Erweiterung des Bilanzraums sukzessive erhöht. So werden auf Basis der Voranalyse zunächst die wichtigsten Maßnahmen identifiziert und gebündelt, um die Komplexität der anschließenden Bewertung des Emissionseinsparpotenzials und der CO_2-Verminderungskosten zu reduzieren. Die *statische* Bewertung gibt Aufschluss über die Sensitivität verschiedener Parameter wie beispielsweise der gewählten Referenztechnologie oder des gewählten Jahres auf die CO_2-Verminderungskosten. In der *sektordynamischen* Bewertung werden darüber hinaus zeitliche Abhängigkeiten und die Verdrängungsmechanismen der verschiedenen Endenergiesektoren berücksichtigt. Die darauffolgende *systemdynamische* Bewertung ermöglicht die Quantifizierung der Rückwirkungen einzelner Maßnahmen auf den Ausbau und den Einsatz von Anlagen im Bereitstellungssektor. Die Referenz der Bewertung stellt dabei jeweils das Startszenario dar. Die Optimierung des Bereitstellungssektors in einem Szenario mit maximaler Umsetzung von Elektrifizierungsmaßnahmen gibt Aufschluss darüber, durch welche weiteren Maßnahmen sich der Flexibilitätsbedarf reduzieren lässt. Durch die Gegenüberstellung mit einem Technologiemix-Szenario können darüber hinaus die Vorteile einer diversifizierten Maßnahmenumsetzung quantifiziert werden. Die Erkenntnisse all dieser Bewertungsschritte fließen schließlich in die Erstellung eines sektorübergreifenden, konsistenten Klimaschutzszenarios fuEL ein. Dieser mehrstufige, explorative Ansatz ermöglicht somit die Erstellung eines auf der Bereitstellungsseite kostenoptimalen Klimapfades unter Berücksichtigung der technologie- und sektorspezifischen Randbedingungen und Besonderheiten.

Mittels detaillierter Modelle finden die Besonderheiten der verschiedenen Sektoren (z. B. Transformationsgeschwindigkeiten) Eingang in die Bewertung.

Die verschiedenen Sektoren werden mithilfe einzelner Modelle detailliert abgebildet und in einer Modelllandschaft mit einheitlichen Schnittstellen zusammengeführt. Die Modelle berücksichtigen sektorspezifische Besonderheiten und Mechanismen, welche für die Bewertung der Kosteneffizienz und Emissionswirkung einer Maßnahme wichtig sind. Hierzu gehören Transformationsgeschwindigkeiten, Verdrängungsmechanismen und Pfadabhängigkeiten. Transformationsgeschwindigkeiten ergeben sich aus dem Alter und der

Nutzungsdauer der Gebäude und Technologien. Die sektorspezifischen Verdrängungsmechanismen berücksichtigen das tatsächliche Mengengerüst an Fahrzeugklassen, Gebäudetypen, Industriebranchen etc.. Außerdem reduziert die Umsetzung einer Maßnahme das Potenzial anderer Maßnahmen. Den Pfadabhängigkeiten wird durch Betrachtung von kumulierten Emissionen und Kosten Rechnung getragen. Wird eine Maßnahme umgesetzt, so wird zudem davon ausgegangen, dass diese nach Nutzungsdauerende durch die gleiche ersetzt wird und sich das System somit langfristig verändert.

Die anwendungsorientierte Emissionsbilanz verdeutlicht die Relevanz der Anwendungen und stellt damit eine geeignete Grundlage für die Maßnahmenidentifikation und die Potenzialanalyse dar.

Da aktuell ein besonderer Handlungsbedarf zur Emissionsreduktion in den Endenergiesektoren Verkehr, Private Haushalte, Industrie und GHD besteht, wird mit der anwendungsorientierten Emissionsbilanz ein Ansatz gewählt, der den möglichen Beitrag der Anwendungen[7] zur Emissionsreduktion beurteilt. Dabei werden die Emissionen des Bereitstellungssektors verursachergerecht auf die Anwendungen in den Endenergiesektoren alloziert. Durch die detaillierte Abbildung von Verminderungsmaßnahmen und die dynamische Kopplung der Sektormodelle mit dem Bereitstellungssektor können die Systemeffekte einer Umsetzung von Maßnahmen in den Anwendungen bewertet werden.

4.2 Verkehr

Die Elektrifizierung ist in großen Teilen der Pkw-Flotte die kostengünstigste Maßnahme – Brennstoffzellen-Pkw oder Gasfahrzeuge sollten komplementär eingesetzt werden.

Die kosteneffizienteste Reduktion der Emissionen im Pkw-Bereich wird mit einem Technologiemix erreicht. Je nach Fahrzeugklasse und notwendiger Reichweite/Batteriegröße haben Batteriefahrzeuge Vor- und Nachteile. So ist es wichtig, die Batteriegröße dem Einsatzzweck des Fahrzeugs anzupassen und eine kostspielige und ökologisch unnötige Überdimensionierung zu vermeiden. Ergänzend dazu sind Brennstoffzellenfahrzeuge in Kleinwägen und in Fahrzeugen, die besonders große Reichweiten benötigen, einzusetzen. Sollten Brennstoffzellenfahrzeuge zu keiner Zeit in ausreichender Zahl im Markt zur Verfügung stehen, können alternativ Gasfahrzeuge eingesetzt werden.

Die Elektrifizierung Leichter Nutzfahrzeuge erschließt sehr schnell ein großes Potenzial zur Verminderung von CO_2-Emissionen.

Leichte Nutzfahrzeuge im Lieferverkehr fahren tägliche, gut planbare Strecken bei denen größtenteils geringere Reichweiten nötig sind. Zudem stellt die im Vergleich zur Pkw-Flotte geringe Anzahl von Akteuren eine sehr gute Grundlage für eine breite Elektrifizierung der Flotte. Die hohe Auslastung der Fahrzeuge bei gleichzeitig verhältnismäßig geringen Technologiekosten ermöglicht hohe Emissionseinsparungen bei negativen CO_2-Verminderungskosten in diesem wachsenden Sektor.

