



Die Transformation des Stromsystems mit Fokus Kohleausstieg

- Synthesebericht des Schwerpunktthemas #1 -

Entwurf, Stand: 08. August 2018



Impressum

Herausgeber:

Geschäftsstelle des Kopernikus-Projekts Energiewende-Navigationssystem | ENavi

Institute for Advanced Sustainability Studies e.V. (IASS)

Berliner Straße 130

14467 Potsdam

Tel: +49 (0) 331-28822-340

Fax: +49 (0) 331-28822-310

www.iass-potsdam.de

E-Mail: enavi-media@iass-potsdam.de

www.energiewende-navi.de

Verantwortliche Autoren:

Ottmar Edenhofer: ottmar.edenhofer@pik-potsdam.de

Ulrich Fahl: ulrich.fahl@ier.uni-stuttgart.de

Kai Hufendiek: kai.hufendiek@ier.uni-stuttgart.de

Gunnar Luderer: gunnar.luderer@pik-potsdam.de

Michael Pahle: michael.pahle@pik-potsdam.de

Robert Pietzcker: robert.pietzcker@pik-potsdam.de

Claudia Zabel: claudia.zabel@ier.uni-stuttgart.de

Autoren:

Hannes Gaschnig: hannes.gaschnig@iass-potsdam.de

Annika Gillich: annika.gillich@ier.uni-stuttgart.de

Michèle Knodt: knodt@pg.tu-darmstadt.de

Roland Kube: roland.kube@wiwi.uni-muenster.de

Andreas Löschel: andreas.loeschel@wiwi.uni-muenster.de

Tobias Naegler: tobias.naegler@dlr.de

Steffi Ober: steffi.ober@forschungswende.de

Sigrid Prehofer: sigrid.prehofer@zirius.uni-stuttgart.de

Rainer Quitzow: rainer.quitzow@iass-potsdam.de

Sebastian Rauner: rauner@pik-potsdam.de

Sabine Schlacke: sabine.schlacke@uni-muenster.de

Maike Schmidt: maike.schmidt@zsw-bw.de

Sebastian Strunz: sebastian.strunz@ufz.de

Frank Ulmer: ulmer@kommunikationsbuero.com

Bildnachweis:

Titelbilder: Bildagentur

Weitere Bilder: Bildagentur oder ©IASS

Stand: 08/2018



Inhaltsverzeichnis

Teil 1: Konzept und Methodik		6
<u>1.</u>	<u>Hintergrund & Zielstellung</u>	<u>7</u>
<u>2.</u>	<u>Der ENavi Prozess – Beschreibung und Einordnung des Schwerpunktthemas</u>	<u>9</u>
<u>3.</u>	<u>Detaillierte Beschreibung des methodischen Vorgehens</u>	<u>11</u>
Teil 2: Analyse		13
<u>4.</u>	<u>Szenarien</u>	<u>14</u>
4.1.	Definition & Einsatz von Szenarien	14
4.2.	Konstruktion der Szenarien	15
4.3.	Konkretisierung der Szenarien	18
<u>5.</u>	<u>Pfade & Policy Packages</u>	<u>22</u>
5.1.	Policy Packages: Konzeptionalisierung & Übersicht der Maßnahmen	23
5.2.	Technologiepotenziale und Innovation	33
5.3.	Rechtliche Analysen verschiedener Maßnahmen für einen nationalen Kohleausstieg	45
5.4.	Governance der Dekarbonisierung des Stromsystems in europäischer Perspektive	54
5.5.	Empirische Untersuchungen zu Akzeptanz & Wirkungen von Maßnahmen einschließlich verhaltensrelevanter Aspekte	62
<u>6.</u>	<u>Folgenabschätzung</u>	<u>69</u>
6.1.	Stromsektor	70
6.2.	Folgewirkungen einer Transformation des Stromsystems im Energiesystem	84
6.3.	Makroökonomie	95
6.4.	Umwelt	103
Teil 3: Bewertung und Dialog		115
<u>7.</u>	<u>Multikriterielle Bewertung von Politikoptionen</u>	<u>116</u>
<u>8.</u>	<u>Stakeholderintegration</u>	<u>123</u>
Anhang		133
<u>9.</u>	<u>Modellbeschreibungen</u>	<u>134</u>
<u>10.</u>	<u>Anhang zum Kapitel Umwelt</u>	<u>142</u>



Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Sektorziele für das Jahr 2030 gemäß Klimaschutzplan 2050	7
Abbildung 2: Der ENavi-Prozess, bestehend aus insgesamt fünf Schritten	9
Abbildung 3: Methodisches Vorgehen entlang des ENavi-Prozesses.....	11
Abbildung 4: Strukturierung der Folgenabschätzung in drei Themenbereiche	12
Abbildung 5: Szenarien zur Verknüpfung der qualitativen und quantitativen Ebenen	14
Abbildung 6: Prinzip-Skizze des Carbonate-Looping	38
Abbildung 7: Bruttostromerzeugung in Deutschland von 1990 bis 2016	39
Abbildung 8: Stand und zukünftige Entwicklung der c-Si-Technologie	40
Abbildung 9: "Lager" in der Europäischen Union – Anzahl der Mitgliedstaaten und ihre derzeitige Position in puncto Kohleausstieg	54
Abbildung 10: Auswirkung der zeitlichen Gestaltung der Ausstiegspfade auf die kumulierten Emissionen aus Kohlekraftwerken	72
Abbildung 11: Kohleverstromung in Deutschland	73
Abbildung 12: Kraftwerkskapazitäten in Deutschland	74
Abbildung 13: Stromerzeugung in Deutschland	75
Abbildung 14: Deutsche Nettostromimporte bei schnellem und langsamem ordnungsrechtlichen Kohleausstieg (KAS, KAL)	76
Abbildung 15: Deutsche Stromsektoremissionen.....	78
Abbildung 16: Kumulierte Stromsektoremissionen in Deutschland und der EU	78
Abbildung 17: Deutsche Stromvollkosten und Großhandelspreise bei schnellem/langsamem Kohleausstieg in LIMES. Blau hinterlegt ist der Bereich, in dem sich die Jahresmittel der Börsenstrompreise (Phelix Base Futures) 2007-2017 bewegt haben.....	80
Abbildung 18: Strom- und CO ₂ -Preis in den Szenarien KSP90 (ohne Kohleausstieg) und KAS (schneller Kohleausstieg)	81
Abbildung 19: Delta der Deckungsbeiträge der Kraftwerksbetreibergruppen	82
Abbildung 20: Kopplung verschiedener Modelle (und APs) für die Analysen im SPT 1.....	85
Abbildung 21: Emissionen in Deutschland für verschiedenen Szenarien und Zieljahre	87
Abbildung 22: Vergleich der Emissionen in Deutschland bei Sektorzielen und kostenoptimalen Zielen.....	88
Abbildung 23: Stromerzeugung aus Kohle für verschiedene Szenarien	89
Abbildung 24: Vollbenutzungsstunden Kohle für verschiedene Szenarien	90
Abbildung 25: Zusammensetzung der deutschen Stromerzeugung für verschiedene Szenarien	91
Abbildung 26: Wasserbett-Effekt	93
Abbildung 27: Einfluss nationaler Maßnahmen auf das BIP in Deutschland	97
Abbildung 28: Einfluss des europäischen Ambitionsniveaus auf das BIP in Deutschland.....	98
Abbildung 29: Einfluss additiver Maßnahmen auf das BIP in Deutschland	98
Abbildung 30: Entwicklung der sektor-übergreifenden CO ₂ Emissionen und Kohleverstromung in Europa in den hier betrachteten Fokus-Szenarien "EU_MMS" und "EU95" und CO ₂ Emissionen in Deutschland für die Szenarien "D_MMS" und "KSP90-KAS"	104
Abbildung 31: Entwicklung der durch die Stromversorgung verursachten Schwefeldioxid und Stickoxid Emissionen in Europa.....	105
Abbildung 32: Feinstaubkonzentrationen und dadurch verursachte vorzeitige Todesfälle im Jahr 2015 und den beiden Fokus-Szenarien	106
Abbildung 33: Differenz der vorzeitigen Todesfälle zwischen EU_MMS und EU95 in Europa und Deutschland	107
Abbildung 34: Flächennutzung in Deutschland und zusätzlich im Ausland genutzte Landwirtschaftsfläche	109
Abbildung 35: Flächenverbrauch des Stromsektors (links) und des gesamten Energiesystems (rechts).....	109
Abbildung 36: Wassernutzung in Deutschland.....	110
Abbildung 37: Wasserentnahme des Stromsektors.....	110
Abbildung 38: Vergleich der Materialbedarfe zwischen den Szenarien MMS und KSP90-EU95, beispielhaft anhand der beiden Elemente Indium (für PV) und Neodym (für Windkraftanlagen)	112
Abbildung 39: Teilnehmende Stakeholder beim ENavi Stakeholder-Dialog "Transformation des Stromsystems"	123
Abbildung 40: Der transdisziplinäre Prozess GAIA 26/4 (2017): 302 - 304.....	124
Abbildung 41: Flexibilisierungs- und Integrationsoptionen im Elektrizitätssystem.....	134
Abbildung 42: Endenergieverbrauch der Industrie zur Wärmebereitstellung nach Temperaturniveaus in der EU-27 in 2005	138
Abbildung 43: Schematische Darstellung der Herleitung der Kosten-Potenzial-Kurven für CO ₂ -Transport und Speicherung in TIMES PanEU	140
Abbildung 44: Entwickelte Modellkette zur Abbildung der Wirkungskette von Luftschadstoffen auf die menschliche Gesundheit .	142
Abbildung 45: Relative Risiko-Funktionen des Integrated Exposure Response Modells	144



Abbildung 46: Primärenergieeinsatz und Stromerzeugung	144
Abbildung 47: Methodik der Nexus-Analyse	145
Abbildung 48: Verteilung der Kühltechnologien nach Energieträger	146
Abbildung 49: Angenommenen Marktanteile in 2050 nach Wuppertal Institut, 2014	147
Abbildung 50: Kumulierte Materialbedarfe des Szenarios EU95 auf verschiedenen geographischen Scopes.....	148
Abbildung 51: Materialbedarfe von PV Technologien (links) und Windkraftanlagen Technologien (rechts) bei Annahme der Technologieentwicklung "technologischer Wandel"	149
Abbildung 52: Kumulierte globale Nachfrage nach in der Technologie gebundenem Dysprosium.....	150

Tabellenverzeichnis

<i>Tabelle 1: Übersicht über die Szenarien</i>	17
Tabelle 2: Entwicklung der Treibhausgasemissionen nach Sektoren und Szenarien-Set.....	19
<i>Tabelle 3: Übersicht über Studien zum Kohleausstieg in Deutschland</i>	26
<i>Tabelle 4: Eine Maßnahmen-Toolbox für die Transformation des Stromsystems</i>	28
<i>Tabelle 5: Beispielhafte Studien zum Wirkungsgradverlust durch Carbon Capture</i>	37
<i>Tabelle 6: Kohleausstieg in Mitgliedstaaten der Europäischen Union</i>	58
Tabelle 7: In LIMES implementierte Ausstiegspfade.....	72
<i>Tabelle 8: Übersicht über die mit TIMES PanEU analysierten Szenarien</i>	85
Tabelle 9: Annahmen zur Entwicklung der spezifischen Investitionen für PV Freiflächenanlagen	86
Tabelle 10: Vergleich verschiedener Kohleausstiegspfade.....	88
Tabelle 11: Fernwärmebereitstellung nach Energieträgern und Szenarien.....	91
Tabelle 12: Strombilanz Deutschland für verschiedene Szenarien	92
Tabelle 13: Anteil des kumulierten Ressourcenbedarfs in Deutschland in dem Szenario EU95	113
Tabelle 14: Zentrale Aspekte für die multikriterielle Bewertung (Bewertungskriterien).....	119
Tabelle 15: Im Energiesystemmodell TIMES PanEU modellierte Kraftstoff- und Antriebsalternativen.....	137



ENTWURF

Schwerpunktthema 1: Transformation des Stromsystems

Teil 1: Konzept und Methodik



Hinweise zum Stand des Berichts: Bei dieser Version des Berichts handelt es sich um einen ersten Entwurf, der (1) noch nicht alle für die finale Fassung geplanten Analysen und Ergebnisse enthält und (2) redaktionell und sprachlich noch nicht umfassend vereinheitlicht wurde. Dementsprechend stellen die einzelnen Kapitel des Berichts lediglich Zwischenstände dar, die je nach Zeitplan der Arbeiten gemäß Projektantrag bzw. Schritt im ENavi-Prozess (siehe nächster Abschnitt) unterschiedlich weit fortgeschritten sind. Der jeweilige Stand sowie die noch weiteren geplanten Arbeiten werden im Folgenden unter Verwendung entsprechender Boxen beschrieben.

Ein Beitrag von AP 3 unter Mitwirkung von AP 1 und allen weiteren an diesem SPT beteiligten APs.

Autoren: Claudia Zabel, Michael Pahle, Ulrich Fahl, Robert Pietzcker.

1. Hintergrund & Zielstellung

Im Rahmen des Beschlusses der Energiewende hat sich Deutschland ambitionierte langfristige Klimaschutzziele gesetzt. Bis zum Jahr 2020 sollen die Treibhausgas (THG) Emissionen gegenüber 1990 um mindesten 40%, bis 2030 um mindesten 55%, bis 2040 um mindestens 70%, und bis 2050 um 80% bis 95% reduziert werden. Auf der UN-Klimakonferenz im Dezember 2015 in Paris (COP 21) hat sich darüber hinaus auch die weltweite Staatengemeinschaft verpflichtet, die Steigerung der globalen Durchschnittstemperatur auf deutlich unter zwei Grad Celsius gegenüber dem vorindustriellen Niveau zu begrenzen.

Schon seit einigen Jahren allerdings legt die Entwicklung der THG-Emissionen in Deutschland nahe, dass diese Ziele bereits für 2020 nicht erreicht werden. Vor diesem Hintergrund hat die Bundesregierung Ende 2016 den „Klimaschutzplan 2050“ beschlossen, um eine inhaltliche Orientierung für den Prozess der Erreichung der Ziele zu geben. Er umfasst u.a. die folgenden beiden zentralen Elemente: (1) Meilensteine und Ziele als Rahmen für alle Sektoren bis 2030 (siehe Abbildung 1), (2) strategische Maßnahmen für jedes Handlungsfeld.

Handlungsfeld	1990 (in Mio. Tonnen CO ₂ - Äq.)	2014 (in Mio. Tonnen CO ₂ -Äq.)	2030 (in Mio. Tonnen CO ₂ -Äq.)	2030 (Minderung in % gegenüber 1990)
Energiewirtschaft	466	358	175 – 183	62 – 61 %
Gebäude	209	119	70 – 72	67 – 66 %
Verkehr	163	160	95 – 98	42 – 40 %
Industrie	283	181	140 – 143	51 – 49 %
Landwirtschaft	88	72	58 – 61	34 – 31 %
Teilsumme	1.209	890	538 – 557	56 – 54 %
Sonstige	39	12	5	87 %
Gesamtsumme	1.248	902	543 – 562	56 – 55 %

Abbildung 1: Sektorziele für das Jahr 2030 gemäß Klimaschutzplan 2050

Eine zentrale Rolle kommt dabei der Dekarbonisierung des Strom- und Wärmesektors zu. Auf den Sektor „Energiewirtschaft“ entfielen im Jahr 2017 ca. 36 Prozent der nationalen Treibhausgasemissionen von insgesamt 905 Mt CO₂, wobei die Stromerzeugung durch Kohle mit insgesamt 223 Mt CO₂ wesentlich dazu beigetragen hat¹. Im Vergleich zu 1990 (318 Mt) ist dies zwar eine Reduzierung um rund 30 Prozent, allerdings entfallen auf die Kohleverstromung immer noch rund ein Viertel aller THG-Emissionen insgesamt.

Im Koalitionsvertrag der Bundesregierung haben die Regierungsparteien daher beschlossen, auf diese Situation zu reagieren. Am 6. Juni wurde die Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ (die so genannte Kohle-Kommission) einberufen, die bis Ende 2018 ein Aktionsprogramm mit folgenden Elementen erarbeiten soll:

¹ Quellen: UBA – Klimaschutzbericht 2017; Fahl, Blesl: Energiewirtschaftliche Gesamtsituation, BWK 5/2018



- Maßnahmen, um die Lücke zur Erreichung des 40 Prozent-Reduktionsziels bis 2020 so weit wie möglich zu reduzieren,
- Maßnahmen, die das 2030-Ziel für den Energiesektor zuverlässig erreichen, einschließlich einer **umfassenden Folgenabschätzung**,
- einen Plan zur schrittweisen Reduzierung und Beendigung der Kohleverstromung, einschließlich eines **Abschlussdatums** und der notwendigen **rechtlichen, wirtschaftlichen, sozialen und strukturpolitischen Begleitmaßnahmen** und
- die finanzielle Absicherung für den notwendigen Strukturwandel in den betroffenen Regionen und einen Fonds für Strukturwandel aus Mitteln des Bundes.

Das Projekt ENavi möchte zu solchen Entscheidungsprozessen einen Beitrag liefern. Die entsprechenden Arbeiten zur Transformation des Stromsektors bzw. Optionen für einen Kohleausstieg sind im Schwerpunktthema 1 „Transformation des Stromsystems“ gebündelt bzw. mittels eines übergreifenden Konzepts koordiniert worden. Die zentralen Erkenntnisse und Ergebnisse werden in diesem Synthesebericht zusammenfassend dargestellt, um Entscheidungsträger und Stakeholder – insbesondere aber auch die Mitglieder der Kohlekommission – zu informieren. Er geht dabei über vorherige Studien zu diesem Thema insbesondere wie folgt hinaus:

- **Umfassende interdisziplinäre Untersuchung**, die neben dem Stromsystem auch die anderen Sektoren des Energiesystems und die Makroökonomie berücksichtigt, und eine Reihe von Bewertungskriterien verwendet
- **Transdisziplinärer** Ansatz mit Einbeziehung von Stakeholdern
- Explizite Berücksichtigung des **europäischen Kontexts** und der entsprechenden Einbettung der Energiewende

Gleichzeitig soll dieser Bericht die grundsätzliche Funktionsfähigkeit des ENavi-Prozesses demonstrieren. Dies spiegelt sich insbesondere in dem verfolgten methodischen Ansatz wieder, der sich an den fünf Schritten des ENavi-Prozesses orientiert um im Folgenden erläutert wird.

2. Der ENavi Prozess – Beschreibung und Einordnung des Schwerpunktthemas

Im Zentrum des ENavi-Prozesses² steht die Identifikation, Analyse und Bewertung verschiedener Transformationsoptionen bzw. -pfade für das deutsche Energiesystem, mit denen die nationalen klima- und energiepolitischen Ziele erreicht werden können. Der Prozess erfolgt in fünf (iterativen) Schritten, die in die Bereiche „Analyse“, „Bewertung“ und „Diskurs“ untergliedert sind (siehe Abbildung 2) und verschiedene Formen von Wissen (Praxiswissen, Systemwissen, Orientierungswissen) integrieren.

Die „Analyse“ umfasst die ersten drei Schritte und erfolgt durch eine integrative Zusammenarbeit aller relevanten wissenschaftlichen Disziplinen (AP 2 bis 10) unter Einbeziehung des Praxiswissens (AP 13): Zunächst werden vor dem Hintergrund übergeordneter Storylines verschiedene Szenarien entworfen und durch die Auswahl und das Design von Maßnahmen bzw. Bündeln (Policy Packages, siehe Box 1) konkretisiert. Das Ergebnis dieser Maßnahmen sind Transformationspfade, für die anschließend qualitative und quantitative Folgenabschätzungen durchgeführt werden. Die „Bewertung“ bringt die einzelnen Wirkungen in einen integrierten Bewertungszusammenhang, der das Abwägen von Maßnahmen erlaubt (AP 11). Der „Diskurs“ schließlich umfasst den transdisziplinären Austausch mit Stakeholdern und Entscheidungsträgern, bei dem das Für und Wider, mögliche Zielkonflikte, sowie die praktische Umsetzbarkeit der einzelnen Maßnahmen abgewogen werden (AP12). Idealerweise ist der Diskurs bereits Bestandteil der „Analyse“ und „Bewertung“. Dies unterstützt, der Idee von Co-Design folgend, die Auswahl und Zusammensetzung der Maßnahmen und gibt wichtige Hinweise auf Wirkungshypothesen für die Analyse und Bewertung.

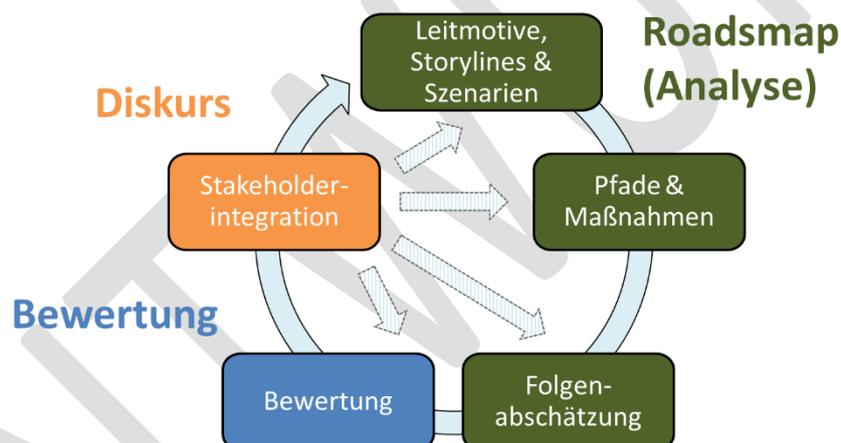


Abbildung 2: Der ENavi-Prozess, bestehend aus insgesamt fünf Schritten

Box 1: Das ENavi-Konzept „**Policy Package**“ meint ein Bündel an Politikmaßnahmen, das aus Kernmaßnahmen und ergänzenden flankierenden Maßnahmen besteht, und das ein (oder mehrere) gegebene Ziel(e) auf einem spezifischen zielkonformen Transformationspfad anstrebt. Beispielsweise könnte ein Policy Package aus Kernmaßnahmen, die direkt zur Reduktion von CO₂-Emissionen beitragen, sowie flankierenden Maßnahmen, welche die gesellschaftliche Akzeptanz der Kernmaßnahmen erhöhen und Emissionsverlagerungen („Wasserbetteffekt“) verhindern, bestehen.

Die gebündelte Betrachtung verschiedener Einzelmaßnahmen und ihrer Interaktion zielt darauf ab,

- die zielbezogene Wirksamkeit (Effizienz und Effektivität usw.) einzelner Maßnahmen zu verbessern,
- Nebennutzen zu fördern, mögliche unbeabsichtigte Wirkungen zu minimieren, sowie
- die Akzeptanz der Kernmaßnahmen zu stärken.

² https://iass.demicon.de/download/attachments/2622063/AP1_Roadmap-%20und%20Navigationsansatz_LONG%20VERSION.pdf?version=1&modificationDate=1532507001909&api=v2



Diese Definition stellt den Idealtypus eines Policy Packages dar. Vor dem Hintergrund von in der Realität vorfindbaren Überlappungen, Wechselwirkungen und Inkonsistenzen müssen reale Policy Packages an solch idealtypisch zusammengesetzten Bündeln gemessen werden (siehe Kapitel Policy Packages: Konzeptionalisierung & Übersicht der Maßnahmen).

Gemäß dem oben beschriebenen ENavi-Prozess ist der Ausgangspunkt der Arbeiten im SPT 1 die Entwicklung von Szenarien für die Transformation des Stromsektors bzw. den Kohleausstieg, in deren Zentrum unterschiedliche Kernmaßnahmen und Zielarchitekturen stehen. Für diese Szenarien werden modellgestützt Transformationspfade ermittelt, für die dann wiederum eine möglichst umfassende Folgenabschätzung durchgeführt wird. Diskussionen und Rückmeldungen von Stakeholdern bilden die Grundlage für eine zweite Modellierungsrunde, in der u.a. die Fragestellungen der Analysen in Form von Thesen geschärft wurden. Die Entwicklung von Maßnahmenbündeln für den Transformationsprozess erfolgt in diesem Ansatz in einem nachgelagerten Schritt bzw. vorerst nur in loser Form, die aus methodischen Gründen keine Bündelung zu Paketen beinhaltet. Parallel zur Modellierung erfolgen qualitative Untersuchungen zu den Folgen der Transformation des Stromsystems und zu den verschiedenen Maßnahmen wie zum Beispiel im Hinblick auf rechtliche Umsetzbarkeit und komplementäre Governance-Maßnahmen. Die Ergebnisse der qualitativen und quantitativen Analysen fließen in die Bewertung (AP 11) ein. SPT 1 umfasst damit grundsätzlich den gesamten ENavi-Prozess mit Ausnahme der Bündelung der Policy Packages. Der aktuelle Stand der Arbeiten ist in der folgenden Box skizziert und wird im nächsten Abschnitt genauer beschrieben.

Stand der Arbeiten: Die ENavi-Schleife (Abbildung 2) wurde derzeit insgesamt anderthalb mal durchlaufen. Zu Beginn wurden eine Reihe von Szenarien rund um mögliche Maßnahmen entwickelt und die entsprechenden Pfade grob exploriert, um erste Einsichten zu gewinnen. Diese waren Diskussionsgrundlage für den anschließenden Austausch mit Stakeholdern. Basierend auf den Rückmeldungen der Stakeholder wurden die Auswahl und Definition der Szenarien und Maßnahmen überarbeitet und dabei alternative bzw. flankierende Maßnahmen mit einbezogen. Dafür wurden dann vertiefte qualitative Analysen z. B. zur juristischen Umsetzbarkeit sowie quantitative Folgenabschätzungen entlang mehrerer Dimensionen durchgeführt.

3. Detaillierte Beschreibung des methodischen Vorgehens

Im Folgenden wird das methodische Vorgehen und die Verbindungen zwischen den einzelnen Schritten des ENavi-Prozesses genauer beschrieben. Der grundsätzliche Ansatz dafür war, die in Abbildung 3 dargestellten Schritte als **iterativen Erkenntnisprozess** zu organisieren:

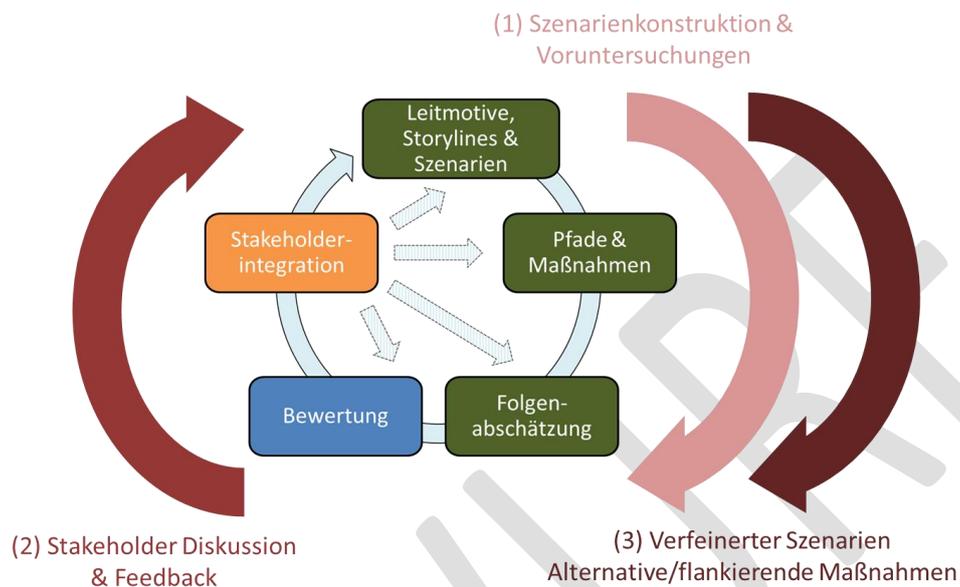


Abbildung 3: Methodisches Vorgehen entlang des ENavi-Prozesses

- Ausgangspunkt war die Konstruktion der Szenarien und darauf aufbauende Voruntersuchungen. Im Rahmen der Definition der Szenarien wurden verschiedene Aspekte und Dimensionen erarbeitet, die im Hinblick auf die Transformation des Energiesystems eine zentrale Rolle spielen. Zur Untermauerung wurden erste, tentative Modell-Analysen durchgeführt, die insbesondere gezeigt haben, dass für die Erreichung der Klimaziele grundsätzlich Maßnahmen erforderlich sind, und dass die europäische Einbettung diesbezüglich von zentraler Bedeutung ist. Eine besondere Rolle mit Blick auf das Pariser Abkommen spielt dabei, die Glaubwürdigkeit und Vorbildrolle Deutschlands im Klimaschutz zu erhalten. Entsprechend wurden verschiedene Kernmaßnahmen in Form von detaillierten Szenarien, die insbesondere die europäische Einbettung sowie verschiedene nationale Ausgestaltungsmöglichkeiten berücksichtigen, entwickelt. Neben dem ordnungsrechtlichen Kohleausstieg nach dem Vorbild des Kernenergieausstiegs umfasste dies z.B. auch eine Bepreisung von CO₂-Emissionen. Im Gegensatz zu anderen Studien (z.B. Agora, SRU) wurde hier also von Anfang an ein Ansatz verfolgt, der die Untersuchung verschiedener alternativer bzw. flankierender Maßnahmen umfasst.
- Die Ergebnisse dieser ersten Untersuchungen wurden dann im Rahmen der **Stakeholderintegration** bei einem Workshop und einem Kompetenzteamtreffen mit unterschiedlichen Interessensvertretern diskutiert. In diesem Kontext wurde eine Liste von Thesen (tentativen Einsichten) formuliert, um den Austausch zu strukturieren bzw. zu erleichtern. Die Ergebnisse dieser Diskussionen sind in verschiedener Form in die weiteren Arbeiten mit eingeflossen (siehe Kapitel Stakeholderintegration). Von zentraler Bedeutung waren vor allem zwei Ergebnisse: Ein ordnungsrechtlicher Kohleausstieg wird weithin als wahrscheinlichste Variante angesehen und sollte daher im Detail analysiert werden. Außerdem wurde die ursprünglich diskutierte Technologieoption Carbon Capture and Storage (CCS) von nahezu allen Stakeholdern als unrealistisch betrachtet und daher für die folgenden Analysen außer Acht gelassen. Auf dieser Basis wurden die bestehenden Szenarien selektiert und überarbeitet, um die Rückmeldungen aus dem Diskurs zu reflektieren.



- Für dieses verbesserte Set an Szenarien wurde im weiteren Projektverlauf eine umfangreichere Analyse der Maßnahmen (z.B. Analyse der juristischen Machbarkeit) sowie eine Abschätzung ausgewählter Folgen innerhalb von drei thematischen Ziel-Bereichen durchgeführt (siehe Abbildung 4): (1) die klassischen nationalen energiepolitischen Ziele³ unter Berücksichtigung der Einbettung in die europäische Energiepolitik, (2) das Energiesystem bzw. spezifische Energiesektoren und (3) weitere Ziele, wie Sozialverträglichkeit. Es wurden also ein umfassendes Zielsystem berücksichtigt, das sich letztendlich an die in AP 11 entwickelten Bewertungskriterien anschließen soll. Die Untersuchung erfolgte modellbasiert und unter Einbeziehung der Ergebnisse aus den anderen APs. Im Fokus standen dabei die folgenden Aspekte: (a) Wie relevant bzw. stark sind die Effekte? (b) Welche Optionen bestehen, ungewünschte Effekte durch flankierende Maßnahmen zu beeinflussen bzw. abzumildern? Damit konnte eine Priorisierung der Wirkungen vorgenommen werden, und flankierende Maßnahmen in Bezug auf zentrale Effekte identifiziert werden. Auf dieser Basis können wiederum Pfade beschrieben und bewertet werden, und entsprechend in die **Navigation** von ENavi einfließen.

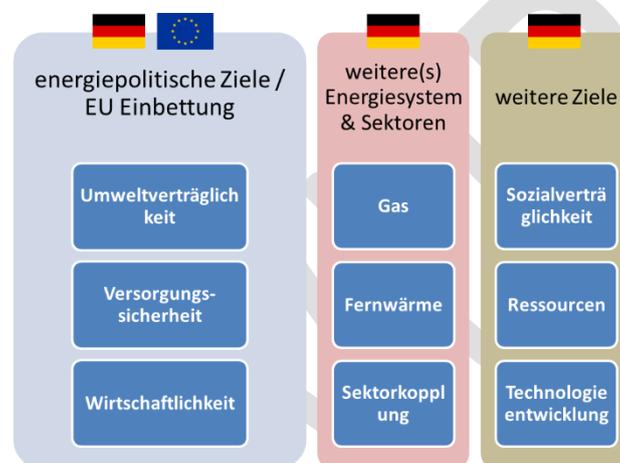


Abbildung 4: Strukturierung der Folgenabschätzung in drei Themenbereiche

Der weitere Bericht fasst die Ergebnisse der Arbeiten zusammen und ist entlang der drei oben beschriebenen ENavi-Prozessschritte gegliedert: Teil 2 (Analyse) umfasst zunächst den Prozess der Erstellung und die letztendliche Definition der Szenarien. Im Anschluss werden die vorwiegend qualitativen Untersuchungen im Bereich der Pfade und Maßnahmen beschrieben. Daran anschließend werden die quantitativen Modellergebnisse aus der Folgenabschätzung vorgestellt. Der Bericht schließt mit den Schritten Bewertung und Diskurs (Teil 3) ab, in dem insbesondere der Prozess der Stakeholderintegration beschrieben wird. Die Darstellung der Arbeiten spiegelt damit nicht mehr den iterativen Prozess wie oben beschrieben wieder, sondern nur die letztendlichen Ergebnisse zum jetzigen Zeitpunkt.

³ Auf europäischer Ebene wird anstelle des Ziels „Umweltverträglichkeit“ das (breitere) Ziel „Nachhaltigkeit“ benutzt.



ENTWURF

Schwerpunktthema 1: Transformation des Stromsystems

Teil 2: Analyse

4. Szenarien

Ein Beitrag von AP 3 unter Mitwirkung von allen weiteren an diesem SPT beteiligten APs.

Autoren: Claudia Zabel, Ulrich Fahl, Michael Pahle, Robert Pietzcker.

Da die Erstellung der Szenarien eine für alle folgenden Arbeiten wichtige Stellung einnimmt, wird an dieser Stelle die Vorgehensweise zur Definition und anschließenden Konstruktion der Szenarien kurz erläutert. Es wird zudem eine Übersicht über ausgewählte, im Rahmen von SPT 1 definierten und analysierten, Szenarien gegeben. Diese bilden die Basis für die anschließenden Modellierungstätigkeiten.



Bezüglich der Anbindung an AP 1 bzw. das Gesamtkonzept des Projekts stellen die verschiedenen Pfade die roads der Roadmap dar. Für das ENavi müssen für diese Pfade in verschiedenen Dimensionen die Folgen abgeschätzt und bewertet und ggf. gesamtbewertend miteinander verglichen werden.

Zentrale Ansprüche bei der Analyse sind dabei (a) der Vergleich von unterschiedlichen Pfaden in unterschiedlichen Zukünften, und (b) die Vermeidung von „Strohmann Pfaden“, die weitestgehend Nachteile besitzen und keine wirklichen Handlungsalternativen darstellen.

4.1. Definition & Einsatz von Szenarien

Definition von Szenarien: Szenarien stellen Bilder der Zukunft dar und können folglich als „**alternative Zukünfte**“ interpretiert werden. Es handelt sich also nicht um Vorhersagen oder Prognosen, sondern vielmehr um mögliche Vorstellungen darüber, wie die Zukunft aussehen könnte. Szenarien helfen dabei mögliche künftige Entwicklungen komplexer Systeme zu verstehen. Szenarien beinhalten in sich konsistente Annahmen oder Theorien bezüglich wichtiger Treiber und Zusammenhänge die, basierend auf historischen und aktuellen Entwicklungen, getroffen werden.

Szenarien als Werkzeuge: Wie Abbildung 5 zeigt, dienen Szenarien der **Verknüpfung qualitativer Narrative („Stories“) und quantitativer Modellierung**. Sie verbessern also unser Verständnis darüber, wie ein System funktioniert, reagiert und sich entwickelt. In der wissenschaftlichen Analyse werden Szenarien oftmals mit Hilfe numerischer oder analytischer Modelle formuliert.

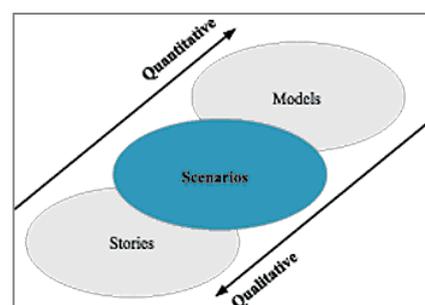


Abbildung 5: Szenarien zur Verknüpfung der qualitativen und quantitativen Ebenen

Die Anwendung des Szenarien-Ansatzes besteht dementsprechend aus (a) der Konstruktion von Szenarien und (b) der Analyse deren Wirkungen bzw. Voraussetzungen zur Umsetzung.

- Konstruktion: Die Elemente der Pfade zur „Transformation des Stromsystems“ sind die klima- und energiepolitischen Ziele auf deutscher und europäischer Ebene sowie die Instrumente zu deren Umsetzung. Grundsätzlich wird dabei davon ausgegangen, dass nationale Entscheidungsträger auf alle diese Elemente substantiellen Einfluss nehmen können. Die wesentlichen Elemente der Zukünfte sind die politischen und sozioökonomischen Entwicklungen und Rahmenbedingungen, unter denen die Pfade umgesetzt werden. Beispiele sind die Entwicklungen von Entscheidungsstrukturen auf europäischer Ebene (z.B. Energieunion) oder von weltweiten Rohstoffmärkten.
- Analyse: Die Analyse erfolgt sowohl qualitativ als auch quantitativ. Die qualitative Analyse erfolgt auf Basis von **Narrativen** („Stories“), die die Umsetzung eines Pfades in einer bestimmten Zukunft beschreiben. Beispielsweise kann analysiert werden, welche rechtlichen Hürden zur Umsetzung eines bestimmten Pfades/Instrumentes (z.B. nationale CO₂-Steuer) bestehen, oder welche Formen von Governance multilaterale bzw. regionale Kooperation befördern. Die quantitative Analyse erfolgt auf Basis von **numerischen Modellen**, die beispielsweise die Kosten und Emissionsminderungen einer bestimmten Ziel-Instrumenten-Konstellation berechnen.



4.2. Konstruktion der Szenarien

Grundsätzlich besteht für die Konstruktion der Szenarien bzw. Pfade eine große Zahl an Freiheitsgraden. Es ist daher zielführend, vorab strukturierende Faktoren zu identifizieren, die die wesentlichen Handlungsoptionen auf einer höheren Abstraktionsebene beschreiben. Durch Diskussionen haben sich vier zentrale Stellschrauben für die Szenarien zur Transformation des Stromsektors ergeben: **(1) Europäische Interaktion, (2) Ambition Deutschlands, (3) zeitlicher Verlauf, und (4) sektorale Aufteilung bzw. Beiträge.** Diese Stellschrauben entsprechen den folgenden Fragen:

- Was sind die Effekte & Voraussetzungen **unterschiedlicher europäischer Zusammenarbeit und Klimaschutzambitionen** (vgl. auch [White paper on the future of Europe](#))?
- Was sind die Effekte & Voraussetzungen einer **schnellen/langsamen Transformation**?
- Was sind die Effekte & Voraussetzungen **unterschiedlicher Beiträge des Stromsektors** zur Erreichung der Klimaziele?

Entlang dieser Stellschrauben wurden die Szenarien konstruiert. Dabei wurde ein zweistufiger Prozess durchlaufen. Während zuerst ein eher breit gefächertes und umfangreiches **Set A** an Szenarien definiert wurde, konnten, durch die Integration verschiedener Stakeholder, die Szenarien konkretisiert, überarbeitet und schließlich zu einem relevanten **Set B** an Szenarien konsolidiert werden.