[7] Mechanische Energie, Prozesswärme, Raumwärme, Beleuchtung, Warmwasser, IKT, Prozesskälte und Klimakälte

Es bestehen große erschließbare Potenziale im Bereich der Sattelzugmaschinen durch alternative Antriebe.

Rund ein Drittel der Emissionen im Straßenverkehr entstehen durch den Güterverkehr. Durch die höheren spezifischen Verbräuche und großen Jahresfahrleistungen können in diesem Bereich mit vergleichsweise geringen Investitionen große Emissionsminderungspotenziale erschlossen werden. Wenngleich große Infrastrukturinvestitionen getätigt werden müssen, stellen Oberleitungs-Lkw im Vergleich zu batterieelektrischen Sattelzugmaschinen mit sehr großen Batterien die günstigere Alternative dar und sollten entsprechend gefördert werden. Neben diesen Kosten stehen Varianten mit großem Infrastrukturausbau grundsätzlich vor Akzeptanzproblemen, welche die zugrunde gelegte Umsetzungsgeschwindigkeit reduzieren können.

Schnelle Transformationsgeschwindigkeiten des Sektors ermöglichen ein Erreichen kurzfristiger Emissionsziele.

Die kurzen Lebensdauern von Straßenfahrzeugen gewähren schnelle Transformationsgeschwindigkeiten im Verkehrssektor. Somit können neue Technologien sehr schnell in die Flotte eingebracht werden und zum Erreichen von Emissionsminderungszielen beitragen. Auch hier gilt es jedoch zusätzlich den notwendigen Infrastrukturausbau bei der Umsetzung zu berücksichtigen.

Green Fuels müssen in erster Linie dort eingesetzt werden, wo keine Alternativen existieren.

Auch in der Zukunft wird es insbesondere im Flug- und Schiffsverkehr aber auch im Straßenverkehr Bereiche geben, in denen kohlenstoffhaltige Kraftstoffe zum Einsatz kommen. Denn in diesen Bereichen existieren keine (wirtschaftlichen) Alternativen. Mit dem Ziel einer vollständigen und kosteneffizienten Defossilisierung sollte der Einsatz von Green Fuels daher zunächst diesen Bereichen vorbehalten werden.

4.3 Private Haushalte

Maßnahmen, die im Jahr 2050 wirken sollen, müssen heute geplant und umgesetzt werden. Der Fokus des Handelns sollte auf den Gebäudebestand gerichtet werden.

Der Sektor der Privaten Haushalte zeichnet sich durch eine niedrige Transformationsgeschwindigkeit aus. Diese betrifft sowohl die Gebäude als auch die Technologien zur Wärmeerzeugung. Für den Neubau und die energetische Sanierung von Gebäuden sind bereits hohe energetische Anforderungen zu erfüllen, weshalb der Bestand an alten Gebäuden auch in Zukunft den Großteil des Nutzenergiebedarfs ausmachen wird. Im Jahr 2050 verursachen Gebäude, die vor 1995 errichtet wurden, noch immer 81 % des Wärmebedarfs. Durch die langen Nutzungsdauern der Wärmeerzeuger bleiben, selbst bei vollständiger Verdrängung des Bruttozubaus ab dem Jahr 2021, bis zum Jahr 2050 Restbestände an Öl- und Gaskesseln vorhanden. Der Fokus des Handelns sollte deshalb auf den Gebäudebestand gerichtet werden.

Efficiency First ist (k)eine Lösung!

Der Anreiz für einen verstärkten Ausbau von Wärmepumpen sollte aus Sicht des Regulators nicht erst nach einer umfassenden Gebäudesanierung erfolgen, da dies zu höheren CO_2-Verminderungskosten und einer geringeren kumulierten Emissionsminderung führt. Dem Nutzen eines prioritären Förderprogramms für Gebäudesanierung („Efficiency First“) steht das

Risiko eines geringeren Ausbaus der Wärmepumpen gegenüber. Aus Sicht des Entscheidungsträgers eines Gebäudes gilt jedoch weiterhin, dass wenn beide Maßnahmen (Sanierung und Wärmepumpe) geplant sind, die Wärmepumpe immer auf die Heizlast nach der Sanierung ausgelegt werden sollte.

Die Wärmewende ist mit hohen Mehrinvestitionen verbunden.

Es zeigt sich, dass elektrische Wärmepumpen zu den günstigsten CO_2-Verminderungsmaßnahmen der Privaten Haushalte gehören, diese im Vergleich zu Maßnahmen in anderen Sektoren aber höhere Mehrinvestitionen aufweisen. Anders als beispielsweise im Sektor Verkehr sind in Privaten Haushalten keine nennenswerten Kostendegressionen der Maßnahmen zu erwarten. Für die Umsetzung der Wärmewende müssen deshalb Lösungen gefunden werden, die hohen Mehrinvestitionen zu stemmen und die Verteilung der Kosten zu klären.

Der verstärkte Ausbau von Luftwärmepumpen führt zu hohen Lastspitzen und großem Speicherbedarf, wenn diese nicht durch eine Vielzahl an Maßnahmen reduziert werden.

Niedrige Außenlufttemperaturen führen im Winter zu geringen Leistungszahlen von Luftwärmepumpen. Da diese zeitlich mit einem hohen Wärmebedarf korrelieren, tragen Luftwärmepumpen im Falle eines verstärkten Ausbaus in hohem Maße zur Spitzenlast im Stromnetz bei. Zur Bereitstellung der Spitzenlast sind große Speicherkapazitäten erforderlich. Der Speicherbedarf lässt sich bei gleichbleibender Durchdringung elektrischer Heizsysteme durch eine Vielzahl an Maßnahmen reduzieren. Zu diesen zählen beispielsweise höhere Anteile von Erdwärmepumpen, steuerbare Thermostate, Wärmerückgewinnung und Lastflexibilisierung.