EU-Dimension

Die als zentral identifizierte Stellschraube ist die Einbettung der deutschen Energiewende in die europäische Klima- & Energiepolitik – die implizite Prämisse ist, dass die Energiewende langfristig nur gelingen kann, wenn sie gesamteuropäisch umgesetzt wird. Gleichzeitig zeigt der aktuelle Trend, insbesondere das schwache EU ETS, in eine andere Richtung. Vor diesem Hintergrund wurden – ursprünglich auf dem AP 3 Treffen im April 2017 – für die europäische Dimension u.a. in Anlehnung an das „White Paper on the Future of Europe“ in **Set A** die folgenden vier Szenarienfamilien und entsprechenden Storylines erarbeitet:

- **EU_MMS - Schwacher EU-Klimaschutz:** *Der EU-Klimaschutz bleibt schwach. Die EU-Emissionen werden, verglichen mit den Emissionen in 1990, lediglich um etwa 60% reduziert. Das EU ETS entfaltet auch weiterhin keine signifikante Anreizwirkung. Bestehende nationale und europäische Instrumente bleiben zwar bestehen („Mit-Maßnahmen-Szenario“ aufbauend auf dem EU Energy Reference Scenario 2016), die Anstrengungen werden jedoch nicht verstärkt.*
- **KdW - Koalition der Willigen:** *Ausgewählte Länder einigen sich auf einen verstärkten Klimaschutz und setzen sich selbst deshalb ambitionierte Ziele, die über zusätzliche Instrumente erreicht werden. Zu der Koalition schließen sich Länder zusammen, deren politische und ökonomische Rahmenbedingungen vergleichsweise homogen sind („ambitionierte Mitgliedsstaaten“).*
- **EU80 - Europäisches Konzert:** *Europa einigt sich auf einen gesamteuropäischen Klimaschutz. Alle EU-Länder beteiligen sich daran. Bestehende nationale und europäische Instrumente werden harmonisiert und zusätzliche Instrumente werden implementiert. Die EU-Emissionen werden, verglichen mit den Emissionen in 1990, um 80% reduziert.*
- **EU95 - Starker EU-Klimaschutz:** *Orientierung an EU80, allerdings werden noch ambitioniertere Klimaschutzziele umgesetzt. Die EU-Emissionen werden, verglichen mit den Emissionen in 1990, um 95% reduziert.*

Nach dem Diskurs mit Stakeholdern wurde die EU-Dimension in **Set B** um eine weitere, als „am realistischsten“ eingeschätzte, Szenarienfamilie ergänzt:

- **VA - Vorreiterallianz:** *Orientierung an E2, allerdings sind nur wenige EU-Länder Teil der Vorreiterallianz, wohingegen in der Koalition der Willigen zahlreiche Länder beteiligt waren.*

DEU-Dimension

Während die erste Stellschraube die EU-Ebene betrifft, strukturieren die drei anderen Stellschrauben die Szenarien auf Deutschland-Ebene. Bei der Ambition Deutschlands wurden in **Set A** ebenfalls drei Szenarienfamilien ausgearbeitet:



- **D_MMS - Schwacher Klimaschutz in DEU:** In Deutschland werden lediglich schwache Anstrengungen zum Klimaschutz unternommen. Das Szenario orientiert sich am „Mit-Maßnahmen-Szenario“ des Projektionsberichts 2017.
- **KSP90 - Nationaler Klimaschutz in DEU:** In Deutschland werden nationale Klimaschutzziele gemäß dem Klimaschutzplan 2050 verfolgt. Dabei wird zunächst die Implementierung von Sektorzielen, wie ursprünglich im Klimaschutzplan vorgesehen, angenommen. Die Ausgestaltung dieser Klimaschutzziele wird im Folgenden jedoch je nach Szenario variiert. Hierfür wurden vier Varianten definiert:
 - **Zeit-opt:** Statt jährlicher Reduktionsziele wird ein Emissionsbudget für den Zeitraum bis 2050 vorgegeben
 - **Ziel-opt:** Klimaschutzplan 2050 mit sektorübergreifendem Ziel
 - **Opt:** Kombination der Varianten Zeit-opt und Ziel-opt. Es wird also ein sektorübergreifendes Emissionsbudget für den Zeitraum bis 2050 vorgegeben.
- **noKSP - DEU in der EU:** Deutschland gibt seine nationalen Ziele auf und integriert seine Klimaschutzanstrengungen vollständig in die europäische Klimapolitik. Für diese Szenariofamilie ist ebenfalls die Variante **Zeit-opt** anwendbar.

Zusätzlich zu diesen Szenariofamilien werden noch weitere politische Interventionsmöglichkeiten definiert, die additiv an die Szenariofamilien „angedockt“ werden können.

- **KA:** Ordnungsrechtlicher Kohleausstieg in Deutschland
- **CCS:** CCS steht als Technologieoption in Deutschland zur Verfügung

Auch für die Deutschland-Dimension wurden im Rahmen des Stakeholderdialogs Anpassungen vorgenommen, sodass für **Set B** nun die folgenden weiteren Interventionsoptionen zur Verfügung stehen:

- **KAL:** Langsamer ordnungsrechtlicher Kohleausstieg in Deutschland
- **KAS:** Schneller ordnungsrechtlicher Kohleausstieg in Deutschland
- **ZS:** Zertifikatstilllegung im EU-ETS erfolgt, sobald nationale Klimaschutzmaßnahmen zur nachweislichen Reduktion der nationalen Emissionen führen.
- **EE+:** Der Ausbau der Erneuerbaren Energien wird verstärkt.

Die drei Szenariofamilien adressieren hierbei die Stellschraube „Ambition Deutschlands“, während die verschiedenen Varianten die beiden Stellschrauben „zeitlicher Verlauf“ (jährlichen Emissionsreduktionszielen vs. Gesamtbudget) und „sektorale Aufteilung“ (Sektorziele vs. sektorübergreifende Ziele) spezifizieren. Die Interventionsmöglichkeiten spiegeln bereits wesentliche konkrete Handlungsoptionen wieder. Diese Handlungsoptionen sind auch im Kapitel Policy Packages: Konzeptionalisierung & Übersicht der Maßnahmen in Tabelle 4 umfassend dargestellt.

Welt-Dimension

Die unterschiedlichen Ausprägungen und Varianten der DEU-Dimension und die Ausprägungen der EU-Dimension können nun zu Szenarien kombiniert werden. Dabei müssen zusätzlich noch Annahmen zur Klimaschutzambition im Rest der Welt (Länder außerhalb der EU28) getroffen werden. Hierfür wurde in **Set A** folgende Dimension definiert:

- **INDC - RdW erfüllt INDCs:** Im Rest der Welt erfolgt der Klimaschutz gemäß den INDCs. Diese werden auch erfüllt.

Nach den Diskussionen mit Stakeholdern wurde die Welt-Dimension für **Set B** um folgende Dimension erweitert:

- **2°C – 2°C Ziel:** Im Rest der Welt werden ambitionierte Klimaschutzanstrengungen gemäß dem 2°C Ziel verfolgt.

In Kombination der sieben Ausprägungen für die Deutschland-Dimension und die fünf Ausprägungen für die europäische Dimension ergeben sich 35 möglichen Szenariokombinationen, die nochmals mit den zwei globalen Dimensionen



zu spiegeln sind. Im Zuge der Szenarienbearbeitung wurden nicht alle möglichen Kombinationen auch quantitativ berechnet. Hierfür hat eine entsprechende Auswahl stattgefunden, wie die folgende tabellarische Übersicht über die Szenarien im Set A und im Set B zeigt.

Table 1: Übersicht über die Szenarien

DEU	EU	EU_MMS – Schwacher EU-Klimaschutz	VA – Vorreitalianz	KdW – Koalition der Willigen	EU80 – Europäisches Konzert	EU95 – Starker EU-Klimaschutz
D_MMS – Schwacher Klimaschutz in DEU		“Schwacher Klimaschutz“ – Set A	Set B			
KSP90 – Klimaschutzplan		Set A	Set B	Set A	Set A	
KSP90-Zeit-opt – Sektorübergreifende Ziele		Set A		Set A	Set A	
KSP90-Ziel-opt – Emissionsbudget		Set A	Set B	Set A	Set A	Set A
KSP90-Opt – Sektorübergreifendes Budget		Set A		Set A	Set A	Set A
noKSP – DEU in der EU			Set B	Set A	Set A	
noKSP-Zeit-opt – Emissionsbudget				Set A	Set A	
Interventionsmöglichkeiten		KA – Set A	CCS – Set A	KAL/KAS – Set B	ZS – Set B	EE+ - Set B
		Ordnungsrechtlicher Kohleausstieg in DEU	CCS als Technologieoption in DEU verfügbar	Zusätzliche Differenzierung zwischen langsamem und schnellem KA	Zertifikatestilllegung im EU-ETS bei Realisierung nationaler CO ₂ -Einsparungen	Verstärkter Ausbau der Erneuerbaren Energien

Für die weitere Konkretisierung der Szenarien und die Gewährleistung der Rechenbarkeit sind weitere Annahmen zu treffen. Hierzu sind wesentliche Konkretisierungen im Anhang Modellbeschreibungen aufgeführt. Daneben wurden auch in Abstimmung mit dem ENavi AP 2 Technologieannahmen zur Kostenentwicklung bei den Stromerzeugungstechnologien für Wind (on- und offshore) sowie Photovoltaik (Dach- und Freiflächenanlagen) harmonisiert (siehe Kapitel Technologiepotenziale und Innovation und Folgewirkungen einer Transformation des Stromsystems im Energiesystem). Dieser Harmonisierungsprozess, der sich im Laufe der Bearbeitung von ENavi auf alle Technologiebereiche ausweiten wird, stellt ein wesentliches Element des ENavi-Prozesses dar und dient der besseren Vergleichbarkeit und gemeinsamen Nutzung der Ergebnisse aus unterschiedlichen Modellanalysen.

Auch die Einbeziehung von Politikmaßnahmen ist ein wesentliches Element der vertieften Szenariodefinition. Dies soll im Folgenden exemplarisch am Beispiel des Szenarios „Schwacher Klimaschutz“ (EU_MMS-D_MMS) gezeigt werden. Das Szenario kombiniert die europäische Dimension



- **EU_MMS - Schwacher EU-Klimaschutz:** *Der EU-Klimaschutz bleibt schwach. Die EU-Emissionen werden, verglichen mit den Emissionen in 1990, lediglich um etwa 60% reduziert. Das EU ETS entfaltet auch weiterhin keine signifikante Anreizwirkung. Bestehende nationale und europäische Instrumente bleiben zwar bestehen („Mit-Maßnahmen-Szenario“ aufbauend auf dem EU Energy Reference Scenario 2016), die Anstrengungen werden jedoch nicht verstärkt.*

mit der deutschen Dimension

- **D_MMS - Schwacher Klimaschutz in DEU:** *In Deutschland werden lediglich schwache Anstrengungen zum Klimaschutz unternommen. Das Szenario orientiert sich am „Mit-Maßnahmen-Szenario“ des Projektionsberichts 2017.*

Es stellt damit in etwa ein „Grundszenario“ für die darauf aufbauenden Szenarioanalysen dar. Die darin eingebetteten Politikmaßnahmen sind in den beiden Basisstudien dokumentiert, dem Report zum EU Energy Reference Scenario 2016⁴ und dem Projektionsbericht 2017 für Deutschland gemäß Verordnung (EU) Nr. 525/2013⁵. Exemplarisch sollen hier einige Maßnahmen aufgeführt werden, um einen Eindruck für die unterstellten Instrumente zu bekommen. Für eine genauere Analyse sei auf die Ausführungen in den Studien verwiesen.

Im Projektionsbericht 2017 sind im Mit-Maßnahmen-Szenario (MMS) die Wirkungen des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (EEG) u.a. wie folgt erfasst: „Die Entwicklung der Leistung erneuerbarer Energien im MMS wird auf Basis der Vorgaben des EEG 2017 und weiterer Abschätzungen abgeleitet. So basiert die Entwicklung der installierten Leistung für Windenergie an Land auf einem jährlichen Brutto-Zubau von 2,8 GW für die Jahre 2017-2019 und von 2,9 GW ab dem Jahr 2020. Nach 2020 kommt es aufgrund des Bruttozubaues und dem entsprechenden Ausscheiden von Altanlagen lediglich zu einem geringfügigen Zubau“ (S. 177). Auf der Nachfrageseite werden u.a. wettbewerbliche Ausschreibungen (STEP up! Strom) berücksichtigt. Das bedeutet: „Das im NAPE enthaltene neue, sektorübergreifende Instrument der wettbewerblichen Ausschreibungen ist ein Mechanismus zur markt- und transaktionsorientierten Verteilung von Fördermitteln. Die Grundidee ist, das zur Verfügung gestellte Kapital durch einen Ausschreibungsmechanismus möglichst kosteneffizient einzusetzen“ (S. 63).

4.3. Konkretisierung der Szenarien

Um die Szenarien letzten Endes mit numerischen Modellen rechnen zu können, müssen sowohl die Szenarienfamilien, als auch die Instrumentierung der Handlungsoptionen konkretisiert und spezifiziert werden.

Die Spezifizierungen umfassen

- die Ableitung der Sektorziele aus dem Klimaschutzplan 2050
- die Definition der Koalition der Willigen und der Vorreiterallianz
- die Instrumentierung der Koalition der Willigen und der Vorreiterallianz durch eine exogene Steuer und den genauen Verlauf dieser Steuer
- die Umsetzung des ordnungsrechtlichen Kohleausstiegs mittels eines „Abschaltfahrplans“

und werden im Folgenden erläutert und dargestellt.

Sektorziele aus dem Klimaschutzplan 2050

Im Klimaschutzplan 2050 sind die Sektorziele, differenziert nach den „Sektoren“ Energiewirtschaft, Gebäude, Verkehr, Industrie, Landwirtschaft und Sonstige, für das Jahr 2030 konkretisiert. In einer engen Bandbreite für die einzelnen Sektoren soll in Summe für Deutschland ein Treibhausgas-(THG-)Minderungsziel von 55% gegenüber dem Basisjahr 1990 erreicht werden. Unter Berücksichtigung des Gesamtziels „-55%“ lässt sich hieraus für die Sektoren ein konkretes Ziel für 2030 herleiten. Für die Energiewirtschaft beträgt die Obergrenze der dann noch erlaubten THG-Emissionen 183,3

⁴ https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20160713%20draft_publication_REF2016_v13.pdf

⁵ https://www.karlsruhe.ihk.de/blob/kaihk24/innovation/energie/KlimaschutzEmissionshandel/Klimaschutz_aktuell/Aktuelle_Meldungen/3836152/21a9881f608878c43e1e3d44a21e5ff5/Projektionsbericht_2017-data.pdf



Mt CO₂-Äq. in 2030. Das bedeutet eine Minderungsnotwendigkeit gegenüber dem Basisjahr 1990 (465 Mt CO₂-Äq.) um 61%, gegenüber 2015 (346 Mt CO₂-Äq.) um 47% bzw. gegenüber 2017 (328 Mt CO₂-Äq.) um 44%.

Die Fortschreibung der Minderungserfordernisse der einzelnen Sektoren bis 2050 fußt auf einem gesamtdeutschen Minderungsziel für die THG-Emissionen um 90% gegenüber 1990. Für das **Set A** der Szenarien wurde zudem berücksichtigt, dass die Reduktion der prozessbedingten THG-Emissionen in der Industrie nicht vollständig bzw. nur mit sehr hohem Aufwand möglich sein kann. Entsprechend wurde hier angenommen, dass für die prozessbedingten THG-Emissionen der Industrie eine „Ausnahmeregelung“ etabliert wird, wodurch für diesen Teil-Sektor eine Minderungspflicht von 60% gegenüber 1990 resultiert. Dieser Ausnahmetatbestand erfordert in den übrigen Sektoren eine stärkere Reduktion. Diese wurde für alle Sektoren gleichermaßen – mit Ausnahme der prozessbedingten THG-Emissionen der Industrie – als Veränderung gegenüber den für 2030 vorgegebenen Werten unterstellt. So müssen insgesamt in Deutschland die THG-Emissionen (ohne prozessbedingte THG-Emissionen der Industrie) zwischen 2030 und 2050 noch um 83% reduziert werden, um das „-90%“ Gesamtziel für 2050 erfüllen zu können. Übertragen auf die Energiewirtschaft bedeutet dies, dass sich die Emissionsobergrenze zwischen 2030 (183,3 Mt CO₂-Äq.) und 2050 auf 30,7 Mt CO₂-Äq. reduziert. Gegenüber dem Basisjahr 1990 entspricht dies für die Energiewirtschaft einer Gesamtreduktion um 93% bis 2050.

Im weiteren Zuge der Bearbeitung der Szenarien wurden auf Basis der Arbeiten des ENavi AP 7 Umwelt die THG-Minderungsmöglichkeiten für den Sektor Landwirtschaft genauer untersucht. Ähnlich wie bei den prozessbedingten THG-Emissionen für die Industrie wurde auch für die nicht-energiebedingten THG-Emissionen der Landwirtschaft konstatiert, dass auch diese Emissionen nicht vollständig bzw. nur mit sehr hohem Aufwand gemindert werden könnten. Entsprechend wurde für das **Set B** der Szenarien die „Ausnahmeregelung“ auch auf die nicht-energiebedingten THG-Emissionen der Landwirtschaft ausgeweitet. Somit steigt der Minderungsdruck für die übrigen Sektoren. So müssen nun insgesamt in Deutschland die THG-Emissionen (ohne prozessbedingte THG-Emissionen der Industrie und ohne nicht-energiebedingte THG-Emissionen der Landwirtschaft) zwischen 2030 und 2050 sogar um 90% reduziert werden, um das „-90%“ Gesamtziel für 2050 erfüllen zu können. Übertragen auf die Energiewirtschaft bedeutet dies, dass sich die Emissionsobergrenze zwischen 2030 (183,3 Mt CO₂-Äq.) und 2050 auf dann 18,5 Mt CO₂-Äq. reduziert. Gegenüber dem Basisjahr 1990 entspricht dies für die Energiewirtschaft einer Gesamtreduktion um 96% bis 2050.

Tabelle 2: Entwicklung der Treibhausgasemissionen nach Sektoren und Szenarien-Set

THG-Emissionen	1990	2005		2011		2015		2030		2040		2050	
	(in Mio. t CO ₂ -Äq.)	(in Mio. t CO ₂ -Äq.)	(Minderung in % ggü. 1990)	(in Mio. t CO ₂ -Äq.)	(Minderung in % ggü. 1990)	(in Mio. t CO ₂ -Äq.)	(Minderung in % ggü. 1990)	(in Mio. t CO ₂ -Äq.)	(Minderung in % ggü. 1990)	(in Mio. t CO ₂ -Äq.)	(Minderung in % ggü. 1990)	(in Mio. t CO ₂ -Äq.)	(Minderung in % ggü. 1990)
Handlungsfeld								Fester Wert					
Energiewirtschaft	465	395	15,1%	365	21,5%	346	25,6%	183,3	61%	118,1	75%	30,7	93%
Gebäude	208	158	24,1%	133	36,2%	127	38,9%	72,1	65%	46,5	78%	12,1	94%
Verkehr	164	161	1,8%	156	4,9%	161	2,2%	98,2	40%	63,2	62%	16,4	90%
Industrie	283	191	32,7%	188	33,5%	189	33,4%	143,2	49%	104,8	63%	54,6	81%
dav. prozessbedingt	96,6	75,5	21,9%	62,5	35,4%	61,5	36,3%	46,9	51%	42,7	56%	38,5	60%
dav. Rest	186,7	115,3	38,2%	125,9	32,6%	127,1	31,9%	96,3	48%	62,1	67%	16,1	91%
Landwirtschaft	92	65	28,9%	66	28,3%	68	25,9%	61,1	33%	39,4	57%	10,2	89%
dav. energiebedingt	12	2	85,7%	1	89,9%	1	91,9%	0,9	93%	0,6	95%	0,1	99%
Teilsomme	1213	971	20,0%	908	25,1%	891	26,6%	557,9	54%	371,9	69%	124,0	90%
Sonstige	38	21	44,0%	14	63,3%	11	70,5%	5	87%	3,3	91%	1,1	97%
Gesamtsumme	1251	992	20,7%	922	26,3%	902	27,9%	562,9	55,0%	375,3	70,0%	125,1	90,0%
dav. ETS (stationär)		519		474		456							
dav. energie-/prozes	1133	907	20,0%	844	25,5%	824	27,3%	497,7	56%	333,1	71%	113,9	90%
dav. energiebedingt	1037	832	19,8%	781	24,6%	762	26,5%	450,8	57%	290,4	72%	75,4	93%

THG-Emissionen	1990	2005		2011		2015		2030		2040		2050	
	(in Mio. t CO ₂ -Äq.)	(in Mio. t CO ₂ -Äq.)	(Minderung in % ggü. 1990)	(in Mio. t CO ₂ -Äq.)	(Minderung in % ggü. 1990)	(in Mio. t CO ₂ -Äq.)	(Minderung in % ggü. 1990)	(in Mio. t CO ₂ -Äq.)	(Minderung in % ggü. 1990)	(in Mio. t CO ₂ -Äq.)	(Minderung in % ggü. 1990)	(in Mio. t CO ₂ -Äq.)	(Minderung in % ggü. 1990)
Handlungsfeld								Fester Wert					
Energiewirtschaft	465	395	15,1%	365	21,5%	346	25,6%	183,3	61%	113,5	76%	18,5	96%
Gebäude	208	158	24,1%	133	36,2%	127	38,9%	72,1	65%	44,7	79%	7,3	97%
Verkehr	164	161	1,8%	156	4,9%	161	2,2%	98,2	40%	60,8	63%	9,9	94%
Industrie	283	191	32,7%	188	33,5%	189	33,4%	143,2	49%	102,3	64%	48,2	83%
dav. prozessbedingt	96,6	75,5	21,9%	62,5	35,4%	61,5	36,3%	46,9	51%	42,7	56%	38,5	60%
dav. Rest	186,7	115,3	38,2%	125,9	32,6%	127,1	31,9%	96,3	48%	59,6	68%	9,7	95%
Landwirtschaft	92	65	28,9%	66	28,3%	68	25,9%	61,1	33%	50,7	45%	40,1	56%
dav. energiebedingt	12	2	85,7%	1	89,9%	1	91,9%	0,9	93%	0,5	95%	0,1	99%
dav. Rest	80	63	20,3%	65	18,9%	67	15,9%	60,2	24%	50,1	37%	40,0	50%
Teilsomme	1213	971	20,0%	908	25,1%	891	26,6%	557,9	54%	371,9	69%	124,0	90%
Sonstige	38	21	44,0%	14	63,3%	11	70,5%	5	87%	3,3	91%	1,1	97%
Gesamtsumme	1251	992	20,7%	922	26,3%	902	27,9%	562,9	55,0%	375,3	70,0%	125,1	90,0%
dav. ETS (stationär)		519		474		456							
dav. energie-/prozes	1133	907	20,0%	844	25,5%	824	27,3%	497,7	56%	321,8	72%	84,0	93%
dav. energiebedingt	1037	832	19,8%	781	24,6%	762	26,5%	450,8	57%	279,1	73%	45,5	96%



Eine weitere Konsequenz: Würde für Deutschland das auch für 2050 in Diskussion stehende Minderungsziel von -95% gegenüber 1990 zu realisieren sein (Emissionsobergrenze: 62,6 Mt CO₂-Äq.) und auch dafür die „Ausnahmeregelungen“ für die prozessbedingten THG-Emissionen der Industrie und die nicht-energiebedingten THG-Emissionen der Landwirtschaft angenommen werden, so führt dies zu einer Situation, in der die übrigen Sektoren keine Emissionen mehr aufweisen dürfen.

Koalition der Willigen

Die konkrete Auswahl der „ambitionierten Mitgliedsstaaten“ erfolgte anhand relevanter Kriterien:

- Nationale Emissionsreduktionsziele
- ESD Ziele (Non-ETS) 2020 und 2030
- EU Climate Leader Board Ranking (Indikator zur Erfüllung der ESD Ziele)
- Aktuelle ökonomische Situation
- Erwartete Wirtschaftsentwicklung
- Kooperation bisher
- Zustimmung zu EU Regulierung Kohlekraftwerke
- Kohleausstieg durchgeführt/geplant

Die Koalition der Willigen setzt sich aus folgenden Ländern zusammen:

- Österreich
- Belgien
- Dänemark
- Finnland
- Frankreich
- Irland
- Italien
- Luxemburg
- Niederlande
- Portugal
- Spanien
- Schweden
- Großbritannien
- (Deutschland: abhängig vom Szenario! Entweder Teil der Koalition oder Verfolgung nationaler Ziele. Falls Deutschland nationale Ziele verfolgt, ist offen, ob diese ambitionierter oder weniger ambitioniert als die Ziele der Koalition sind)

Vorreiterallianz

Da die Koalition der Willigen im Dialog mit den Stakeholdern als „zu groß“ eingeschätzt wurde, wurde anschließend die Dimension der Vorreiterallianz, die aus wenigen ausgewählten Ländern bestehen sollte, definiert. Auf Anregung der Stakeholder sind folgende Länder Teil der Vorreiterallianz:

- Dänemark
- Frankreich
- Luxemburg
- Niederlande
- Belgien
- Schweden
- (Deutschland: abhängig vom Szenario! Entweder Teil der Allianz oder Verfolgung nationaler Ziele. Falls Deutschland nationale Ziele verfolgt, ist offen, ob diese ambitionierter oder weniger ambitioniert als die Ziele der Allianz sind.)

Exogene CO₂-Steuer

Es wurde folgender Verlauf für die Höhe der exogenen Steuer festgelegt:

2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
30 €/tCO ₂	45 €/tCO ₂	60 €/tCO ₂	75 €/tCO ₂	90 €/tCO ₂	105 €/tCO ₂	120 €/tCO ₂



Ordnungsrechtlicher Kohleausstieg

Für den ordnungsrechtlich umgesetzten Kohleausstieg wurde ein „Abschaltfahrplan“ implementiert. Gemäß diesem Abschaltfahrplan verschwinden die Kohlekapazitäten wie folgt vom Markt⁶:

Set A: KA

Ursprünglich angenommener Abschaltfahrplan. Orientiert sich am Agora – Kohleausstieg bis 2035 Pfad (ambitioniertes Szenario), allerdings mit leichten Anpassungen, um die Implementierung in den Modellen zu ermöglichen.

	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Steinkohle [GW]	24,5	15,5	6,6	3,3	0	0	0
Braunkohle [GW]	17,4	9,8	5,5	0	0	0	0
Gesamt	41,9	25,3	12,1	3,3	0	0	0

Set B: KAL und KAS

Für den Fokus Kohleausstieg, der im Rahmen der Stakeholderdialoge als relevant identifiziert wurde, wird zwischen einem schnellen und einem langsamen Kohleausstieg differenziert. Entsprechend wurde der ursprünglich angenommene Abschaltfahrplan noch einmal überarbeitet und als Basis für den schnellen Kohleausstieg zugrunde gelegt. Der langsame Kohleausstieg orientiert sich an den Sektorzielen und stellt somit den Abschaltfahrplan dar, der die Einhaltung der Sektorziele noch ermöglicht. Dieser langsame Ausstieg wurde vom Modell TIMES Pan EU berechnet und anschließend von den anderen Modellen übernommen.

		2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
KAL	Steinkohle [GW]	21,3	19,1	12,6	9,1	7,8	0	0
	Braunkohle [MW]	18,3	13,7	9,0	6,4	6,9	0	0
	Gesamt	39,6	32,8	21,6	15,5	14,7	0	0
KAS	Steinkohle [MW]	20,2	15,6	6,8	3,5	0	0	0
	Braunkohle [MW]	18,3	9,8	5,5	0	0	0	0
	Gesamt	38,5	25,4	12,3	3,5	0	0	0

⁶ Die Abschaltfahrpläne sind in den verschiedenen Modellen etwas unterschiedlich implementiert worden. Dies führt zu geringen Abweichungen der verbleibenden Kapazitäten für die einzelnen Jahre. Die Unterschiede sind jedoch nicht signifikant.



5. Pfade & Policy Packages

Nachfolgend werden Beiträge unterschiedlicher Arbeitspakete zu Kernmaßnahmen und potenziellen flankierenden Maßnahmen vorgestellt. Der Fokus liegt dabei auf qualitativen Analysen. Die Ergebnisse der quantitativen Analysen werden im Kapitel „Folgenabschätzung“ aufgeführt. Außerdem konzentrieren sich die Analysen auf die Kernmaßnahme „Ordnungsrechtlicher Kohleausstieg“. Wie bereits beschrieben wurde diese Intervention im Dialog mit verschiedenen Stakeholdern als relevante und realistische Option eingeschätzt und deshalb in den Fokus der Arbeiten gerückt.



Die einzelnen Beiträge setzen zudem spezifische Schwerpunkte, die sich in der Forschungsthematik und –methodik der einzelnen APs widerspiegeln. Mögliche Kernmaßnahmen (Fokus Kohleausstieg) werden aus der Perspektive grundsätzlicher Technologie- und Innovationspotentiale, rechtlicher Handlungsoptionen, aus Governance-Sicht sowie vor dem Hintergrund von gesellschaftlichen Zielvorstellungen und Verhaltensanpassungen diskutiert und analysiert.

ENTWURF



5.1. Policy Packages: Konzeptionalisierung & Übersicht der Maßnahmen

Ein Beitrag von AP 1.

Autoren: Sebastian Strunz, Sigrid Prehofer, Tobias Naegler, Lisa Nabitz, Wolfgang Hauser, Witold-Roger Pogonietz, Erik Gawel.

Stand der Arbeiten: Die konzeptionellen Arbeiten, Literaturüberblick und Skizzierung der Toolbox sind bereits abgeschlossen. Die Verzahnung mit den Ergebnissen zu Policy Packages aus den übrigen Kapiteln dieses Berichts erfolgt in der zweiten Jahreshälfte 2018.

In diesem Kapitel wird zunächst die ENavi-Perspektive auf „Policy Packages“ im Detail erläutert (siehe auch Box 1 in Kapitel 1). Es folgt ein Literaturüberblick zu Maßnahmen für den Kohleausstieg – ein Werkzeugkasten für die Transformation des Stromsystems wird skizziert (siehe Tabelle 4), auf den auch die folgenden Kapiteln zurückgreifen.

Konzeptioneller Überblick zum Verständnis von „Policy Packages“

Herausforderungen für ein Design und Kombination von Politikinstrumenten

Im Zuge der Energiewende wurde bereits eine Vielzahl von Instrumenten implementiert - in unterschiedlichen Sektoren, auf unterschiedlichen Governance-Ebenen und mit unterschiedlicher Reichweite. Dabei verfolgen alle Interventionen das übergeordnete Ziel, die verschiedenen ökonomischen, technischen, juristischen, informatorischen etc. Hemmnisse für das Gelingen der Energiewende zu überwinden. Die zunehmende Anzahl und Komplexität der Politikinstrumente führt allerdings auch dazu, dass diese sich oftmals überschneiden und teilweise aufheben („Instrumenteninvasion“ in der deutschen Klima- und Energiepolitik⁷). Hinzu kommt, dass aufgrund von Pfadabhängigkeiten der entstehende Instrumentenmix nicht unbedingt konsistent ist. Die empirische Forschung zum Design von Maßnahmenbündeln deutet im Ergebnis daher eher auf ein ad hoc „policy patching“ verschiedenster Interventionen im Kontext der Energiewende hin⁸.

Im Allgemeinen lassen sich drei große Herausforderungen für das Design und die Kombination von Politikinstrumenten ableiten:

- Interventionen erfolgen auf *unterschiedlichen Governance-Ebenen* (EU-Ebene, nationale Ebene, Bundesländer, Kommunen), geschehen aber nicht unbedingt zeitlich und inhaltlich synchron.
- Instrumente werden oftmals auf spezifische Akteure und Sektoren (Strom, Wärme und Mobilität) zugeschnitten, ohne aber deren Wechselwirkungen in *unterschiedlichen Politikfeldern* zu berücksichtigen.
- Die historische *Evolution* bedingt *Pfadabhängigkeiten, welche die dynamische Anpassung des Instrumentenmixes erschweren*.

Das Konzept „Policy Package“ in ENavi

In der Literatur finden sich unterschiedliche Begrifflichkeiten für Politikinstrumente (z.B. Maßnahme, Policy, Interventionen) und deren Kombinationen zu *policy packages*, *policy mixes* oder *policy portfolios*⁹. In ENavi wird unter dem Konzept „Policy Package“ ein Bündel an Politikmaßnahmen verstanden, das aus **Kernmaßnahmen und ergänzenden flankierenden Maßnahmen besteht**. Als Kernmaßnahmen werden im Folgenden solche Instrumente bezeichnet, die direkt zur Reduktion von CO₂-Emissionen beitragen. Flankierende Maßnahmen können in vielfältiger Weise

⁷ Hansjürgens, B. (2012): Instrumentenmix in der Klima- und Energiepolitik: Welche Herausforderungen stellen sich? *Wirtschaftsdienst* 92(13): 5-11.

⁸ Kern, F., Kivimaa, P., Martiskainen, M. (2017). Policy packaging or policy patching? The development of complex energy efficiency policy mixes. *Energy Research and Social Science* (23), p. 11-25.

⁹ Vgl. z.B. Rogge, K., Reichhardt, K. (2016). Policy mixes for sustainability transitions: An extended concept and framework for analysis. *Research Policy* (45), p. 1620-1635 oder Givoni, M.; Macmillen, J.; Banister, D. (2010): From individual policies to policy packaging. *Submission to European Transport Conference 2010*. URL: <http://abstracts.aetransport.org/paper/download/id/3394>.



ergänzen, etwa um die gesellschaftliche Akzeptanz der Kernmaßnahme zu erhöhen, Emissionsverlagerungen („Wasserbetteffekte“) zu verhindern oder in anderer Weise die Gesamtwirkung des Maßnahmenbündels zu verbessern oder unerwünschte Folgen zu reduzieren.

Aus konzeptioneller Sicht lässt sich ein konkretes Policy Package durch Spezifizierung einer Reihe von Charakteristika beschreiben:

- *Zielorientierung*: Ein Interventionenbündel adressiert ein (oder mehrere) Ziel(e).
- *Pfadorientierung*: Ein Interventionenbündel soll dabei einen (oder mehrere) Transformationspfad(e)¹⁰ auslösen. Die Transformationspfade, die von den Policy Packages ausgelöst werden, hängen neben den Policy Packages von vielfältigen Rahmenbedingungen ab (z.B. Entwicklung Energieträgerpreise, Technologiekosten etc.), so dass ein Policy Package – je nach Rahmenbedingungen – Auslöser für unterschiedliche Transformationspfade bzw. für einen Pfad-Fächer sein kann.
- *Systemebene*: Policy Packages sind auf unterschiedlichen Ebenen im Energiesystem zu verorten: Zum Einen können Policy Packages auf der Ebene des Gesamtsystems entwickelt werden (wie z.B. – mit Einschränkungen – der Europäische Emissionshandel), zum anderen spezifische Policy Packages für abgegrenzte Subsysteme gelten. In diesem Sinne kann ein Policy Package auf einer übergeordneten Systemebene aus Maßnahmen bestehen, die ihrerseits wieder Maßnahmenbündel für die jeweiligen Subsysteme darstellen.
- *Instrumentenkombination*: Kernmaßnahmen werden durch flankierende Maßnahmen ergänzt: Letztere sollen beispielsweise Hemmnisse abbauen, die Effektivität der Kernmaßnahme verstärken, nicht-intendierte Nebenwirkungen (wie z.B. Wettbewerbsverzerrungen, mangelnde Verteilungsgerechtigkeit oder Umweltauswirkungen) abmildern oder die Akzeptanz des Gesamtbündels erhöhen). Mit Blick auf das Design muss dabei immer auch die Interaktion mit dem bestehenden Policy Mix berücksichtigt werden.
- *Akteursdimension*: Ein Interventionenbündel kann dabei durch einen oder mehrere Akteure initiiert werden und als Zielgruppe Akteure auf einer oder mehreren Governance-Ebenen (EU, national, regional) adressieren.
- *Zeitliche Dimension & Redesign*: Ein Interventionenbündel wird für einen bestimmten Zeitpunkt und für eine bestimmte Zeitdauer designed. Innerhalb des zeitlichen Verlaufs eines Transformationspfades kann ein Redesign des Bündels aufgrund von sich ändernden Rahmenbedingungen notwendig werden.
- *Komplexität und Systemcharakter*: Aufgrund der Verschränkung von Sektoren und Governance-Ebenen gibt es kein „perfektes“ Interventionsbündel ohne unerwünschte Nebenwirkungen. Zudem haben Eingriffe an einer Stelle in einem komplexen System vielfältige Auswirkungen an anderen Stellen, die wiederum in Wechselwirkung mit anderen Systemelementen stehen usw¹¹. Für ein konkretes Policy Package stellt sich daher die Frage nach den Systemgrenzen, ab derer weitere Folgen des Maßnahmenbündels nicht mehr adressiert werden.

Unter Berücksichtigung dieser Charakteristika ergibt sich folgende erweiterte Definition:

„Policy Package“ bezeichnet ein Maßnahmenbündel, das ein (oder mehrere) gegebene Ziel(e) ansteuert und dabei einen spezifischen zielkonformen Transformationspfad für das durch die Zielsetzung adressierte System anstrebt¹².

¹⁰ Zur Thematik der Transformationspfade in ENavi vgl. Scheer et al. (2018): https://iass.demicon.de/download/attachments/2622063/AP1_Roads-map-%20und%20Navigationsansatz_LONG%20VERSION.pdf?version=1&modificationDate=1532507001909&api=v2.

¹¹ Ein Beispiel illustriert die systemischen Herausforderungen bei der Erstellung von Policy Packages: Simulationen zeigen, dass ein deutscher Kohleausstieg ohne flankierende Maßnahmen zu – unerwünscht hohen – Stromimporten führen kann. Eine flankierende Maßnahme hierzu kann die verstärkte Ausschreibung von Erzeugungskapazitäten von Onshore-Wind sein, um die nationale Stromproduktion zu erhöhen. Erfolgt der schnellere Ausbau von Onshore-Windkraftanlagen überwiegend an guten Standorten in Norddeutschland, muss er von einem schnelleren Ausbau der Übertragungsnetzkapazitäten begleitet werden. Sowohl schnellerer Ausbau der Windkraft als auch des Übertragungsnetzes erfordern schnellerer bzw. mehr Genehmigungsverfahren, für die entsprechendes Personal zur Verfügung gestellt werden muss etc. Ein Policy Package müsste idealerweise Maßnahmen beinhalten, die jede der hier angesprochenen Herausforderungen adressieren.

¹¹ Eine „Maßnahme“ im hier skizzierten Sinn wird im Wesentlichen durch Beschreibung des Zieles und des groben Wirkmechanismus‘ charakterisiert. Eine detaillierte Ausarbeitung von Maßnahmen im Sinne von Entwürfen für Gesetzestexte, Verordnungen etc. kann hier nicht erfolgen.

¹² Eine „Maßnahme“ im hier skizzierten Sinn wird im Wesentlichen durch Beschreibung des Zieles und des groben Wirkmechanismus‘ charakterisiert. Eine detaillierte Ausarbeitung von Maßnahmen im Sinne von Entwürfen für Gesetzestexte, Verordnungen etc. kann hier nicht erfolgen.



Die gebündelte Betrachtung verschiedener Einzelinterventionen und deren Interaktion zielt darauf ab, die zielbezogene Wirksamkeit (Effizienz und Effektivität usw.) einzelner Interventionen zu verbessern, Nebennutzen zu fördern, mögliche unbeabsichtigte Wirkungen zu minimieren und/oder die Legitimität bzw. Akzeptanz der Interventionen zu stärken.

Vor dem Hintergrund der oben dargestellten Herausforderungen ist klar, dass diese Definition den Idealtypus eines Policy Packages darstellt, an welchem reale Policy Packages gemessen werden. Insofern ist klar zwischen den Zielen eines Policy Packages und dem tatsächlich ausgelösten Transformationspfad zu unterscheiden.

Im Laufe des ENavi-Prozesses (siehe auch Kapitel Der ENavi Prozess – Beschreibung und Einordnung des Schwerpunktthemas) werden Policy Packages bzw. die aus den Maßnahmen resultierenden Transformationspfade einer umfangreichen quantitativen und qualitativen Folgenabschätzung unterzogen. „Unbeabsichtigte“ Folgen werden u.a. anhand der in AP 11 entwickelten Bewertungs-Kriterien und –Indikatoren identifiziert. Auf Basis der Bewertungsergebnisse können verschiedene Maßnahmenbündel für dasselbe Ziel miteinander verglichen oder in einem iterativen Prozess verbesserte Maßnahmenbündel entwickelt werden.

Instrumentierungsvarianten für den Kohleausstieg in der Diskussion

Literaturüberblick

Mehrere Studien analysieren Varianten eines Ausstiegs Deutschlands aus der Kohleverstromung. Dabei dominiert ein Ausstiegsfahrplan nach dem Vorbild des Atomausstiegs die Diskussion (siehe Tabelle 3). Hauptmaßnahme eines solchen Szenarios wäre also ein ordnungsrechtlicher Fahrplan, der über Restlaufzeiten oder Reststrommengen die im Strommarkt verfügbaren Kraftwerkskapazitäten für Braun- und Steinkohle sukzessive reduziert. Weiterhin fällt auf, dass ebenfalls mehrere Studien diesen Ausstiegsfahrplan zeitlich grob in drei Phasen aufteilen: Erstens sollen kurzfristig die ältesten Braun- und Steinkohlekraftwerke abgeschaltet werden, um die Klimaziele 2020 noch zu erreichen. Darauf folgt zweitens eine Zwischen- oder Konsolidierungsphase in den 2020er Jahren. Als dritte Stufe folgt eine Endphase bis zum endgültigen Ausstieg, den einige Studien auch fest terminieren. Dabei zeigen sich die Studien unterschiedlich ambitioniert: Während der BUND die Schließung des letzten Kohlekraftwerks bereits für 2030 anpeilt (und schon für das Jahr 2023 von einer auf 14 GW reduzierten Kraftwerkskapazität ausgeht)¹³, so setzt Agora Energiewende das Ende der Kohleverstromung für 2040 an^{14,15}. Der Sachverständigenrat für Umweltfragen wiederum lässt den Zeithorizont des finalen Ausstiegs mit „im Verlauf der 30er Jahre“ vergleichsweise offen¹⁶.