4.4 Industrie

Keine Industriewende ohne enge Zusammenarbeit zwischen Industrie, Wissenschaft und Politik

Die Modellierung praxisnaher industrieller Transformationspfade ist ohne die enge Zusammenarbeit zwischen Wissenschaft und Industrievertretern nicht darstellbar. Grund hierfür ist die Vielfalt und Komplexität industrieller Produktionsprozesse. Dies hat u. a. zur Folge, dass die öffentlich verfügbare Datengrundlage, die zur Berechnung industrieller Transformationspfade benötigt wird, lückenhaft und mit großen Unsicherheiten behaftet ist. Die Validierung der Eingangsdaten durch Prozessexperten ist folglich Grundvoraussetzung für die Ableitung belastbarer Transformationspfade. Aufgrund der hohen Bedeutung des Industriesektors für die Bruttowertschöpfung ist die Umsetzung tiefgreifender und teilweise investitionsintensiver Verminderungsmaßnahmen mit einem hohen Risiko behaftet. Die Modellierung im Projekt Dynamis zeigt, dass die Industrie einen grundlegenden strukturellen Wandel durchlaufen muss, damit die Klimaziele erreicht werden können. Hierzu müssen Maßnahmen umgesetzt werden, die Prozessabläufe verändern, die teilweise über ein Jahrhundert verfeinert und optimiert wurden. Dies kann nur dann erfolgreich durchgeführt werden, wenn Wissenschaft, Politik und Industrie gemeinsam Lösungen erarbeiten, welche die globale Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Industrie erhalten.

Die Transformationsgeschwindigkeit des Industriesektors ist aufgrund hoher Anlagenlebensdauern, Anfangsinvestitionen und Gewinnerwartungen grundsätzlich langsam.

Die Transformationsgeschwindigkeit des Industriesektors, insbesondere der Grundstoffindustrie, ist aufgrund langer Lebensdauern und hoher Anfangsinvestitionen in vielen Fällen sehr langsam. Die Ergebnisse der Modellierung zeigen, dass spätestens ab dem Jahr 2025 mit der Umsetzung tiefgreifender Verminderungsmaßnahmen begonnen werden muss, um eine Treibhausgasverminderung von 95 % im Jahr 2050 ggü. 1990 zu ermöglichen. Dem liegt die Annahme zugrunde, dass Anlagen erst dann angepasst oder ausgewechselt werden, sobald diese ihr Lebensdauerende erreicht haben. Wenngleich dies der wirtschaftlich günstigste Zeitpunkt für eine Neuinvestition ist, hat die Vergangenheit gezeigt, dass der Industriesektor schneller auf wirtschaftliche Anreize reagiert als jeder andere Sektor. Grundsätzlich ist eine Beschleunigung der Transformationsgeschwindigkeit durch wirtschaftliche Anreize also möglich.

95 % Treibhausgasverminderung im Gesamtsystem erfordert eine Kombination aus Energieeffizienz, Elektrifizierung, dem Einsatz von Green Fuels und der Abscheidung von CO_2.

Der Transformationspfad des Industriesektors im Projekt Dynamis zeigt, dass die Erreichung der klimapolitischen Ziele im Industriesektor nur dann möglich ist, wenn ein Maßnahmenmix eingesetzt wird. Die Reduktion des Endenergieverbrauchs durch die Umsetzung von Energieeffizienzmaßnahmen ist nicht ausreichend, um die erforderliche Treibhausgasreduktion zu erzielen. Auch die Elektrifizierung industrieller Prozesswärme und der Verfahrensroutenwechsel hin zu strombasierten Produktionsprozessen führt die erforderliche Emissionsreduktion noch nicht vollständig herbei. Um die Klimaziele zu erreichen, muss letztlich - aufbauend auf der Umsetzung klassischer Effizienzmaßnahmen und der Elektrifizierung industrieller Prozesswärme - ein Teil der industriellen Emissionen durch den Einsatz synthetischer Brennstoffe (z. T. verbunden mit Prozessanpassungen) und CO_2-Abscheidung reduziert werden.

Die Verminderung von Treibhausgasemissionen infolge erhöhter Energieeffizienz verliert im Zuge des abnehmenden Stromemissionsfaktors zunehmend an Bedeutung. Effizienzmaßnahmen sind in einem konsistenten Industrieszenario dennoch essenziell, um den Ausbaubedarf von EE-Erzeugungsanlagen im Bereitstellungssektor zu verringern.

Trotz des geringen Beitrags zur THG-Verminderung im Jahr 2050, nehmen Energieeffizienzmaßnahmen in einem konsistenten Industrieszenario eine wichtige Rolle ein. Hohe Kosten Erneuerbarer Energieerzeugung im Bereitstellungssektor führen oftmals dazu, dass die Energieeffizienz die sektorenübergreifend günstigere CO_2-Verminderungsmaßnahme ist. Viele Energieeffizienzmaßnahmen in der Industrie weisen bereits jetzt negative Verminderungskosten auf. Die praktische Umsetzung der Effizienzmaßnahmen scheitert derzeit oft nur an zu langen Amortisationszeiten im Vergleich zu anderen potenziellen industriellen Investitionen. Die gesellschaftliche und politische Begrenzung von Flächenpotenzialen zur Erzeugung erneuerbarer Energien im europäischen Verbund vermindert zudem die Möglichkeit zur Bereitstellung erneuerbaren Stroms. Energieeffizienz bildet also auch langfristig einen wesentlichen Teil des Lösungsraums der industriellen Energiewende.