Als flankierende Maßnahmen des ordnungsrechtlichen Ausstiegs werden in den analysierten Studien oft nur Kompensationszahlungen oder Strukturwandelmaßnahmen genannt, ohne die weitere Ausgestaltung zu diskutieren. Eine Ausnahme an dieser Stelle ist die Agora Energiewende^{14,15}, die diese Nebenmaßnahmen bereits weiter ausdifferenziert und ein gesamtes Maßnahmenbündel vorschlägt. Es gibt jedoch einige Studien, die ausschließlich flankierende Maßnahmen zum Kohleausstieg in den Blick nehmen. Die 11 analysierten Studien fokussieren sich ebenfalls auf die zwei grundlegenden flankierenden Maßnahmen Kompensationszahlungen und Strukturwandelmaßnahmen.

Kompensationszahlungen sind in vielen Transformationsprozessen eine „einfache“ und bewährte Maßnahme. Diese können sowohl an Kraftwerksbetreiber gerichtet, als auch an Arbeitnehmer in Form eines Anpassungsgeldes oder als Frühverrentung ausgezahlt werden. Insgesamt sind in der Braunkohlewirtschaft nur noch wenige Arbeitnehmer betroffen, die Zahl von direkt oder indirekt Betroffenen liegt bundesweit zwischen 42.000 und 74.000¹⁷.

¹³ Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland (2018): BUND-Abschaltplan für AKW und Kohlekraftwerke. Für einen schnelleren Atomausstieg und die umgehende Stilllegung der klimaschädlichsten Kohlekraftwerke.

¹⁴ Agora Energiewende (2016): Elf Eckpunkte für einen Kohlekonsens. Konzept zur schrittweisen Dekarbonisierung des deutschen Stromsektors.

¹⁵ Agora Energiewende and Sandbag 2018. The European Power Sector in 2017. State of Affairs and Review of Current Developments. <https://sandbag.org.uk/wp-content/uploads/2018/01/EU-power-sector-report-2017.pdf>

¹⁶ Sachverständigenrat für Umweltfragen (2017): *Kohleausstieg jetzt einleiten*.

¹⁷ Wörlen, C.; Keppler, L.; Holzhausen, G. (2017): Arbeitsplätze in Braunkohleregionen – Entwicklungen in der Lausitz, dem Mitteldeutschen und Rheinischen Revier. Kurzstudie für die Bundestagsfraktion Bündnis 90/Die Grünen. Berlin: Arepo Consult.



Strukturwandelmaßnahmen sind differenzierter in ihrer Ausgestaltung. Das Ziel ist, den Rückgang der lokalen Braunkohlewirtschaft strukturpolitisch zu begleiten, um soziale Brüche im Zuge eines Kohleausstiegs zu vermeiden und die wirtschaftliche Zukunft der Regionen aktiv zu gestalten. In den 11 analysierten Studien wird deutlich, dass der Braunkohleausstieg als Querschnittsaufgabe der unterschiedlichen Ressorts auf Bund- und Länderebene betrachtet werden sollte und mit den entsprechenden Weichenstellungen in der Wirtschafts-, Infrastruktur-, Siedlungs- (bzw. Stadtplanung), Bildungs-, Sozial-, Kultur- und auch der Finanzpolitik entsprechend aktiv gestaltet werden kann. Grundlegend ist, dass Strukturwandelmaßnahmen präventiv eingesetzt werden sollten und nicht reparierend¹⁸. Umso wichtiger ist es, die im Transformationsprozess aufkommenden Spannungen – auf verschiedenen Ebenen – zwischen dem Erhalt herkömmlicher Wirtschaftszweige und der Etablierung moderner Branchen frühzeitig anzugehen, um möglichen Investoren und Unternehmern eindeutige Signale zu senden und Planungssicherheit zu geben¹⁹.

Tabelle 3: Übersicht über Studien zum Kohleausstieg in Deutschland

Studie	Fokus	Zieldatum Kohleausstieg	Empfohlene Kernmaßnahme
Agora Energiewende 2016 ¹⁴	Umfassendes Maßnahmenbündel Kohleausstieg	2040	Ordnungsrechtlicher Ausstiegsfahrplan
BUND 2018 ¹³	Erreichung der Klimaziele 2020 und 2030	2030	Ordnungsrechtlicher Ausstiegsfahrplan
Hecking et al. 2017 ²⁰	Folgenanalyse	2040	--
Herrmann et al. 2017 ²¹	Erreichung der Klimaziele 2030	kein finales Zieldatum, aber sehr starke Reduktion bis 2030: -75% BK-Kapazität im Vgl. zu 2014	Ordnungsrechtlicher Ausstiegsfahrplan
Matthes et al. 2017 ²²	Instrumentenvergleich	2035	Ordnungsrechtlicher Ausstiegsfahrplan
Matthes et al. 2018 ²³	Schließung der Emissionslücke bis 2020	--	CO ₂ -Preis + Ordnungsrechtlicher Ausstiegsfahrplan
Sachverständigenrat für Umweltfragen 2017 ¹⁶	Motivation und Implementierung eines Kohleausstiegs	Im Verlauf der 2030er	Ordnungsrechtlicher Ausstiegsfahrplan

Ein Großteil der analysierten Studien schlägt eine ähnliche Strategie für einen erfolgreichen Strukturwandel vor. Voraussetzung für einen erfolgreichen Wandel ist eine gute Vorbereitung, welche z.B. durch Potentialanalysen (u.a. Beschaffenheit der Industrie, lokale demographische Entwicklung, regionale Standortfaktoren und historische Erfahrungen, etc.) für die unterschiedlichen Regionen umgesetzt werden kann. Für die Braunkohleregionen in Deutschland wurden hier verschiedene Wachstumsbranchen identifiziert. Chemieindustrie, Metallbau und der Dienstleistungssektor werden für alle 3 Regionen (Lausitz, Rheinisches und Mitteldeutsches Revier) genannt¹⁷, für die Lausitz und das Rheinische

¹⁸ Gärtner (2014): Präventiver Strukturwandel. Strukturpolitische Möglichkeiten für die Innovationsregion Rheinisches Revier. Gutachten an den Landtag Nordrhein-Westfalen.

¹⁹ Baur, A. H.; Schwartzkopff, J. (2015): Das Rheinische Revier von Morgen - Den Strukturwandel gestalten. Berlin: E3G.

²⁰ Hecking et al. (2016): Ökonomische Effekte eines deutschen Kohleausstiegs auf den Strommarkt in Deutschland und der EU.

²¹ Herrmann et al. (2017): Klimaschutz im Stromsektor 2030 – Vergleich von Instrumenten zur Emissionsminderung. Studie im Auftrag des Umweltbundesamtes.

²² Matthes et al. (2017): Kohleausstieg 2035 – Vom Ziel her denken. Studie im Auftrag des WWF.

²³ Matthes et al. (2018): Dem Ziel verpflichtet – CO₂-Mindestpreise im Instrumentenmix einer Kohle-Ausstiegsstrategie für Deutschland. Studie im Auftrag des WWF.



Revier zusätzlich Windenergie und Photovoltaik²⁴, sowie Tourismus für die Lausitz²⁵. Auch der Einsatz partizipativer Verfahren, Dialogformate und transparente Informationspolitik zur Einbindung aller Stakeholder wird von vielen als Grundvoraussetzung für einen erfolgreichen Transformationsprozess gesehen²⁶. Beide Maßnahmen setzen wiederum die Überwindung politischer Ressortgrenzen voraus.

Sind die Potentiale einer wirtschaftlichen Neuorientierung erstmal ausgelotet, müssen dafür auch die notwendigen Voraussetzungen geschaffen werden. Die identifizierten zukunftssträchtigen Branchen und Technologien sollen durch Cluster- und Innovationsförderung weiter gestärkt werden²⁷. Die inhaltliche und räumliche Vernetzung steht hierbei im Vordergrund. Dies ist besonders wichtig im Hinblick auf jahrzehntelang gewachsene Bergbauregionen, in denen Kreativität nicht gefordert war, um wirtschaftlich überleben zu können²⁸. Diese brauchen daher besondere Förderung, um eine wirtschaftliche Neuorientierung erfolgreich auszurichten.

Nicht alle betroffenen Arbeitnehmer müssen Anpassungsgeld erhalten oder in Frührente geschickt werden. Auch durch den Rückbau und die Renaturierung sowie den Ausbau von Erneuerbaren auf den rekultivierten Flächen werden Arbeitsplätze vorübergehend oder auf längere Sicht geschaffen²⁹. Wenn im Zuge der wirtschaftlichen Neuorientierung aber auch neue und vor allem auch junge Arbeitnehmer in die Regionen gelockt werden sollen, sind allgemeine Investitionen in Infrastruktur und auch familienfreundliche Infrastruktur unumgänglich im Transformationsprozess¹⁹. Unterstrichen wird in dem Zusammenhang auch wieder die Notwendigkeit eines integrierten Politikansatzes.

Viele Maßnahmen können nur durch einen integrierten Politikansatz und eine umfassende Beteiligung der Menschen erfolgreich und umfassend umgesetzt werden³⁰. Dennoch enthalten die analysierten Studien wenig konkrete Maßnahmenvorschläge, die über die wirtschaftspolitischen Ansätze hinausgehen. Allerdings lassen sich basierend auf den Analysen teilweise Maßnahmen in den anderen Ressortbereichen theoretisch ableiten.

Insgesamt zeichnen sich die in diesem Bericht vorgestellten ENavi-Arbeiten im Vergleich zur bestehenden Literatur in dreierlei Weise aus: Erstens durch den **umfassenden interdisziplinären Zugang**, der auch sektorenübergreifende und makroökonomische Auswirkungen berücksichtigt; zweitens durch die **transdisziplinäre Einbeziehung** von Stakeholdern; drittens durch die explizite Berücksichtigung des **europäischen Kontexts** der Energiepolitik.

Toolbox – Die Instrumente in der Diskussion

Tabelle 4 zeigt einen Gesamtüberblick des „Werkzeugkastens“ mit den in der Literatur diskutierten Maßnahmen, die für ein Policy Package zum Kohleausstieg kombiniert werden können. Der Werkzeugkasten gliedert diese Maßnahmen in mehrerlei Hinsicht. Die **Spalten** von Tabelle 4 differenzieren zwischen Maßnahmen auf nationaler Ebene, Maßnahmen auf EU-Ebene und solchen Maßnahmen, die auf einer Kooperation mehrerer EU-Mitgliedsstaaten, also einer Vorreiterallianz oder einer Art „Koalition der Willigen“ basieren. Die **Zeilen** folgen der obigen Unterscheidung zwischen Kernmaßnahmen, die direkt zur Reduktion von CO₂-Emissionen beitragen und flankierenden Maßnahmen.

²⁴ Heinbach K.; Rupp, J.; Hirschl, B.; Knoefel, J. (2017): Mehrwert einer regionalen Energiewende im Lausitzer und im Rheinischen Revier. Wertschöpfungs- und Beschäftigungspotenziale durch den Ausbau von Photovoltaik und Windenergie. Berlin: Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW).

²⁵ Lintz, G.; Wirth, P. (2015): Koordination als Lernprozess – Braunkohlesanierung und Tourismusentwicklung im Lausitzer Seenland. In: Karl, H. (2015): Koordination raumwirksamer Politik. Mehr Effizienz und Wirksamkeit von Politik durch abgestimmte Arbeitsteilung. Forschungsberichte der ARL 4, Hannover 2015, S. 214-237.

²⁶ u.a. Schulz, S.; Schwartzkopff, J. (2016): *Erfahrungen mit dem Strukturwandel. Instrumentarium für einen sozialverträglichen Kohleausstieg*. Briefing Paper E3G.

²⁷ Vallentin, D.; Wehnert, T.; Schüle, R.; Mölter, H. (2016): *Lausitz im Wandel. Wie weiter nach der Kohle?* Studie im Auftrag der Fraktion Bündnis 90/Die Grünen im Brandenburger Landtag.

²⁸ Gustavsson, L.; Laestadius, S. (2006): From Grounded Skills to Creativity: On the Transformation of Mining Regions in the Knowledge Economy. *Journal of Industrial Relations* 48 (5), p. 619–631.

²⁹ Heinbach, K.; Bost, M.; Salecki, S.; Weiß, J. (2015): *Vattenfalls Chance. Eine Zukunft für die Lausitz ohne Braunkohle*. Kurzstudie im Auftrag von Greenpeace.

³⁰ IMU Institut (2015): *Regional- und strukturpolitische Vorschläge zur Entwicklung der Lausitz aus arbeitsorientierter Sicht*. Studie im Auftrag des DGB Bezirks Sachsen und des DGB Bezirks Berlin Brandenburgs.



Tabelle 4: Eine Maßnahmen-Toolbox für die Transformation des Stromsystems

		Bundesebene	Vorreiterallianz innerhalb EU	Gesamt-EU-Ebene
Kernmaßnahmen	Ordnungsrecht	<ul style="list-style-type: none"> • Ordnungsrechtlicher Ausstiegsfahrplan (über Restlaufzeiten oder Strommengen) • CO₂-Budgets • Emissionsgrenzwerte 		<ul style="list-style-type: none"> • Verschärfung Industrieanlagenrecht
	Marktbasiert	<ul style="list-style-type: none"> • Mindestpreis für CO₂ • Aufschlag auf CO₂-Preis im Emissionshandel • Stilllegung von Zertifikaten 	<ul style="list-style-type: none"> • Mindestpreis für CO₂ • Aufschlag auf Emissionshandelspreis • Stilllegung von Zertifikaten 	<ul style="list-style-type: none"> • Mindestpreis für CO₂ • Stilllegung von Zertifikaten
Flankierende Maßnahmen	<p>Anpassung des Energiesystems</p> <p>Energiepolitische Ziele und Umsetzbarkeit</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Ersatz für Kohle-Fernwärme • Demand-Side-Management <p>Wirtschaftlichkeit:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Anpassung Stromsteuer <p>Versorgungssicherheit/Umweltverträglichkeit:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Zusätzliche EE-Kapazitäten • Installation von Phasenschiebern zur Begrenzung von Stromimporten aus dem Ausland <p>Soziale Akzeptanz:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Strukturwandelmaßnahmen Braunkohleregionen <ul style="list-style-type: none"> - Partizipations- und Dialogformate - Potentialanalyse - Innovationsförderung - Clusterförderung - Infrastrukturförderung - Ausbildungsförderung und Umschulung • Kompensationszahlungen <ul style="list-style-type: none"> - für KW-Betreiber - für Arbeitnehmer • Governance-Mechanismus für sektorale Ziele • Koordination mit anderen Politikfeldern 	<ul style="list-style-type: none"> • Koordination mit anderen Politikfeldern • Intergouvernementale Zusammenarbeit 	<ul style="list-style-type: none"> • „Klimaschutzkriterien“ bei der Mittelvergabe aus dem Strukturfonds • Koordination mit anderen Politikfeldern • Härtere soft governance, „Open method of coordination“

Kernmaßnahmen lassen sich wiederum in **ordnungsrechtliche** und **marktbasierte** Varianten untergliedern. Ordnungsrechtliche Maßnahmen umfassen alle im Englischen als „command-and-control“ bezeichneten Maßnahmen: Dies kann etwa die Festlegung jährlicher Emissionsbudgets oder maximaler Vollaststunden pro Kraftwerksblock bedeuten, oder die Fixierung von Gesamtstrommengen oder Gesamtlaufzeiten, entweder mit konkretem Enddatum oder zeitlicher Flexibilität für die Kraftwerksbetreiber. Mit anderen Worten gibt es eine Reihe von Möglichkeiten, einen Ausstiegsfahrplan aus der Kohleverstromung ordnungsrechtlich zu implementieren. Darüber hinaus kann etwa über die Festlegung von



Grenzwerten im EU-Industrieanlagenrecht ein Kohleausstieg „indirekt“ erzwungen werden, in dem durch eine Verschärfung von CO₂-Grenzwerten Kohlekraftwerke sukzessive verdrängt werden: Kraftwerke, die den jeweiligen Grenzwert spezifischer CO₂-Emissionen (pro Einheit erzeugten Stroms) überschreiten, müssen vom Netz genommen werden.

Marktbasierte Maßnahmen verändern die relativen Preise zugunsten CO₂-emissionsarmer Technologien und damit zu Lasten der Kohle. Die Vorgabe eines CO₂-Mindestpreises im EU Emissionshandelssystem, die Festlegung eines Aufschlags auf den bestehenden CO₂-Zertifikatspreis oder eine CO₂-Steuer führen zu höheren Betriebskosten für CO₂-intensive Kohlekraftwerke. Entsprechend erhöht sich der Anreiz, Stromerzeugung von Kohle zu Gas (und allgemein von fossilen zu Erneuerbaren Energien) zu verlagern. Dabei wären jeweils sowohl nationale Lösungen, eine Vorreiterallianz oder ein zentralisierter EU-Ansatz denkbar.

Die Stilllegung von CO₂-Zertifikaten im EU-Emissionshandelssystem stellt potentiell ein essentielles Instrument für unterschiedlichste Policy Packages dar. Werden Emissionszertifikate aus dem Umlauf genommen, führt dies zu einer Verknappung der Zertifikate, damit zu höheren Zertifikatspreisen und erhöht in der Folge den Anreiz, CO₂-intensive Kohlekraftwerke weniger einzusetzen und auf längere Sicht ganz vom Markt zu nehmen. Somit kann die Stilllegung von CO₂-Zertifikaten an sich als Hauptinstrument zum Kohleausstieg fungieren. Sie kann aber auch neben ordnungsrechtlichen Maßnahmen als essentieller Bestandteil eines Policy Packages gelten: Denn ohne Stilllegung von CO₂-Zertifikaten führen etwa nationale Ausstiegsfahrpläne nur zu einer Verlagerung von Emissionen („Wasserbetteffekt“).

Der Wasserbetteffekt im Emissionshandel stellt dabei nur ein Beispiel von möglichen unerwünschten Nebenfolgen von Kernmaßnahmen dar, um deren Eindämmung willen **flankierende Maßnahmen** sinnvoll sein können. Tabelle 4 differenziert hier allgemein zwischen Flankierung zur technischen **Anpassung des Energiesystems** und Flankierung zur Einhaltung **Energiepolitischer Ziele**, sowie zur Erleichterung der **Umsetzbarkeit** – wobei ein und dieselbe Maßnahme in mehreren Kategorien wirken kann.

Der Wegfall von Kohlekapazitäten kann rein technisch bedingte **Anpassungen des Energiesystems** erfordern: Beispielsweise stellen Braunkohlekraftwerke über Fernwärme in den Braunkohlerevieren eine wichtige Säule der Wärmeversorgung dar. Bei einem Wegfall von KWK-Kapazitäten müsste die Fernwärme in geeigneter Weise substituiert werden (sei es über Solarthermie, Gas-KWK oder Power-to-Gas). Daneben erhöht sich ohne Kohleverstromung auf der Nachfrageseite der Druck, über Demand-Side-Management die Netzstabilität auch bei hohen Anteilen fluktuierender Erneuerbarer zu gewährleisten.

Die **Einhaltung Energiepolitischer Ziele** adressiert das energiepolitische Zieldreieck aus Versorgungssicherheit/Umweltverträglichkeit/Wirtschaftlichkeit, welches oft um soziale Akzeptanz als viertem Ziel ergänzt wird. Relevante flankierende Maßnahmen umfassen etwa eine Senkung der Stromsteuer zur Vermeidung höherer Endkundenpreise (soziale Akzeptanz/Wirtschaftlichkeit); verstärkter Erneuerbaren-Ausbau, sowie zügigerer Stromtrassenausbau (z.B. Anpassung des Netzentwicklungsplans) tragen zur Begrenzung von Stromimporten bzw. der Importabhängigkeit (als wichtigem Aspekt von Versorgungssicherheit) bei. Rein technisch kann Stromimport über die Installation von Phasenschiebern an den Grenzkuppelstellen limitiert werden. Insofern andernfalls importierter Strom aus fossilen Energieträgern oder Kernenergie basierte, wäre verstärkter Erneuerbaren-Ausbau auch notwendig, um das Ziel Umweltverträglichkeit nicht zu konterkarieren³¹. Ein forciert Ausbau Erneuerbarer wiederum sollte durch die Weiterentwicklung von Märkten für Systemdienstleistungen flankiert werden (ausreichende Bereitstellung von Flexibilität).

Verteilungseffekte können je nach Variante des Kohleausstiegs sehr stark variieren. Ihre adäquate Adressierung ist für die soziale Akzeptanz und die politische Umsetzung möglicherweise entscheidend. In der Literatur werden teilweise große Verteilungseffekte zu Lasten der Endverbraucher prognostiziert²⁰. Andererseits soll durch die parallele Abschaltung der ältesten Braun- und Steinkohlekraftwerke der Strompreis nur leicht ansteigen und im Vergleich zur Abschaltung der jüngeren Kraftwerke für die Kraftwerksbetreiber nur eine geringe Belastung nach sich ziehen²¹. Die regionalen Effekte werden bei einem Kohleausstieg jedenfalls am stärksten ins Gewicht fallen, da die wirtschaftliche Konzentration

³¹ Freilich bringen auch Erneuerbare Energien negative Umweltwirkungen mit sich (z. B. Vogelschlag durch Windkraftanlagen) – insgesamt darf Umweltverträglichkeit nicht auf Klimaschutz reduziert werden (siehe hierzu auch Kapitel 6.4).



der betroffenen Regionen auf die Braunkohle viele Jahrzehnte sehr stark war und somit nur eine wirtschaftliche Neuorientierung eine wirtschaftliche Zukunft bieten kann.

Um solche Verteilungseffekte abzumildern, sollen zum Beispiel auch sozialpolitische Maßnahmen den Kohleausstieg flankieren. Wie bereits im „Literaturüberblick“ beschrieben, teilen sich die flankierenden Maßnahmen zur Adressierung von Verteilungseffekten des Kohleausstiegs in die Kategorien „Kompensationszahlungen“ und „Strukturwandelmaßnahmen“, können aber je nach Ausgestaltung noch stark variieren und sollten sich nach der Stärke der Verteilungseffekte richten. Ein Extremfall zeigt beispielsweise, dass dies nicht immer der Fall ist und das „polluter pays“-Prinzip im Falle von Kompensationszahlungen vollkommen ausgehebelt werden kann: so wurde aus dem „Klimaschutzbeitrag“ die „Sicherheitsbereitschaft“, also statt einer Zusatzbelastung Stilllegungsprämien für Kraftwerksbetreiber.

Für die soziale Akzeptanz eines Kohleausstiegs können partizipative Maßnahmen eine entscheidende Rolle spielen. Diese beinhalten etwa Dialogformate zur Einbindung der BürgerInnen in den Strukturwandelprozess der Kohleregionen oder die partizipative Entscheidungsfindung über die Kernmaßnahmen mit nationalen Stakeholdern. Für die politische Umsetzung eines Kohleausstiegs sind, je nach involvierter Governance-Ebene, adäquate Mechanismen notwendig: Beispielsweise müsste ein regionaler Zertifikatsmindestpreis im Emissionshandel auf intergouvernementaler Zusammenarbeit innerhalb einer Vorreiterallianz basieren. Für gemeinsame Maßnahmen auf EU-Ebene kämen den unterschiedlichen Varianten von *soft governance* durch die EU-Kommission eine entscheidende Rolle zu.³² Sektorale Ziele im Rahmen des Klimaschutzplans müssten mit nationalen Governance-Mechanismen zur Umsetzung in den jeweiligen Sektoren (Stichworte Verkehrswende, Wärmewende), sowie zur Kopplung mit dem Stromsektor untersetzt werden.

Beispiele für Maßnahmen zum Ausstieg aus der Kohleverstromung lassen sich nicht nur in deutschen Studien finden, sondern auch bei einem Blick in die Nachbarländer (siehe Kapitel Governance der Dekarbonisierung des Stromsystems in europäischer Perspektive). Der Anteil der Kohleverstromung im europäischen Ausland liegt insgesamt allerdings niedriger als in Deutschland, wo er 2016 bei 40% lag³³ (im Vergleich z.B. 15% in Italien, 23% in den Niederlanden und 3% in Frankreich³⁴).

Policies in ENavi (Synthese)

Maßnahmen in SPT 1 aus verschiedenen Perspektiven

Ausgangspunkt und Schwerpunkt der Analysen zum SPT 1 „Transformation des Stromsystems“ ist die modellgestützte Entwicklung von Transformationsszenarien für das deutsche Stromsystem im europäischen Stromverbund und im internationalen Kontext. Die Szenarien-Entwicklung und –Analyse erfolgt in einem Verbund „weich“ gekoppelter Modelle, die unterschiedliche methodische Ansätze (Allgemeine Gleichgewichtsmodelle, Optimierungsmodelle, Agentenmodelle, ...), unterschiedliche Untersuchungsrahmen (Makroökonomie, Energiesystem, Stromsystem) und Analyse-Foki aufweisen. Der Modellverbund ist so in der Lage, die Treiber und Konsequenzen der Transformation des Stromsystems in einem sektoral geschachtelten Ansatz zu untersuchen und so die Stärken der einzelnen Modelltypen zu einer integrierten, detaillierten Analyse zu kombinieren.

³² Ringel, M., Knodt, M. 2018. The Governance of the European Energy Union. Efficiency, effectiveness and acceptance of the Winter Package 2016. Energy Policy 112: 209-220.

³³ Wehnert, T.; Best, B.; Andreeva, T. (2017): *Kohleausstieg – Analyse von aktuellen Diskussionsvorschlägen und Studien*. Studie im Auftrag des Naturschutzbund Deutschland (NABU)

³⁴ <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/784050/umfrage/kohleanteil-an-der-stromerzeugung-in-europa-nach-laendern-und-geplanter-kohleausstieg/>, abgerufen am 19.06.2018)



Die Modell-Kopplung im Rahmen von SPT 1 umfasst im Wesentlichen vier Modelltypen: makroökonomische Modelle, die die Entwicklung der Volkswirtschaft beschreiben (REMIND, NEWAGE, PACE), Energiesystemmodelle (TIMES, REMIND³⁵), Modelle mit Fokus auf Investitionsentscheidungen und Dispatch im Stromsystem (LIMES, E2M2, Enertile) sowie ein Agentenmodell, das das Verhalten und Erlösmöglichkeiten von Akteuren auf dem Strommarkt aus einer betriebswirtschaftlichen Perspektive simuliert (AMIRIS).

Die Analyse der Auswirkungen verschiedener energiepolitischer Maßnahmen in den Modellen erfordert zwar eine Anpassung an die jeweilige Modell-Logik. Dennoch lassen sich allgemein folgende Ansätze zur Modellierung von Maßnahmen zur Unterstützung der Dekarbonisierung des Stromsystems unterscheiden:

Für alle im SPT 1 eingesetzten Modelle spielen ökonomische Randbedingungen eine zentrale Rolle für die Modellergebnisse, sei es, dass Optimierungsmodelle kostenminimale Transformationspfade oder Gleichgewichtsmodelle Pfade mit maximaler Wohlfahrt in der Gesamtwirtschaft identifizieren oder Agentenmodelle betriebswirtschaftliche Strategien der Agenten analysieren. Konsequenterweise spielen Annahmen bzgl. Betriebs- und Investitionskosten eine zentrale Rolle bei der modellinternen Entscheidung zum Betrieb existierender Anlagen (bzw. für Investitionen in Neuanlagen) und sind damit ein zentraler Ansatzpunkt zur Integration marktbasierter energiepolitischer Maßnahmen in die Modelle.

Marktbasierende energiepolitische Maßnahmen werden daher in der Regel durch eine Änderung der (exogen vorgegebenen) ökonomischen Randbedingungen für die Modellierung *gegenüber dem Referenzfall* implementiert, der die Situation ohne (zusätzliche) Policies repräsentiert. Marktbasierende Policies zur Unterstützung der Transformation des Stromsektors können dabei umfassen:

- Die **Stilllegung von CO₂-Zertifikaten** führt zu einer Verknappung der Zertifikate und damit zu höheren Zertifikatspreisen und damit höheren Betriebskosten bei fossil befeuerten Kraftwerken. Dem Modell werden Zertifikatsmengen für die einzelnen Stützjahre exogen vorgegeben; das Modell errechnet den Zertifikatspreis endogen und bestimmt über veränderte Betriebs- und Investitionsentscheidungen einen neuen Transformationspfad.
- Die Vorgabe eines **CO₂-Mindestpreises**, die Festlegung eines **Aufschlags auf den CO₂-Zertifikatspreis** oder einer **CO₂-Steuer** führen ebenfalls zu höheren Betriebskosten für konventionelle Kraftwerke, mit entsprechenden Konsequenzen für Betrieb von Altanlagen und Investitionen in Neuanlagen in einem kostenminimierenden Modellansatz.

Neben exogenen Kostenannahmen können den Modellen vielfältige Randbedingungen vorgegeben werden, die vom Modell während der Optimierung eingehalten werden müssen. Die Vorgabe solcher Constraints eignet sich in erster Linie zur Berücksichtigung von **ordnungsrechtlichen Maßnahmen** zur Transformation des Stromsystems:

- Umsetzung eines **Ausstiegs-Fahrplans für die Kohleverstromung** durch Vorgabe der maximal installierbaren Leistung der betroffenen Kraftwerkstypen in einzelnen Stützjahren (ohne Beschränkung des Einsatzes der Kraftwerke), durch Vorgabe der maximal zulässigen Menge an Strom aus Kohle oder Vorgabe der maximal zulässigen Anteile an Strom aus Kohle an der Bruttostromproduktion
- **Verschärfung des Industrieanlagenrechts**: Kraftwerke, die bestimmte spezifische CO₂-Emissionen (pro Einheit erzeugten Stroms) überschreiten, müssen vom Netz genommen werden bzw. dürfen im Modell nicht eingesetzt werden
- **Mengenbegrenzung der Stromproduktion** aus den betroffenen Kraftwerken über einen bestimmten Zeitraum (ohne Beschränkung der Leistung der Kraftwerke, die am Netz verbleiben kann).

Eine Sonderrolle nimmt das Agentenmodell AMIRIS ein, das im Rahmen von SPT 1 in erster Linie zur Analyse flankierender Maßnahmen zum Kohleausstieg dient. AMIRIS untersucht die Wirkungen unterschiedlicher Auslegungen der Marktprämie im Rahmen des EEG auf die Marktintegration von fluktuierender erneuerbarer Stromerzeugung. Ein verstärkter

³⁵ Das Integrated Assessment Modell (IAM) REMIND umfasst sowohl ein Modul zur makroökonomischen Modellierung des wirtschaftlichen Umfeldes der Transformation des Energiesystems als auch ein detaillierteres Energiesystemmodul.



Ausbau (fluktuierender) EE kann zur Kompensation eines Ausstiegs aus der Kohleverstromung nötig werden (siehe Analysen in Kapitel Stromsektor), wenn ein starker Anstieg der Stromimporte vermieden werden soll (siehe flankierendes Instrument „Zusätzliche Ausschreibung von EE-Kapazitäten“ in Tabelle 4)

Ein komplementärer Ansatz zur **maßnahmen-basierten Vorgehensweise**, wie sie mit der oben beschriebenen Integration von marktbasierter oder ordnungsrechtlicher Maßnahmen in die Modelle verfolgt wird, ist ein **ziel-basierter Ansatz**, in dem explizite Ziele vorgegeben werden, die modellbasiert generierte Transformationspfade erreichen sollen. Darunter können z.B. sektor- oder gesamtsystem-bezogene CO₂-Emissionen fallen (für einzelne Stützjahre oder kumuliert über den Betrachtungszeitraum). Analysen dieser Art identifizieren kostenminimale, zielerfüllende Transformationspfade ohne die explizite Vorgabe von Maßnahmen, die zur Realisierung der Transformationspfade nötig sind. Sie eignen sich daher in erster Linie zur Wirkungsabschätzung und zum Vergleich verschiedener Transformationspfade. Die Entwicklung expliziter Policies oder Policy Packages steht nicht im Mittelpunkt der Entwicklung solcher Transformations Szenarien. Allerdings können Sektorziele in vielen Modellen über sektorspezifische CO₂-Preise implementiert werden. Auf diese Weise kann ein ziel-basierter Ansatz in einen maßnahmen-basierten Ansatz überführt werden.

Ausblick

Eine Ergänzung des hier erfolgten Ansatzes ist die gebündelte Betrachtung von Policy Packages mittels Cross-Impact-Bilanzanalyse (CIB). Die CIB, eine Methode zur qualitativen Systemanalyse, ermöglicht es, Wechselwirkungen zwischen Systembestandteilen zu untersuchen, auch wenn diese auf unterschiedlichem Skalenniveau beschrieben werden. Um möglichst konsistente Policy Packages zu erstellen, sollen daher die Wechselwirkungen zwischen den einzelnen Maßnahmen und ihr Effekt auf die Zielgröße(n) mit dieser Methode zusätzlich analysiert werden.

Die vorliegenden Analysen zeigen, dass unerwünschte Folgen einer Kernmaßnahme nicht unmittelbar nach Inkrafttreten der Maßnahme auftreten müssen, sondern sich erst im Laufe des Transformationsprozesses manifestieren. Flankierende Maßnahmen müssen entsprechend zeitlich passend implementiert werden. Eine solche Sequenzierung von Maßnahmen innerhalb eines Bündels berücksichtigen die vorliegenden Analysen bislang nicht – diese zeitliche Dimension wird aber im weiteren Projektverlauf über die Iteration des ENavi-Prozesses aufgegriffen: Auf Basis wiederholter multi-kriterieller Bewertung (siehe Kapitel Multikriterielle Bewertung von Politikoptionen) werden vorläufige Maßnahmenbündel in Kooperation mit AP 11 („Bewertungskriterien“) und AP 12 („Transdisziplinärer Diskurs und Kompetenzteams“) sukzessive um eventuell zusätzlich notwendige flankierende Maßnahmen ergänzt.



5.2. Technologiepotenziale und Innovation

Ein Beitrag von AP 2.

Autoren: Maike Schmidt, Steven Wagner, Tobias Buchmann, Stefan Fidaschek, Christian Heinze, Patrick Wolf.

Dieses Kapitel widmet sich der im ENavi-Prozess verankerten Analyse mit dem vertieften Fokus auf die Rolle der Technologien, der Technologieentwicklung und des Innovationsumfelds. Dabei wird die Bedeutung einer fundierten und aktuellen Datenbasis zu den verfügbaren und in der Entwicklung befindlichen Technologien aufgezeigt und der im Rahmen von ENavi erarbeitete Ansatz zur Technologiebewertung demonstriert. Hierzu werden die beiden sehr unterschiedlichen Technologieoptionen Carbon Capture und Photovoltaik herangezogen. Darüber hinaus werden in diesem Kapitel im Sinne des ENavi-Bewertungsansatzes erste Wirkungshypothesen zum Einfluss eines schnellen oder langsamen ordnungsrechtlichen Kohleausstiegs auf den Technologieeinsatz und die Technologieentwicklung erstellt. Im Sinne der Folgenanalyse werden dann erste Vorschläge erarbeitet, wie über flankierende Maßnahmen nicht intendierte Nebenwirkungen eines schnellen oder langsamen ordnungsrechtlichen Kohleausstiegs vermieden oder intendierte Wirkungen erst ermöglicht bzw. verstärkt werden könnten.

Die Rolle von Technologien für die Transformation des Energiesystems und die Bedeutung von Technologieentwicklungen und Innovation

Notwendigkeit der Erstellung und regelmäßigen Überarbeitung von Technologiesteckbriefen bzw. Datenbankrevisi- onen

Die Energiewende wird in erheblichem Maße durch die Entwicklung neuer und verbesserter Technologien vorangetrieben. Insbesondere sind zur Erreichung der Ziele des Pariser Klimaschutzabkommens noch technologische Lücken zu schließen, also Technologieentwicklungen anzustoßen, die die Leistungsgrenzen (z.B. technischer, ökonomischer oder ökologischer Natur) existierender Technologien erweitern. Zu denken ist hier insbesondere an den Kohleausstieg, der von einer beschleunigten Entwicklung alternativer und kompensierender Technologien flankiert werden muss, wenn keine Versorgungslücken entstehen, die Stromimporte begrenzt bleiben und die Potentiale einer Sektorkopplung auf Basis einer CO₂-neutralen Stromerzeugung voll genutzt werden sollen. Dazu gehören neben Erzeugungstechnologien auch Speicher- und Netztechnologien. Um derartige Entwicklungen nachverfolgen zu können, ist die umfassende laufende Erfassung von Leistungsparametern, der für die Energiewende relevanten Technologien erforderlich. Dies umfasst auch die Erfassung von Prognosewerten für zukünftige Entwicklungen unter Berücksichtigung der Tatsache, dass diese u.U. ein hohes Maß an Unsicherheit aufweisen (je nach Stabilität des Technologieentwicklungspfades). Die Verfügbarkeit bisher nicht genutzter Datenquellen ermöglicht dabei eine zuverlässigere Erfassung technologischer, ökonomischer und ökologischer Technologieparameter. Eine unmittelbare Anwendung besteht dabei in der Bereitstellung von Datensätzen für die Energiesystemmodellierung. Die Erweiterung der bestehenden Steckbriefe um bislang nicht erfasste Parameterwerte, die einerseits für die Modellierung von Energiesystemen direkt von Relevanz sind und andererseits z.B. für die Analyse von Technologieakzeptanz von Bedeutung sind, spielt dabei eine wichtige Rolle. Hierbei fließen in die Akzeptanzanalyse unmittelbar die Ergebnisse aus den Arbeiten der anderen ENavi-Partner in den verschiedenen Arbeitspaketen ein (vgl. Kapitel Empirische Untersuchungen zu Akzeptanz & Wirkungen von Maßnahmen einschließlich verhaltensrelevanter Aspekte). Die Nutzung einer Vielzahl von Informationsquellen ermöglicht das Aufzeigen von Ober- und Untergrenzen einzelner quantitativer Kriterien und unterstützt die Ableitung von Referenzwerten sowie Varianzen. Die identifizierbaren Datenquellen variieren dabei erheblich hinsichtlich ihrer Qualität und Verlässlichkeit. Deshalb wird eine Bewertung der einzelnen Quellen als Mittel der Qualitätssicherung durchgeführt. Das Heranziehen aktuellster Daten sowie eine regelmäßige Erweiterung des Datensets ermöglicht außerdem die Überprüfung bisheriger Prognosewerte und –methoden.

Definition von Schlüsseltechnologien für das Energiesystem der Zukunft

Ein wichtiger Teilaspekt ist die Definition von Schlüsseltechnologien, welchen das größte Potenzial zugetraut wird, um die Energiewende in Zukunft entscheidend voranzubringen und so beispielsweise einen geordneten Kohleausstieg überhaupt erst zu ermöglichen. Eine Schlüsseltechnologie (Englisch: Key Enabling Technology - KET) stellt einen unverzichtbaren Technologiebaustein für das Energiesystem der Zukunft dar. Vor allem in Kombination mit anderen (Schlüssel)Technologien haben diese das Potential Innovationen zu erschließen sowie die Grundlage für ein breites Spektrum an Produktanwendungen in strategischen Wertschöpfungsketten zu bilden. Schlüsseltechnologien haben außerdem zunehmend Einfluss auf die Lebensqualität, die Wettbewerbsfähigkeit von Volkswirtschaften sowie die Schaffung von auf



lange Sicht sicheren Arbeitsplätzen. Im Rahmen der Arbeiten in Arbeitspaket 2 kristallisieren sich bislang folgende relevante Schlüsseltechnologien heraus, was auch die Bedeutung der drei weiteren Kopernikusprojekte EnSure, Synergy und P2X bestätigt:

- Hinsichtlich der Stromerzeugung entwickelt sich die solare Stromgewinnung (insbesondere die Photovoltaik) zu einer tragenden Säule der Energiewende, gerade auch im internationalen Kontext. Solarzellen werden heute überwiegend aus kristallinem Silizium hergestellt. Dünnschicht-Technologien und hier insbesondere das Materialsystem CIGS (Cu(In,Ga)Se₂) ermöglichen grundsätzlich geringere Herstellungskosten und damit die Chance, am wachsenden Weltmarkt für die Photovoltaik entscheidend zu partizipieren und für weitere Kostensenkungen zu sorgen.
- Die Windenergie an Land und auf See ist neben der Photovoltaik die zweite tragende Säule des Stromsystems der Zukunft. Gerade auch auf internationaler Ebene ist die Windenergie an Land durch die mittels Technologieentwicklung generierten Kostensenkungen wettbewerbsfähig und entwickelt sich gemeinsam mit der Photovoltaik zur führenden da kostengünstigsten Stromerzeugungstechnologie.
- Die dezentrale oder mobile Speicherung von elektrischer Energie mit Batterien stellt eine der Schlüsseltechnologien für die Energieversorgung im 21. Jahrhundert dar.
- Zur Erreichung der Klimaschutzziele sind zudem weiterentwickelte Power-to-X Technologien erforderlich. Hier steht zunächst die Weiterentwicklung der Elektrolysetechnologie zur kostengünstigen und zuverlässigen Wasserstoffherzeugung unter Berücksichtigung einer fluktuierenden Strombereitstellung im Fokus, um kostengünstigen Wasserstoff für sämtliche Anwendungen vom Einsatz als Grundstoffchemikalie bis zur Weiterverarbeitung als Flugtreibstoff bereitzustellen (Kopernikusprojekt P2X).
- Brennstoffzellensysteme, die zunehmend zur Hausenergieversorgung für Strom und Wärme (z.B. in Japan), zur unterbrechungsfreien Stromversorgung, als Antriebssysteme für Flurförderzeuge sowie als Antriebsoption für Personenwagen, Busse und mittelfristig für LKW eingesetzt werden, können eine wichtige Rolle spielen.
- Die technologische Weiterentwicklung der Stromtransportsysteme beispielsweise für die zunehmend unterirdische Verlegung von Drehstrom- aber auch von HGÜ-Leitungen (Erdverkabelung) ist ebenso wichtig wie der Ausbau der Grenzkuppelstellen, wenn die Synergien und Kostenvorteile des europäischen Stromnetzverbunds ausreichend genutzt werden sollen (Kopernikusprojekt EnSure).