4.5 Gewerbe, Handel und Dienstleistungen

Energieeffizienz

Eine weitere Steigerung der Energieeffizienz für alle Anwendungen Erneuerbarer und konventioneller Energien ist im Sektor GHD für die Erreichung der Klimaziele der Bundesregierung bis zum Jahr 2050 von sehr hoher Bedeutung. Dabei spielen im Gebäudebereich besonders Maßnahmen zur Reduktion des Raumwärmeverbrauchs sowie z.B. die energetische Modernisierung, aber auch die Umstellung auf moderner Technologien zur Wärme- und Kältebereitstellung eine Rolle. Zur Erreichung der ambitionierten sektoralen Dekarbonisierungsziele, müssen neben den technologischen Herausforderungen zukünftig Effizienzpotenziale kritisch evaluiert und auch nicht-technische Umsetzungshemmnisse verstärkt erforscht werden.

Elektrifizierung

Die Elektrifizierung unterstützt die Integration der Erneuerbaren Energien in das Energiesystem und wird mit deren Ausbau in Kombination mit Flexibilitätsoptionen, auch im Sektor GHD, weiter an Bedeutung gewinnen. Die energieeffiziente Wärmeerzeugung in Form von Power-to-Heat-Anwendungen, wie z. B. der Wärmepumpe, ermöglichen es dem Sektor GHD fossile Energieträger zu substituieren. Bei der Elektrifizierung stellt die derzeitige Kostenstruktur zwischen den fossilen und elektrischen Energieträgern, wie z. B. in der Wärmebereitstellung, das größte Hemmnis dar. Dies könnte mit gezielten umfassenden Förderprogrammen für den GHD-Sektor adressiert werden.

Brenn- und Kraftstoffsubstitution

Die Substitution fossiler Brennstoffe durch alternative Energieträger stellt im Sektor GHD eine wichtige Möglichkeit zur Reduktion von Treibhausgasemissionen dar. Dabei spielen biomassebasierte Kraftstoffe vor allem eine Rolle im Bereich der Landwirtschaft. Zudem sollten auch synthetische Kraftstoffe aus Erneuerbaren Energien weiterentwickelt werden und die Potenziale im GHD-Sektor weiter erforscht werden.

Auch der Sektor GHD zeigt eine geringe Transformationsgeschwindigkeit in Bezug auf die Wärmebereitstellung.

Für die Reduktion der energiebedingten CO_2-Emissionen im Sektor GHD muss der Fokus der Maßnahmen auf der Dekarbonisierung der Wärmebereitstellung liegen. Um die Klimaschutzziele trotz der langen Lebensdauern der eingesetzten Technologie noch bis 2050 erreichen zu können, muss der Transformationsprozesses hin zu einer klimaneutralen Bereitstellung der Wärme zeitnah beginnen.

4.6 Bereitstellungssektor

Der Ausbau der Erneuerbaren stellt den wichtigsten Baustein zur Erreichung der Klimaziele dar.

Die Technologien Windenergie- und Photovoltaikanlagen weisen in verschiedenen Konstellationen und Bewertungsansätzen geringe oder sogar negative CO_2-Verminderungskosten auf. Dies bedeutet, dass durch einen Zubau dieser Technologien Emissionen und Gesamtkosten gleichermaßen reduziert werden können. Im untersuchten Szenario fuEL spielen sie eine zentrale Rolle. Die ermittelten Windenergiepotenziale (On- und

Offshore) werden hier zur Erreichung des Klimaziels vollständig erschlossen. Mittelfristig ist zu erwarten, dass die Freiflächen-Photovoltaik (PV) geringere Gestehungskosten als Wind-Onshore erreichen wird und damit ab 2035 ein deutlich verstärkter Zubau von PV stattfindet. Bis 2050 ist die heute installierte Anlagenleistung Erneuerbarer Energien um mehr als das Dreifache zu erhöhen. Ohne eine massive Beschleunigung der Zubauraten innerhalb der nächsten Jahre sind erhebliche Mehrkosten zur Emissionszielerreichung zu erwarten. Im Vergleich zu den übrigen Erzeugungstechnologien, sektorkoppelnden Maßnahmen oder Speichern machen die Kosten des Ausbaus Erneuerbarer Energien den mit Abstand größten Anteil an den Gesamtkosten aus. Um die nötige Ausbaugeschwindigkeit und die entsprechenden Investitionsanreize zu schaffen, könnten Genehmigungsverfahren vereinfacht und beschleunigt, Ausschreibungsvolumina erhöht, Abstandsregelungen überarbeitet und die frühzeitige Bürgerbeteiligung gestärkt werden.

Auch unter Berücksichtigung der Raumwirkung auf die Bevölkerung stehen uns genügend Potenziale für Erneuerbare Energien zur Verfügung.

Der Ausbau von Onshore-Windenergieanlagen (WEA) wird durch die Akzeptanz der Bevölkerung beschränkt. Daher wird im Rahmen von Dynamis das Potenzial für Onshore-WEA unter Berücksichtigung der Raumwirkung bestimmt. Die Szenarien zeigen, dass die zukünftige Raumwirkung geringer ist als die Raumwirkung des aktuellen Anlagenbestands. Das Potenzial beträgt insgesamt 130 GW.

In den vergangenen Jahren wurde der Konflikt zwischen Energie- und Nahrungsmittelerzeugung immer wieder debattiert. Eine zunehmende Nutzung landwirtschaftlicher Flächen durch Freiflächen-Photovoltaikanlagen (FF-PVA) ist zu erwarten. Die in Dynamis ermittelten Potenzialflächen befinden sich außerhalb von Schutzgebieten und sind entweder durch die unmittelbare Nähe zu Verkehrswegen vorbelastet oder entsprechen landwirtschaftlichen Minderertragsflächen. Dadurch wird sichergestellt, dass sowohl der Aspekt des Naturschutzes berücksichtigt als auch die Konkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion minimiert wird. Die Obergrenze eines raumverträglichen Flächenpotenzials von FF-PVA wird zudem von der Gesamtfläche der derzeit für den Anbau von Energiepflanzen verwendeten landwirtschaftlichen Flächen definiert. Diese Fläche wird bereits energetisch genutzt und steht der Nahrungsmittelproduktion nicht zur Verfügung. Daraus ergibt sich ein Potenzial von 935 GW.

Die Raumwirkung von Offshore-WEA und Gebäude-Photovoltaikanlagen (GEB-PVA) werden insgesamt als gering eingeschätzt. Für diese beiden Technologien ergibt sich ein Potenzial von 53 GW bzw. 193 GW. Das Potenzial von GEB-PVA beinhaltet dabei einen Abschlag von 15,5 %, da zu erwarten ist, dass durch alternative Nutzungen (z. B. Solarthermie) und bauliche Beschränkungen dieses nicht vollständig erschlossen wird.

Der Grad der Potenzialerschließung wirkt sich insbesondere auf die Standortqualität und damit auf die Gestehungskosten von Wind-Onshore aus, für die Photovoltaik hingegen überwiegt der Zeitpunkt des Ausbaus aufgrund der Kostendegression.

Die Stromgestehungskosten von PV-Anlagen sind von der solaren Strahlung, der Anlageneffizienz, dem geographischen Standort, der Ausrichtung der Module sowie den Betriebs- und Investitionskosten abhängig. Mit zunehmender Erschließung des Potenzials steigen die Stromgestehungskosten von GEB-PVA leicht an. Ein starker Rückgang der Kosten ist die Folge sinkender Investitionskosten über die Zubaujahre.

Die Stromgestehungskosten von WEA berücksichtigen die Windhöffigkeit bzw. die Volllaststunden des Standorts sowie die Betriebskosten und Investitionen. Die Investitionen sind stark abhängig vom verwendeten Anlagentyp und berechnen sich aus der Leistung, dem Rotordurchmesser und der Nabenhöhe. Mit zunehmender Potenzialerschließung steigen die Stromgestehungskosten, da weniger geeignete Standorte erschlossen werden müssen. Die Reduktion der anlagenspezifischen Investitionen über die Zubaujahre ist vergleichsweise gering.

Power-to-X flexibilisiert das inländische Energiesystem und substituiert einen Teil der fossilen Brennstoffimporte durch Sektorenkopplung.

Inländische Power-to-X Technologien erfüllen neben ihrem Hauptzweck, der Bereitstellung eines emissionsfreien Brennstoffes, auch den sekundären Nutzen, das zunehmend erneuerbare Stromsystem zu flexibilisieren. Je nach Prozesskette sind manche Power-to-X-Anwendungen schon bei wenig EE-Überschüssen wirtschaftlich (z. B. Elektrokessel in der Fernwärme) und andere Anwendungen erst, wenn EE-Überschüsse zu sehr vielen Stunden vorhanden sind (z. B. Elektrolyse mit Methanisierung). Die Kopplung von Strom und Fernwärme bietet dabei ein besonders großes Flexibilisierungs- und Dekarbonisierungspotenzial. Power-to-Heat in der Fernwärme profitiert von besonders niedrigen Verminderungskosten und könnte bereits ab heute aus Kostensicht einen Mehrwert für das System liefern. Mit abnehmenden Emissionen des Strombezugs sind langfristig auch die Elektrolyse von Wasserstoff und darauf folgend auch die inländische Methanisierung mit CO_2-Punktquelle aus der Industrie wichtige Verminderungsmaßnahmen. Um die für eine gelingende Energiewende nötigen Durchdringungen an Power-to-X Technologien zu erreichen, könnte die Abgabenstruktur für die Nutzung von Strom mit diesen Technologien reformiert werden. Damit diese Technologien zu einem späteren Zeitpunkt zu marktfähigen Kosten verfügbar sind, ist bereits heute durch Förderung die Technologieentwicklung voranzutreiben.

Integration der Erneuerbaren Energien: Europäischer Stromhandel, Netzausbau und Großbatteriespeicher

Die beschriebenen Szenarien weisen einen massiven Ausbau der Erneuerbaren Energien auf. Zur Integration dieser ist ein über den geplanten Umfang hinausgehender Netzausbau bis in das Jahr 2050 nötig. Der Netzausbau stellt damit eine kritische Komponente als „Enabler" der betrachteten Minderungsszenarien dar.

Mittelfristig werden Großbatteriespeicher neben dem grenzüberschreitenden Stromhandel eine zentrale Rolle als Flexibilitätsoption zur Integration der Erneuerbaren spielen. Langfristig stellen sie in Verbindung mit dem EE-Ausbau zudem eine kosteneffiziente Alternative zum Ausbau und Einsatz konventioneller Kraftwerke für die gesicherte Leistung dar.

Um die Dekarbonisierungsziele zu erreichen, ist der Netzausbau zu beschleunigen und die europäische Strommarktintegration weiter voranzutreiben. Eine Reformierung der Abgabenstruktur für Großbatteriespeicher könnte die nötigen wirtschaftlichen Anreize schaffen, damit diese Speicheroption zur Integration emissionsfreier Stromerzeugung am Markt bestehen kann.

Ein beschleunigter Kohleausstieg bis 2030 hätte ein Verminderungspotenzial von 300 Mio. Tonnen CO_2.

Die Untersuchungen haben gezeigt, dass ein beschleunigter Kohleausstieg bis 2030 das Potenzial hätte, 300 Mio. t CO_2 gegenüber einem Ausstieg im Jahr 2038 einzusparen. Zentrale Voraussetzung wäre hier jedoch ein beschleunigter EE-Ausbau und ein umfangreicherer Neubau von Gasturbinenkraftwerken im Vergleich zu den Empfehlungen der Kohlekommission. Erst unter diesen Randbedingungen wäre sichergestellt, dass Emissionen nur geringfügig verlagert werden und Systemsicherheit gewährleistet ist. Die Verminderungskosten dieser Maßnahme liegen mit 105 €/t in einem vergleichsweise niedrigen Bereich.