Darüber hinaus gibt es übergeordnete sogenannte General Purpose Technologien, die in allen Erzeugungs-, Verteil- und Speichertechnologien eine zunehmend wichtige Rolle spielen, da sie z.B. Flexibilisierung der Lasten (Kopernikusprojekt SYNERGIE) und Verbrauchsprognosen ermöglichen. Dazu zählen die IKT (Digitalisierung) sowie Artificial Intelligence (Machine Learning).

Mittelfristig sollen in ENavi Schlüsseltechnologien direkt aus den erarbeiteten Steckbriefen auf Basis der umfassenden Technologiebewertung (ökonomisch, technisch, ökologisch, soziologisch) abgeleitet werden können.

Qualitative Einordnung der Auswirkungen möglicher disruptiver Technologieentwicklungen

Zur Umsetzung der Ziele der Energiewende sind Technologien erforderlich, die in zentralen Leistungscharakteristika im Vergleich zum Status Quo erhebliche Verbesserungen aufweisen. Solch neue bzw. grundlegend verbesserte Technologien können in verschiedener Hinsicht ein hohes disruptives Potential aufweisen und damit beispielsweise einen ordnungsrechtlichen Kohleausstieg beschleunigen. Dies betrifft in der Folge in direkter Weise aktuell eingesetzte Technologien, die durch neue Entwicklungen ersetzt werden. Es betrifft jedoch auch die ökonomische bis hin zur sozialen Dimension des Einsatzes von Technologien. Disruptive Technologien unterscheiden sich grundlegend von bereits etablierten Technologien. Kennzeichnend sind eine zunächst niedrigere Leistung bzgl. relevanter Aspekte heutiger Mainstreammärkte, allerdings höhere Leistung bzgl. relevanter Aspekte zukünftiger Märkte sowie die Einführung und Etablierung von Leistungsdimensionen, mit welchen bestehende Produkte bisher nicht konkurrieren mussten. Damit wird im Rahmen von ENavi unter einer disruptiven Technologie eine Technologie verstanden, welche eine Änderung der bisherigen Wettbewerbsgrundlage herbeiführt, indem sie die Parameter, anhand derer Wettbewerb geführt wurde, verändert. Disruptive Technologien ermöglichen es so z.B. kleineren Unternehmen, die über geringere Ressourcen verfügen, erfolgreich mit bereits etablierten großen Unternehmen zu konkurrieren, indem sie ausgehend von einem Nischenmarkt in den Massenmarkt vordringen.



Die Schwierigkeit für die Erstellung von Szenarienanalysen, der Energiesystemmodellierung und ähnlicher Zukunftsanalysen, welche durch disruptive Entwicklungen beeinflusst werden, liegt in der Tatsache begründet, dass disruptive Innovationen kaum vorhersehbar und somit mit einem sehr hohen Maß an Unsicherheit verbunden sind. Dies ist umso gravierender, da sie mit einem erheblichen Potential für Verwerfungen hinsichtlich des eingesetzten Technologiemixes ausgestattet sein können. Damit können sich bis 2050 noch stärkere Änderungen im Technologiefokus ergeben. Im Detail betrifft dies unabsehbare zukünftige Technologieentwicklungen, den Zeitpunkt der Marktreife sowie die Rolle im Energiesystem. Denkbar wären z.B. hohe disruptive Potenziale bei Technologien wie „Air capture“ in einer möglichen Zukunft. Die große Unsicherheit bezüglich zukünftiger Innovationen („True uncertainty“ (Knight 1921)) betrifft dann beispielsweise einerseits Parameterunsicherheiten (zukünftige Parameterwerte) in (Energiesystem-) Modellen und andererseits Modellunsicherheiten (Einflüsse, Wechselwirkungen, Modell- und Systemgrenzen).

Daneben können eine Reihe weiterer Effekte dazu führen, dass sich die Gestaltung des zukünftigen optimalen Technologiemixes aus heutiger Sicht als schwierige Aufgaben präsentiert. Zu diesen Effekten zählen lock-ins (Arthur 1989), welche einzelnen Technologien durch pfadabhängige Entwicklungen einen Vorteil im Wettbewerb verschaffen können, und Tipping-points: z.B. mögliche Kostensenkungen für Photovoltaik führen zu Netzparität und in der Folge zu einer unerwarteten Zunahme von dezentraler Energieerzeugung. Außerdem existiert ein großer politischer Einfluss auf die Technologieentwicklung dessen Stoßrichtung über einen Zeitraum von mehreren Jahrzehnten schwer einzuschätzen ist. Diesen Herausforderungen kann begegnet werden, indem ein fortlaufendes Technologie-Monitoring stattfindet, welches sich abzeichnende Entwicklungen frühzeitig erfasst und entsprechende Hinweise an die Energiesystemmodellierung liefert. Hier fließen auch Ergebnisse aus der Technologiediffusionsforschung ein, um Einschätzungen zu Einführungs- und Realisierungsgeschwindigkeiten für die einzelnen Technologien geben zu können, welche wiederum in die Modellierung Eingang finden müssen. Außerdem ist auf politischer Seite in der Folge darauf zu achten, dass die Potentiale neuer Technologien voll ausgeschöpft werden können, indem diese in einen passenden Regulierungsrahmen eingefügt werden bzw. gegenüber älteren und weniger energiewendenden Technologien zumindest nicht benachteiligt werden.

Diskussion von Schlüsseltechnologien und der Robustheit der Annahmen für die Technologieentwicklung

Methodenbeschreibung

Für die detaillierte Beschreibung, die Charakterisierung und die technische Einordnung von Technologien in Bezug auf die Energiesysteme wurde im Arbeitspaket 2 eine methodische Basis entwickelt, die hier kurz beschrieben werden soll.

Die Technologiebewertung beginnt mit der Festlegung einer sinnvollen **Aggregationsstufe** zur Spezifikationsanalyse für jede Technologie. Unter Beachtung der technologiespezifischen Unterschiede werden die kleinsten Einheiten einer Technologie identifiziert, auf deren Skalen eine Typenunterscheidung möglich ist (Erzeugungstechnologie vs. Einzelkraftwerk).

Im Folgenden werden Spezifikationen und Charakteristiken auf Basis intensiver **Literaturrecherchen**, und Interviews zu den einzelnen Technologieaggregaten zusammengetragen. Hierbei erfolgt zudem eine Dokumentation und Analyse der jeweiligen Quellen sowie eine Bewertung der Qualität der verfügbaren Daten (wissenschaftliche Belastbarkeit der Basisdaten). Diese Daten werden in einer zentralen **Technologiedatenbank** abgelegt und den Partnern in ENavi sowie später auch externen Interessenten zur Verfügung gestellt. Auf Basis der gesammelten Spezifikationen, Kenndaten und Charakteristika können anschließend interessentenspezifische **Technologiesteckbriefe** für die jeweiligen Technologien erstellt und veröffentlicht werden.

Mit Hilfe der gesammelten Daten und der dazugehörigen Gewichtung (Quellenanalyse) wird die **technische Machbarkeit** einzelner Interventionen oder ganzer Policy Packages beurteilt. Zudem werden technische Randbedingungen bzw. Voraussetzungen für den Einsatz bestimmter Technologien für die Einbindung in ein Policy Package abgeleitet und in ENavi diskutiert.

Schlussendlich werden auf Basis der beschriebenen Vorarbeiten notwendige **Forschungs- und Entwicklungsaufgaben** zur Weiter- bzw. Neuentwicklung von Technologien sowie Adaption von Technologien auf Grund von Pfadabhängigkeiten identifiziert und priorisiert.



Technologiebewertung am Beispiel von Carbon Capture

Als ein Beispiel für die Technologiebewertung im Rahmen des ENavi-Prozesses soll Carbon Capture and Storage (CCS) bzw. Carbon Capture and Utilisation (CCU) dienen, welches von der IEA als eine der Schlüsseltechnologien zur Erreichung des 2 °C-Ziels des Pariser Klimagipfels genannt wird [IEA Energy Technology Perspectives 2017]. Hintergrund ist, dass es CCS/CCU erlaubt, prozessbedingtes CO₂, wie es z. B. bei jeder Feuerung in thermischen Kraftwerken, bei Zementwerken oder bei Stahlwerken entsteht, abzuscheiden und so die Emission von Treibhausgas aus diesen Prozessen zu verringern oder ganz zu unterbinden.

Im Bereich der Stromerzeugung in Deutschland wurden in 2017 ca. 58 % der Energiemenge durch thermische Prozesse (Gaskraftwerke, Kohlekraftwerke und Biomassekraftwerke) bereitgestellt. Die Integration von Technologien zur Abscheidung des CO₂ aus den Abgasströmen könnte dementsprechend einen substantiellen Beitrag zur Erreichung der Klimaziele in Deutschland leisten. Dies gilt insbesondere, weil thermische Kraftwerke im heutigen Energiesystem- und Marktregime eine unverzichtbare Rolle bei der Frequenzhaltung im Stromnetz bzw. zur Bereitstellung der Residuallast zwischen Dargebot aus CO₂-freien Erzeugungstechnologien sowie Leistungsbedarf in Deutschland einnehmen. Jedoch stehen der Nutzung in Deutschland der geltende Rechtsrahmen und insbesondere massive Akzeptanzprobleme entgegen. Auch wenn aus diesem Grund entschieden wurde, in den Szenarien den Schwerpunkt auf den Kohleausstieg zu legen, soll an dieser Stelle die Technologieoption des Carbon Capture dennoch dargestellt werden, um ein vollständiges Gesamtbild zur Thematik zu liefern.

Dies nicht zuletzt deshalb, weil neben der Reduktion oder Vermeidung von CO₂-Emissionen aus fossil gefeuerten Kraftwerken und aus Industrieprozessen die Einbindung von CCS/CCU in Biomassekraftwerke oder Müllverbrennungsanlagen auch eine negative CO₂-Bilanz für diese Technologien erlaubt und somit gerade langfristig einen weiteren Beitrag zum Erreichen der Klimaschutzziele von Paris gewährleisten kann.

Mögliche Ansätze zur signifikanten CO₂-Reduzierung

Es sind grundsätzlich drei Ansätze zur signifikanten Reduktion der CO₂-Emissionen aus Kohle gefeuerten Kraftwerken vorstellbar. Zum einen kann ein „Kohleausstieg“ bzw. Kohle-„Phase Out“ avisiert werden. Hierfür müsste die Bruttostromerzeugung aus Kohle in der Größenordnung von 242 TWh aus 2017 kompensiert werden. Die Kompensation könnte durch CO₂-freie Erzeugung in Deutschland oder Stromimporte erfolgen, wobei für beides die technische und wirtschaftliche Machbarkeit aufgrund des notwendigen Netzausbaus und der Entwicklung und Implementierung von Speicherlösungen sowie die Akzeptanz in der Bevölkerung nicht gesichert sind. Ein weiterer Ansatz ist der Ersatz vom Brennstoff Kohle durch Biomasse, welche in der Gesamtbilanz als CO₂-neutral anzusehen ist. Neben dem Problem der Nutzungskonkurrenz von Anbauflächen für Energie- oder Nutzpflanzen, die in AP 7 von ENavi intensiver analysiert werden (siehe auch Kapitel Umwelt), ist das energetische Potential von Biomasse in Deutschland begrenzt. Damit könnte selbst mit hocheffizienten Stand-Alone Biomassekraftwerken und vollständiger Verstromung von Biomasse (ohne alternative Nutzung) könnte die komplette Kohle-Stromerzeugung nicht kompensiert werden. Die Umsetzbarkeit für diesen Ansatz kann somit ebenfalls nicht als gesichert angenommen werden.

Ein weiterer Ansatz zur wesentlichen Dekarbonisierung des Stromsektors, der aktuell in die politischen und gesellschaftlichen Diskussionen wenig Eingang findet, ist das zuvor genannte CCS oder CCU. In den letzten 20 Jahren wurden hierzu verschiedene Technologien entwickelt. Die Technologien unterteilen sich in sogenannte Pre-Combustion-, Post-Combustion- und Oxyfuel-Verfahren. Bei den Pre-Combustion-Verfahren wird der Kohlenstoff aus dem Brennstoff vor der Verbrennung entfernt. Hierfür wird der Brennstoff vergast, das entstehende Kohlenmonoxid in CO₂ umgewandelt und separiert. Das produzierte Gas, welches im Wesentlichen aus Wasserstoff besteht, kann dann in hocheffizienten Gas- und Dampfkraftwerken eingesetzt werden, welche sonst für Erdgas verwendet werden. Post-Combustion Verfahren scheiden das CO₂ nach der Verbrennung aus dem Rauchgas ab. Das hat den Vorteil, dass hiermit bestehende Kraftwerke aber auch Industrieprozesse nachgerüstet werden können, zumindest, wenn sie bereits in der Planung darauf ausgelegt wurden („CCS-ready“). Als Sorbentien kommen beispielsweise Kalkstein oder Amin-Verbindungen zum Einsatz. Oxyfuel-Verfahren basieren auf der Idee, dass der Brennstoff mit reinem Sauerstoff verbrannt wird, wodurch das Rauch- bzw. Abgas nahezu ausschließlich aus CO₂ und leicht separierbarem Wasser besteht.

Alle genannten Technologien wurden mindestens schon im Pilot-Maßstab erprobt und könnten grundsätzlich in einem Zeithorizont bis zu 10 Jahren kommerziell eingesetzt werden. Bisher scheitert dies insbesondere in Deutschland jedoch an mangelnder gesellschaftlicher Akzeptanz der CO₂-Speicherung, was sich auch in der aktuellen Gesetzgebung („Gesetz



zur Demonstration der dauerhaften Speicherung von Kohlendioxid“ - „Kohlendioxid-Speicherungsgesetz“) widerspiegelt. Gleichzeitig existieren geringe finanzielle Anreize für eine CO₂-Abscheidung und die Erforschung von alternativen CO₂-Verwendungspfaden nach der Abscheidung. Für eine ganzheitliche Bewertung möglicher Pfade zu einem neuen Energiesystem sollten aber auch bisher vernachlässigte Optionen gründlich durchleuchtet werden. Hierzu werden in ENavi die notwendigen Daten gesammelt.

Vergleich Kraftwerk ohne und mit Carbon Capture

In den letzten 10 Jahren wurden einige hocheffiziente Kohlekraftwerke errichtet, wie zum Beispiel das Großkraftwerk Mannheim im Jahr 2015 mit einer Leistung von 900 MW_{el} und einen elektrischen Wirkungsgrad von über 46 %. Derartige Anlagen werden für Lebensdauern von mindestens 25 Jahren geplant. Die Investitionskosten liegen in der Größenordnung von 1400 €/MW und verursachen einen CO₂-Ausstoß von ca. 800 g/kWh_{el}.

In diesem Abschnitt soll beispielhaft das Potential des Carbon Capture für eine derartige Anlage erläutert werden. Die Herausforderung in der Charakterisierung von Carbon Capture-Technologien liegt dabei in der Bandbreite der möglichen technischen Ausführungen. Je nach Technologie gibt es große Abweichungen bei nahezu allen relevanten Parametern von Wirkungsgrad und Leistungsklasse der Anlage, über spezifische Emissionen bis hin zu den Investitions- und Betriebskosten. Des Weiteren ist zu beachten, dass die CO₂-Kompression als sehr energieintensiver Verfahrensschritt einen wesentlichen Einfluss auf den Wirkungsgrad der Gesamtanlage hat. Ein üblicher Malus für die CO₂-Kompression liegt, je nach notwendiger Transportstrecke und CO₂-Menge je kWh, bei 3% - 4,5%. Für die eigentliche Abscheidung des CO₂ aus dem Kraftwerksprozess ist ein Malus von 6%-Punkten gegenüber Anlagen ohne CCS ohne Berücksichtigung der CO₂-Kompression realistisch (vgl. Tabelle 5).

Tabelle 5: Beispielhafte Studien zum Wirkungsgradverlust durch Carbon Capture

Technologie	Wirkungsgrad	Wirkungsgrad ohne CCS	Jahr	Quelle
IGCC Post-Combustion (Staubfeuerung)*	36%	45%	2009	Ekström, Clas, et al. "Techno-economic evaluations and benchmarking of pre-combustion CO ₂ capture and oxy-fuel processes developed in the European ENCAP project." <i>Energy Procedia</i> 1.1 (2009): 4233-4240
Oxy-Fuel (Staubfeuerung)*	36%	45%		
Oxy-Fuel (Wirbelschicht)*	37%	44%		
Chemical Looping (Wirbelschicht)*	42%	44%		
Indirekt beheiztes Carbonate Looping	41,3%	45,6%	2016	Junk, Markus, et al. "Technical and economical assessment of the indirectly heated carbonate looping process." <i>Journal of Energy Resources Technology</i> 138.4 (2016): 042210.
Pre-Combustion/IGCC	34,4 – 36%**	41%**	2006	Ordorica-Garcia, Guillermo, et al. "Technoeconomic evaluation of IGCC power plants for CO ₂ avoidance." <i>Energy conversion and management</i> 47.15 (2006): 2250-2259.

*inkl. CO₂-Kompression

**auf Brennwert (HHV) bezogen

Für die anfangs genannte Anlage würde bei 90 % CO₂-Abscheidung der elektrische Netto-Wirkungsgrad je nach konkreter Technologie auf 36% - 38% unter Berücksichtigung der CO₂-Kompression sinken. Gleichzeitig würden die spezifischen

Investitionskosten um 400 € - 600 € steigen. Zusätzlich kämen noch Transportkosten für das CO₂ hinzu. Die Emissionen könnten so von 800 g/kWh_{el} auf 80 g/kWh_{el} reduziert werden. Die CO₂-Vermeidungskosten liegen für Steinkohle gefeuerte Kraftwerke im Bereich von 30-50 €/t inkl. Kompression [Rubin 2007; Cormos 2014].

Ausblick/ Forschungs- und Entwicklungsbedarf

Insbesondere für relativ junge Kohlekraftwerke wäre eine Nachrüstung mit Post-Combustion-Technologien gegenüber einer frühzeitigen Stilllegung gegebenenfalls eine sinnvolle Option zur Reduktion der CO₂-Emission durch Kohleverstromung.

Eine vergleichsweise reife Technologie zur CO₂-Abscheidung im Kraftwerksbereich ist die Amin-Wäsche, da hier bereits Erfahrungen in Prozessen in der chemischen Industrie bestehen und auch schon Demonstrationsprojekte an Großkraftwerken durchgeführt wurden. Bei dieser Post-Combustion-Technologie wird das Rauchgas aus dem Kraftwerk durch eine Absorptionskolonne mit einem Amin als Sorbent geleitet. Das CO₂ kann in einer weiteren Kolonne in hoher Reinheit zurückgewonnen werden. Der Prozess wird mit unterschiedlichen Sorbentien kommerziell angeboten. Der Nachteil im Bereich der Stromerzeugung liegt im vergleichsweise hohen Wirkungsgradverlust, da viel Energie für die Regeneration des Sorbents aufgewendet werden muss. Das führt gleichzeitig zu hohen CO₂-Vermeidungskosten.

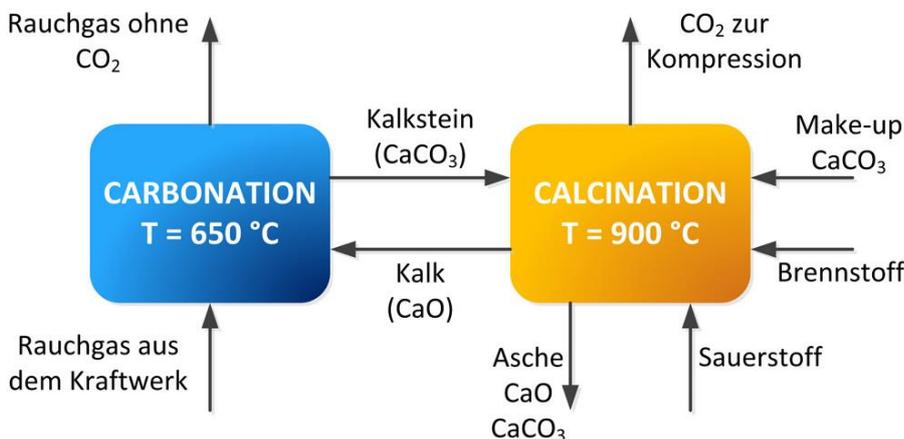


Abbildung 6: Prinzip-Skizze des Carbonate-Looping

Eine andere Post-Combustion-Technologie ist das Carbonate Looping. Hier wird reichlich und günstig verfügbarer Kalkstein als Sorbens eingesetzt. Gegenüber der Amin-Wäsche zeichnet sich das Carbonate Looping durch geringere Wirkungsgradeinbußen und somit auch geringere Kosten aus. Diese Technologie sowie noch effizientere Weiterentwicklungen, wie das indirekt beheizte Carbonate Looping, wurden jedoch bisher nur im Pilot-Maßstab erprobt. Für eine Kommerzialisierung ist entsprechend eine Demonstration in kommerziellen Anlagen erforderlich. Ähnliches gilt auch für die Oxyfuel- und einige der Pre-Combustion-Verfahren.