Um einen kosteneffizienten, sozialverträglichen und emissionsmindernden Kohleausstieg zu realisieren, ist der aktuelle Kohleausstiegspfad zunächst zu verfolgen und bei geänderten Rahmenbedingungen (beschleunigter Ausbau Erneuerbarer Energien, Vorhaltung ausreichend gesicherter Leistung und höheren CO_2-Zertifikatspreisen) zu beschleunigen.

Die Einführung der Marktstabilitätsreserve im EU ETS reicht nicht aus um Knappheitspreise herbeizuführen.

Die Reform der Marktstabilitätsreserve für die vierte Phase des Europäischen Emissionshandels im November 2017 war ein wichtiger Schritt auf dem Weg zu einer nachhaltigen Reduktion der überschüssigen Zertifikate. So führt insbesondere die Beschränkung der Marktstabilitätsreserve auf die Auktionsmenge des Vorjahres ab 2023 zu einem deutlichen Abbau des Überschusses. Dennoch führt die Reform unter den angenommenen regulatorischen Rahmenbedingungen in keinem der untersuchten Szenarien zu einer Knappheitssituation am Markt.

4.7 Zusammenfassung und Kernaussagen aus dem Szenario fuEL

In Abbildung 4-1 sind die Entwicklungen im 95 %-Klimaschutzszenario fuEL für alle Sektoren zusammengefasst. Dabei sind Start- und Endzeitpunkte durch die Länge der Pfeile gekennzeichnet. Die Farbgebung gibt einen Hinweis auf die Umsetzungsgeschwindigkeit. Ein dunkles Blau steht dabei für die maximalen Werte des Zubaus. Für Technologien, die heute noch nicht massenfähig oder noch nicht zu den angenommenen Kosten verfügbar sind, ist außerdem die notwendige Technologieentwicklung schematisch eingezeichnet.

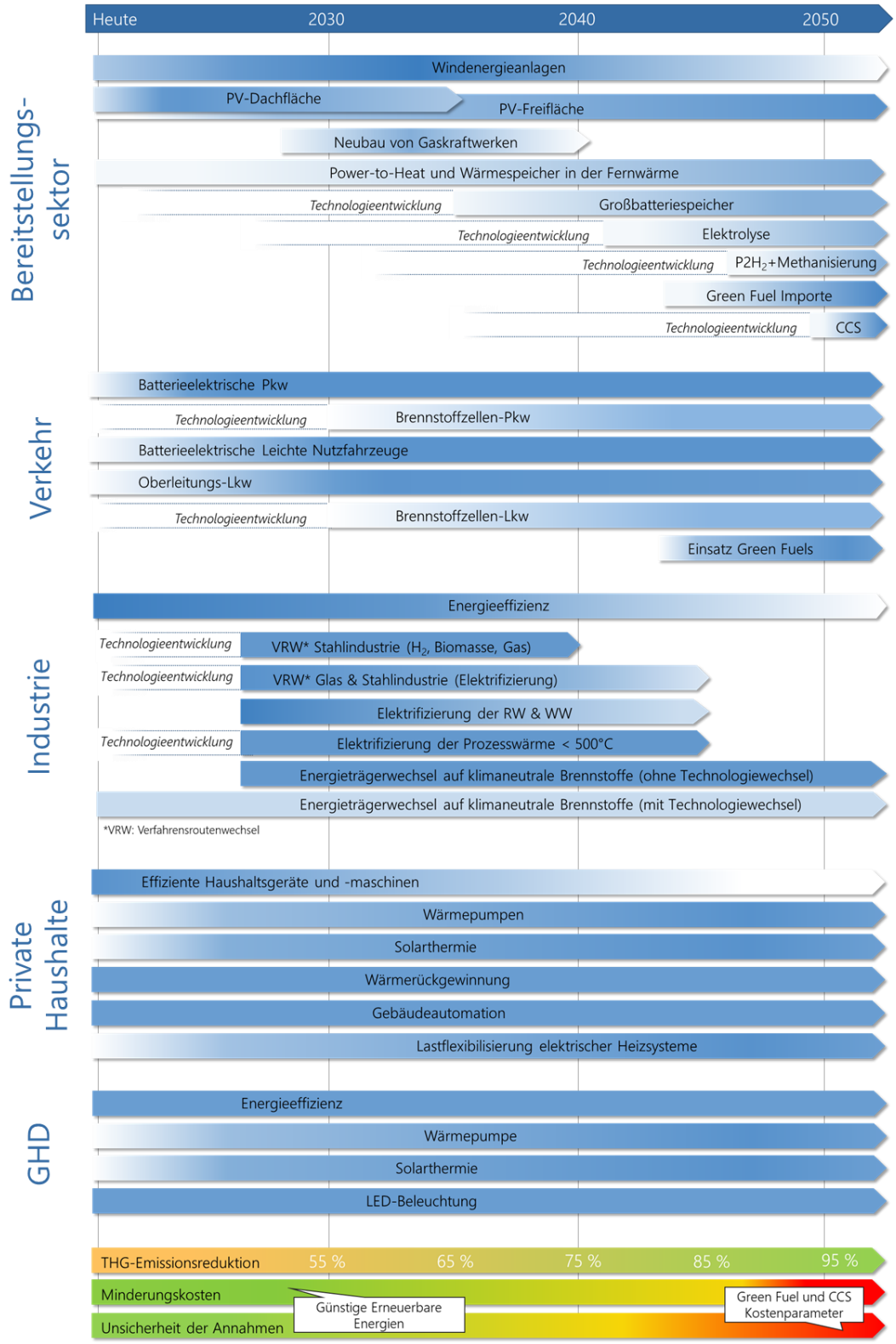

Abbildung 4-1 Entwickung der Sektoren im Szenario fuEL

Die aus dem Szenario fuEL abgeleiteten Kernaussagen werden im Folgenden kurz zusammengefasst:

„Zuerst elektrifizieren und vor dem Ziel grün Gas geben"

Aufgrund der effizienten Stromanwendungen stellen elektrische Nachfragetechnologien die günstigsten CO_2-Verminderungsmaßnahmen dar. Entsprechend liegt der technologische

Schwerpunkt des Szenarios fuEL in den nächsten 15 bis 20 Jahren auf dem Energieträger Strom. Die verbleibende Emissionsminderung muss durch Technologien erfolgen, deren Kostenentwicklung von vielen Faktoren abhängt und zum aktuellen Zeitpunkt von großen Unsicherheiten geprägt ist. Je nach unterstellter Kostenentwicklung kann sich eine unterschiedliche Mischung aus Carbon Capture and Storage (CCS), inländischer Green Fuel Erzeugung und dem Import von Green Fuels einstellen. Der im Szenario fuEL beschriebene Einsatz dieser Technologien ergibt sich dabei aus den darin unterstellten Kostenentwicklungen und stellt nur eine mögliche Variante dar.

Der Anteil von Investitionsausgaben (CAPEX) an den gesamten Kosten des Energiesystems nimmt zu.

Durch Effizienzmaßnahmen und den Wechsel zu effizienten, strombasierten Anwendungen sinken die variablen Betriebskosten. Gleichzeitig verursachen einige der Maßnahmen höhere Investitionen als deren Referenztechnologien, was insgesamt zu einem steigenden Anteil von CAPEX an den Gesamtkosten führt. Zusätzlich führt die verstärkte Elektrifizierung zu einer Reduktion der Abhängigkeit von fossilen Importen hin zu einer inländischen erneuerbaren Stromerzeugung.

Auf Green Fuel-Importe warten und Akzeptanzproblemen aus dem Weg gehen, stellt keine kosteneffiziente Lösung dar.

Grundsätzlich bestünde die Möglichkeit, auf tiefgreifende Änderungen im Energiesystem vorerst zu verzichten und auf eine Reduktion der Kosten zur Herstellung von Green Fuels im Ausland zu spekulieren. Aus heutiger Sicht würde ein auf Green Fuel-Importen oder in-/ausländischem CCS basierender Klimapfad ohne nennenswerte Technologieanpassung in den Energieanwendungen bis 2050 kumulierte Mehrkosten in Höhe von über einer Billionen Euro gegenüber dem Szenario fuEL verursachen. Mittelfristig ist eine technologieoffene Förderung anzustreben. Wenn sich daraufhin eine der geförderten Technologien hinsichtlich ihrer gesellschaftlichen Akzeptanz, technologischen Reife und Kosten gegenüber den anderen als überlegen abzeichnet, kann diese spezifisch gefördert werden.

Die Umsetzung von vielen Elektrifizierungsmaßnahmen wird durch die Abgabenstruktur der Energieträger behindert.

Der Stromverbrauch privater Nutzer ist mit höheren Abgaben belastet als viele fossile Energieträger, wie beispielsweise Heizöl und Erdgas. Dies führt für Elektrifizierungsmaßnahmen zu einem Ungleichgewicht der Bewertung aus System- und Akteurssicht und stellt damit ein Hemmnis für deren Umsetzung dar. Durch eine Reform der Abgaben- und Umlagenstruktur zugunsten des Stromverbrauchs kann das Gleichgewicht wiederhergestellt und damit die Umsetzung strombasierter Maßnahmentechnologien angereizt werden.

5 Weitere Informationen zum Projekt

Nähere Informationen zum Projekt können der **Projektwebseite**: www.ffe.de/dynamis entnommen werden. Dort steht auch der **Abschlussbericht** inklusive detaillierter Beschreibung der Methodik, Modelle, Eingangsdaten und Bewertungsergebnisse zum Download zur Verfügung. Falls darüber hinaus Interesse an **Datensätzen** (z. B. zeitlich aufgelöste Kosten und Emissionen von Energieträgern) besteht, kann auf diese über das FfE Open Data Portal zugegriffen werden: opendata.ffe.de.

Für weitere Detailanalysen in den einzelnen Themenbereichen sei zudem auf folgende im Rahmen des Projekts Dynamis entstandenen Veröffentlichungen verwiesen:

Methodik

- Von statischen CO_2-Verminderungskosten zur dynamischen Bewertung von Klimaschutzmaßnahmen. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen (et), 69 (10), 47-52, 2019.
- Coping with drawbacks of conventional CO_2 abatement curves - A case study on fossil and renewable gases. In: 11. Internationale Energiewirtschaftstagung (IEWT), Wien, 2019.
- Bewertung der dynamischen Systemeffekte von CO_2-Verminderungsmaßnahmen. In: Netzwerktreffen Energiesystemanalyse, Berlin, 2018.
- Emission Assessment of Electricity Demand: Mix vs. Marginal Power Plant Method. In: 15th International Conference on the European Energy Market (EEM), Lodz, 2018.
- Eine anwendungsorientierte Emissionsbilanz - Kosteneffiziente und sektorenübergreifende Dekarbonisierung des Energiesystems. In: BWK Das Energie-Fachmagazin, 69(3), 38-42, 2017.
- Das Verbundprojekt „Dynamis". In: BWK, 69(1/2), 58, 2017.
- Dynamik der Energiewende: Wie lassen sich Maßnahmen zur Reduktion von Treibhausgasemissionen quantifizieren? In: 10. IEWT, Wien, 2017.
- Evolution & Vergleich der CO2-Bewertungsmethoden von Wärmepumpen. In: 3. Dialogplattform Power2Heat, Berlin, 2017.

Energiesystem

- Hourly CO_2 emission factors and marginal costs of energy carriers in future multi-energy systems. In: Energies, 12(12), 2260, 2019.
- Kosteneffizienz von fossilen und erneuerbaren Gasen zur CO_2-Verminderung im Energiesystem. In: Zeitschrift für Energiewirtschaft, 43 (1), 51-68, 2019.
- Application-side merit-order-curves for synthetic fuels in the German energy system. In: 13th International Conference on Energy Economics and Technology, Dresden, 2019.
- Arbeitspapier: CO_2-Preis vs. Kohleausstieg - Eine Diskussionsgrundlage zur klimapolitischen Debatte. München: FfE, 2019.
- System effects of high demand-side electrification rates - a scenario analysis for Germany in 2030. In: Wiley Interdisciplinary Reviews: Energy and Environment, 8(2), 327, 2018.
- Electrification and coal phase-out in Germany: A scenario analysis. In: 15th EEM, Lodz, 2018.
- The impact of electrification on the gas sector. In: 15th EEM, Lodz, 2018.
- Die Rolle synthetischer Brennstoffe zur Erreichung der klimapolitischen Ziele - Bedeutung im Jahr 2050. In: BWK 10/2018. Düsseldorf: Springer-VDI-Verlag GmbH & Co. KG, 2018.

- Modellierung des Europäischen Gasmarktes zur Darstellung verschiedener Gasimportszenarien. In: 10. IEWT, Wien, 2017.
- Coupling of Electricity and Gas Market Models. In: 13th EEM, Dresden, 2017.
- Transition Towards an "All-electric World" - Developing a Merit-Order of Electrification for the German Energy System. In: 10. IEWT, Wien, 2017.
- Die Grenzen der Elektrifizierung - werden erneuerbare Brennstoffe Ergänzung oder Alternative zu Strom im dekarbonisierten Energiesystem? In: et, 67(8), 8-12, 2017.
- Ostermann, Adrian et al.: Analysen zum EU-ETS und Bewertung von CO2-Verminderungsmaßnahmen. In: 11. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien; Wien: TU Wien, 2019.

Verkehr

- Der Einfluss von Prognoseunsicherheiten auf CO_2-Verminderungskosten im Pkw-Bereich. In: et, 68(11), 41-47, 2018.
- Modelling the transport sector in the context of a dynamic energy system. In: 41st International Conference der International Association for Energy Economics (IAEE), Groningen, 2018.
- Charge optimization of privately and commercially used electric vehicles and its influence on operational emissions. In: 41st IAEE, Groningen, 2018.
- Ladesteuerung von Elektrofahrzeugen und deren Einfluss auf betriebsbedingte Emissionen. In: 10. IEWT, Wien, 2017.

Private Haushalte

- Modelling Load Profiles of Heat Pumps. In: Energies, 12(4), 766, 2019.
- Systemnutzen durch Lastflexibilisierung elektrischer Heizsysteme. In: et, 69(10), 38-41, 2019.
- Methoden zur Erstellung synthetischer Wärmelastgänge. In: et, 68(10), 23-25, 2018.
- Modelling the private households sector and the impact on the energy system. In: 41st IAEE, Groningen, 2018.
- Zukunftsfähigkeit von Heizsystemen. In: et, 67(4), 21-24, 2017.
- Vergleich der Emissionen von Wärmepumpen- & Solarthermiesystemen. In: 27. Symposium für thermische Solarenergie (OTTI), Bad Staffelstein, 2017.

Industrie

- Model based evaluation of industrial greenhouse gas abatement measures. In: 11. IEWT, Wien, 2019.
- Modellgestützte Analyse synthetischer Brennstoffe in der Industrie bei ambitioniertem Klimaschutz. In: 11. IEWT, Wien, 2019.
- Small-scale modeling of individual GHG abatement measures in the industry. In: 8th International Ruhr Energy Conference, Essen, 2019.
- Evaluation of energy saving potentials, costs and uncertainties in the chemical industry in Germany. In: Applied Energy, 228, 2037-2049, 2018.
- Energiewende in der Industrie: Methodik zur Identifikation und Quantifizierung von Dekarbonisierungsmaßnahmen. In: et, 67(12), 8-12, 2017.

6 Literatur

BCG-01 18 Gebert, P. et al.: Klimapfade für Deutschland. München: The Boston Consulting Group (BCG), prognos, 2018.

BDIIE-01 09 Kosten und Potenziale der Vermeidung von Treibhausgasemissionen in Deutschland. New York: McKinsey & Company, Inc., 2009.

BMU-01 16 Klimaschutzplan 2050 - Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung. Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMU), 2016.

BMWI-01 14 Schlesinger, M. et al.: Entwicklung der Energiemärkte - Energiereferenzprognose. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), 2014.

BMWI-07 19 Zweiter Fortschrittsbericht zur Energiewende "Energie der Zukunft". Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie Referat Soziale Medien, Öffentlichkeitsarbeit, 2019.

DENA-04 18 Bründlinger, T. et al.: 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). Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH, 2018.

ENTSOE-01 18 Ten Year Net Developing Plan (TYNDP) 2018. Brüssel: ENTSO-E, 2018.

FCCC-01 15 Report of the Conference of the Parties on its twenty-first session, held in Paris from 30 November to 13 December 2015. Paris: United Nations Framework Convention on Climate Change (FCCC), 2015.

FFE-03 19 Pichlmaier, S. et al.: Development of Application-Related Emissions in the Course of the German Energy Transition. In: 11. Internationale Energiewirtschaftstagung (IEWT). Wien: TU Wien, 2019.

FFE-70 19 Böing, F. und Regett, A. (2019). Hourly CO2 Emission Factors and Marginal Costs of Energy Carriers in Future Multi-Energy Systems. In: Energies, 12(12), 2260, 2019.

ÖKO-04 14 Klimaschutzszenario 2050 - 1. Modellierungsrunde. Freiburg, Berlin: Öko-Institut e.V., Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI), 2014.

ÜNB-02 18 Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Strom 2030 (Version 2019) - Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart: 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, 2018.

UNF-01 19 GHG Profiles - Annex 1 - Historic GHG Data of Annex 1 Countries: https://di.unfccc.int/flex_annex1; Bonn: United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC), 2019.

VDI-101 17 Konstantin, P.: Praxisbuch Energiewirtschaft - Energieumwandlung, -transport und -beschaffung, Übertragungsnetzausbau und Kernenergieausstieg 4. Auflage. Berlin: VDI Verlag GmbH, 2017.