Weiterer Forschungsbedarf besteht auch bei der Frage der Flexibilität der Anlagen. Die Anforderungen an die Lastwechselfähigkeit konventioneller Kraftwerke steigen aufgrund der zunehmenden Einspeisung aus fluktuierenden Quellen kontinuierlich. Bei der Erforschung der Carbon Capture Technologien wurde dieses Thema jedoch noch relativ weit ausgespart, auch aus Mangel an Erfahrung aus Demonstrationsprojekten sowie mangelnden finanziellen Anreizen für CO₂-Vermeidung in Kombination mit gesicherter Leistungsbereitstellung.

Carbon Capture hat, wie zu Beginn des Kapitels schon erwähnt, das Potential eine negative CO₂-Bilanz aufzuweisen, wenn CO₂ aus Biomasse- oder Müllfeuerungen abgeschieden wird. Dabei werden aufgrund der anderen Zusammensetzung der Brennstoffe und dem Einfluss von korrosiven und deaktivierenden Spurenstoffen andere und teilweise höhere Anforderungen an die Carbon Capture Verfahren gestellt.

Auch wird im Rahmen der Forschung zu Carbon Capture die Integration in andere Industriezweige diskutiert. Zum Beispiel wird bei der Zement-Herstellung durch das Brennen des Kalksteins eine große Menge CO₂ freigesetzt. Durch die Integration des oben beschriebenen Carbonate Looping Prozesses, der genau auf der Kalkstein-Reaktion beruht, könnte aus Zementwerken ein sehr reiner CO₂-Strom zur Verpressung oder Weiternutzung abgeschieden werden.



Technologiebewertung am Beispiel der Photovoltaik

Als zweites Beispiel zur Technologiebewertung soll die solare Stromerzeugung dienen, welche sich mittlerweile neben Windenergie (onshore sowie offshore) und Biomasse als eine der wichtigsten erneuerbaren Energieerzeugungstechnologien etabliert hat und speziell in Kombination mit angepassten Speicherlösungen eine Schlüsseltechnologie für die Energiewende darstellen kann. Abbildung 7 zeigt hierbei, dass die Bruttostromerzeugung aus diesen erneuerbaren Energien zusammen bereits jetzt die der Braunkohle übersteigt und zukünftig das Potential hat, die Reduktion oder den Wegfall bestimmter Energiequellen, wie bspw. im Rahmen eines ordnungsrechtlichen Kohleausstiegs, zu kompensieren.

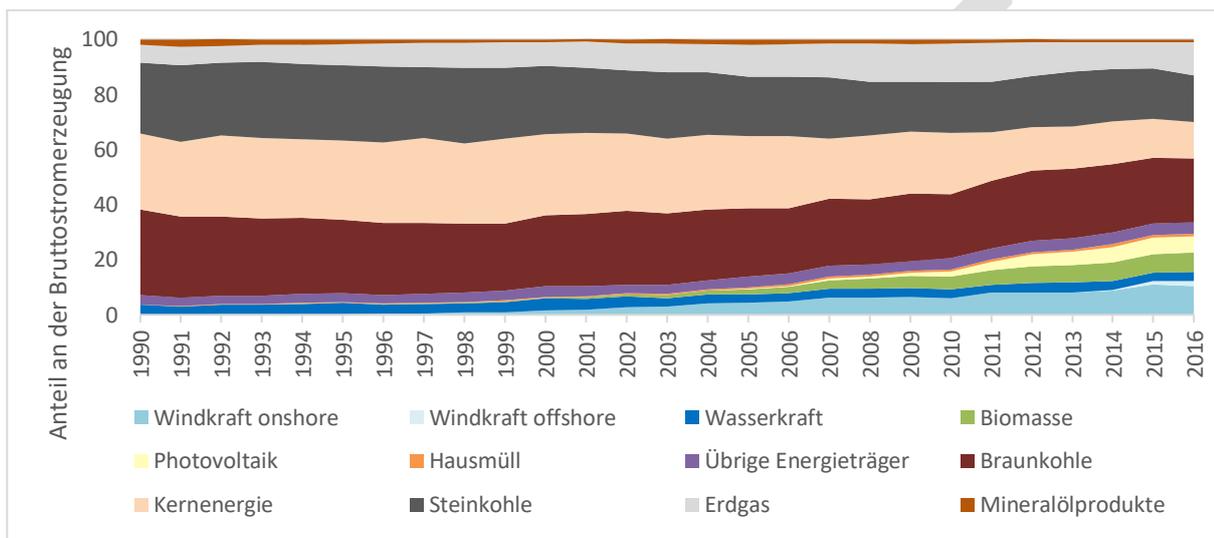


Abbildung 7: Bruttostromerzeugung in Deutschland von 1990 bis 2016
Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (2017)

Ausbau und Weiterentwicklung von Photovoltaik sowie zugehörigen Speichern

Derzeitig etablierte Solartechnologien basieren primär auf Zellen aus kristallinem Silizium (c-Si) sowie CIGS-Zellen, wobei erstere mit einem Anteil von rund 90% den Großteil des PV-Marktes abdecken. Die nachfolgende achtungsweise zu beschleunigen.

Abbildung 8 zeigt die prognostizierte Entwicklung von c-Si-Modulen bis zum Jahr 2050 für ausgewählte Eigenschaften. Anhand der aufgezeigten Entwicklung wird hierbei deutlich, dass hinsichtlich der Lebensdauer, der Waferdicke sowie des Wirkungsgrades noch deutliche Verbesserungen in der Zelltechnologie zu erwarten sind. Gleichzeitig liegt die durchschnittliche Lernrate im Solarbereich speziell im Vergleich zu anderen erneuerbaren Technologien mit 20% sehr hoch.³⁶ Dies spiegelt sich auch in der dargestellten Kostendegression bis zum Jahre 2050 wieder, welche einen Rückgang der Modulkosten um bis zu 75% sowie eine deutliche Zunahme der bundesweit installierten Leistung prognostiziert. Bei entsprechender regulatorischer Rahmgebung hat die PV-Technologie damit das Potential den Kohleausstieg auch bei vorrangig betriebswirtschaftlicher Betrachtungsweise zu beschleunigen.

³⁶ Die durchschnittliche Lernrate im Bereich Windenergie und Geothermie liegen bspw. bei 5%, bei Wasserkraft sogar lediglich bei 1% (Vgl. Tsiropoulos et al., 2018)

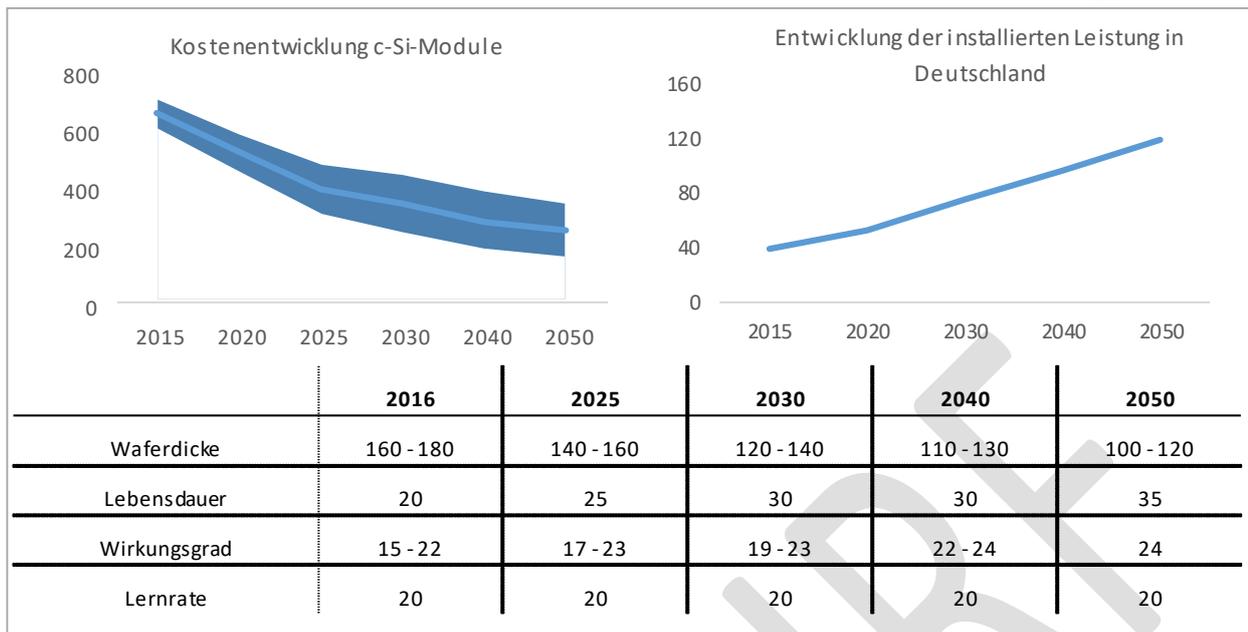


Abbildung 8: Stand und zukünftige Entwicklung der c-Si-Technologie
Quelle: Tsiropoulos et al. (2018), Philipps et al. (2017)

Hinsichtlich der Forschungs- und Entwicklungsmöglichkeiten existieren sowohl auf Zell- als auch Systemebene zahlreiche Ansätze zur Verbesserung und Weiterentwicklung der Solartechnologie. So gibt es neben den verschiedenen bereits kommerzialisierten Zelltypen (u.a. mono/multi c-Si, CIGS) noch mehrere potentialträchtige Alternativen, welche sich derzeit in der Entwicklung bzw. Erprobung befinden (u.a. organische Solarzellen, III-V Mehrfach-Konzentrator-Solarzellen) und speziell Verbesserungen hinsichtlich des Wirkungsgrads, der Langlebigkeit und des Materialbedarfs erhoffen lassen. Neben der direkten Zell- und Modulentwicklung gibt es zudem weitere Forschungsnotwendigkeiten bezüglich der Systemtechnik, der Optimierung von Fertigungsprozessen, angepasster Speicherlösungen, der Bauwerksintegration sowie neuartiger Recyclingansätze bzw. zur Eliminierung von als kritisch befundenen Rohstoffen wie Indium oder Selen (siehe Kapitel Umwelt). Im Rahmen der Technologiebewertung ist es von wesentlicher Bedeutung, diese Entwicklungsmöglichkeiten zu berücksichtigen, sie hinsichtlich ihrer Realisierbarkeit sowie des erwartbaren Nutzens zu untersuchen und in die letztendliche Bewertung mit einzubeziehen.

Jedoch ist für eine umfassende Bewertung eine alleinige Betrachtung der Technologie nicht ausreichend. Vielmehr ist auch eine Berücksichtigung der Energiesystemperspektive notwendig, welche den Systemwert der Technologie sowie ihre Rolle im Energiesystem und sozioökonomischen Kontext betrachtet. So stellen u.a. Nutzungskomplementarität (bspw. Photovoltaik in Kombination mit Elektromobilität), Nutzungskonkurrenz (bspw. hinsichtlich verfügbarer Freiflächen), Akzeptanz sowie das Vorhandensein verschiedener Nutzungskonzepte (bspw. zentrale vs. dezentrale Nutzung) wichtige Einflussfaktoren für die Entwicklung der Technologie dar.

Mögliche Ansatzpunkte (Fokus: technische Sicht)

Photovoltaik + Elektromobilität

Elektromobilität wird häufig als die Zukunftstechnologie gesehen, welche im motorisierten Individualverkehr eine wesentliche Reduktion der CO₂-Emissionen ermöglichen soll. Der Verkehrssektor stellt nach dem Energie- und Umwandlungssektor die zweitgrößte Quelle für Treibhausgas-Emissionen dar und bewegt sich dabei im Gegensatz zu anderen Sektoren seit 1990 auf nahezu konstantem Niveau.³⁷ Beim Blick auf die Elektromobilität als Teilelement des nachhaltigen Verkehrskonzeptes wird jedoch häufig vernachlässigt, dass die Umweltverträglichkeit vom genutzten Strommix abhängt. Die Etablierung von Elektromobilität unter Nutzung von Strom auf Basis fossiler Energieträger (ohne einen forcierten Kohleausstieg) würde lediglich zu einer Verlagerung des Emissionsproblems in die Energiewirtschaft und somit zu keiner nachhaltigen Lösung führen. Aus diesem Grund ist eine kombinierte Nutzung mit Technologien im Bereich

³⁷ Umweltbundesamt: Nationale Trendtabelle für die deutsche Berichterstattung atmosphärischer Emissionen 1990 – 2016, Stand 01/2018



der erneuerbaren Energien unerlässlich. Speziell die Photovoltaik bietet hierfür ein hohes Potential, da sie u.a. aufgrund ihrer dezentralen Anwendungsmöglichkeit gut zum dezentralen Laden von Elektrofahrzeugen sowohl im privaten als auch im gewerblichen Bereich geeignet ist. Gleichzeitig ergeben sich bspw. mit der Kombination von Solarmodulen und öffentlichen Ladestationen auch Einsatzmöglichkeiten im Bereich der öffentlichen Infrastruktur.

Ein weiterer Ansatz für den Einsatz von Photovoltaik liegt in der kombinierten Nutzung mit stationären Speichertechnologien, welche die Versorgungssicherheit erhöhen, da sie den produzierten Photovoltaikstrom zeitlich unabhängig von der Produktion des Stroms zur Verfügung stellen (bspw. für das Laden des Elektrofahrzeuges über Nacht). Die Betrachtung des Potentials von Photovoltaik in Kombination mit Elektromobilität erfordert somit auch eine genaue Abwägung hinsichtlich der u.a. technischen und ökonomischen Eigenschaften verschiedener, in Frage kommender Speichertechnologien (bspw. Lithium-Ionen, Blei-Säure, Redox-Flow, Nickel-Cadmium, etc.) sowie eine Abschätzung von deren künftiger Entwicklung. Auch hier spielen potenzielle Rohstoffengpässe eine wichtige Rolle für weitere Forschungs- und Entwicklungsaufgaben. So führt der drohende Kobaltengpass bei den Lithium-Ionen-Batterien zu verstärkten Entwicklungsanstrengungen hin zu kobaltarmen bzw. perspektivisch kobaltfreien Materialalternativen.

Zusätzliche Potentialerschließung

Neben einer Betrachtung derzeit etablierter Anwendungsmöglichkeiten ist es auch notwendig, Möglichkeiten für eine zusätzliche Potentialerschließung zu betrachten. Solche Potentiale können neben einer Weiterentwicklung bestehender Technologien auch durch die zukünftige Etablierung neuer Anwendungs- und Nutzungsmöglichkeiten entstehen. Auch wenn diese mitunter bisher noch nicht verbreitet oder marktreif sind, können sie bspw. durch Änderungen der wirtschaftlichen, technischen, politischen oder auch sozialen Rahmenbedingungen von zukünftiger Bedeutung sein. Somit ist hier eine Untersuchung der zukünftig wahrscheinlichen Leistungs- und Wirtschaftlichkeitsentwicklung ebenso wichtig wie eine Überprüfung möglicher Hemmnisse und Chancen für die Diffusion.

Mögliche Potentiale liegen beispielsweise in der Fassaden- bzw. Gebäudeintegration von Solarmodulen. Obwohl diese aufgrund des schlechteren Neigungswinkels einen geringeren Flächenertrag als Aufdachanlagen besitzen, stellen sie eine sinnvolle Alternative für bspw. Bürogebäude mit größerer Fassadenflächen sowie Gebäude mit nur begrenzt nutzbarer Dachfläche dar. Derzeit ist eine solche Gebäudeintegration jedoch noch kaum etabliert, da eine Nachrüstung aufwendig und teuer ist und es aufgrund von Verschattung häufig zu Leistungseinbußen kommt. Künftige Chancen liegen hier neben der Optimierung bestehender Konzepte in der Entwicklung von leichten, organischen Zellen und in einer Weiterentwicklung in der Regelungstechnik.

Identifizierung und qualitative Analyse des Einflusses eines ordnungsrechtlichen Kohleausstiegs auf ausgewählte Technologieentwicklungen und Innovation sowie Hinweise auf mögliche flankierende Maßnahmen

Ein ordnungsrechtlich organisierter Ausstieg aus der Nutzung von Braun- und Steinkohle bedeutet eine maßgebliche Veränderung der Erzeugungsstrukturen der deutschen Energiewirtschaft. Für die Analyse potenzieller Wirkungen auf Technologieentwicklung und Innovation ist die gewählte Ausstiegsgeschwindigkeit entscheidend. Ein „schneller Kohleausstieg“ (beispielsweise definiert als Beendigung der Verstromung von Braunkohle bis zum Jahr 2030) stellt höhere Anforderungen an die Ausbaudynamik der drei großen Säulen der erneuerbaren Stromerzeugung Windenergie an Land, auf See und Photovoltaik aber auch an die Entwicklung und Bereitstellung von Flexibilitätsoptionen. Hierzu zählen neben dem Einsatz unterschiedlicher Lastmanagement-Ansätze auch der Auf-, Aus- und Umbau der Stromnetzinfrasturktur, der Einsatz von Speichertechnologien und die Sektorenkopplung im Sinne der Flexibilisierung der Nachfrage.

Ein „schneller Kohleausstieg“ erfordert einen deutlich dynamischeren Ausbaupfad für die erneuerbare Stromerzeugung als mit den im EEG 2017 vorgesehenen aktuell geltenden jährlich ausgeschriebenen Kapazitäten erreichbar sein wird. Die im Koalitionsvertrag in Aussicht gestellte Erhöhung der Ausbauziele auf einen Anteil von 65% am Bruttostromverbrauch bis 2030 wäre ein Schritt in die richtige Richtung. Im Koalitionsvertrag wird dieses Ziel jedoch durch die Verknüpfung mit der Bedingung eines adäquaten Netzausbaufortschritts wieder relativiert. Eine ambitionierte Zielsetzung ist jedoch unabdingbar. Diese muss sich dann auch in den Ausschreibungsmengen widerspiegeln. Entsprechende Anpassungen sind zwingend, um einen „schnellen Kohleausstieg“ zu flankieren. Auf der Erzeugungsseite sind die erforderlichen Technologien grundsätzlich bereits vorhanden und werden laufend weiterentwickelt, so dass hinsichtlich der Anlagentechnologie noch deutliche Entwicklungsfortschritte zu erwarten sind.



Die Ergebnisse der ersten Ausschreibungsrunden im Rahmen des EEG 2017 für Windenergie an Land und Offshore liefern deutliche Hinweise auf Kostensenkungen, die nur mit weiteren Innovationen in der Anlagentechnik realisiert werden können. Es ist zu erwarten, dass innerhalb der Realisierungszeiträume der bezuschlagten Anlagen von 4,5 Jahren die nächste Anlagengeneration bereitstehen wird – unter Realisierung erheblicher Kostensenkungspotenziale hinsichtlich der Stromerzeugungskosten. Ähnliches gilt für die Windenergie auf See. Auch für die Photovoltaik sind weitere Kostensenkungen zu erwarten, wenngleich diese kurzfristig weniger aus neuen Anlagengenerationen als aus dem Wegfall von Strafzöllen auf chinesische Produkte und ein mögliches Überangebot an Modulen durch eine staatlich angeordnete Nachfragereduktion in China resultieren dürften. Im Falle der Photovoltaik stellt der international hohe Preisdruck für neue Modultechnologien wie CIGS eine erhebliche Markteintrittsbarriere dar. Denn die neuen Produkte müssen die etablierte Siliziumtechnologie entweder bei gleichem Preis deutlich im Wirkungsgrad übertreffen oder bei gleichem Wirkungsgrad im Preis deutlich unterbieten. Eine höhere Nachfrage aufgrund eines „schnellen Kohleausstiegs“ in Deutschland könnte diese Barrieren auf nationaler Ebene reduzieren, vermutlich dominieren aber die internationalen Markteinflüsse. Laufende Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten in der Photovoltaik lassen jedoch hoffen, dass auch neue Technologiegenerationen dazu beitragen werden, den Kohleausstieg zu kompensieren.

Durch die bereits realisierten Kostensenkungen der Windenergie an Land und der Photovoltaik entwickeln diese sich zunehmend auch in etablierten Energiesystemen zur kostengünstigsten Erzeugungstechnologie. So vollzieht sich beispielsweise in den USA gerade ein ausschließlich marktgetriebener Kohle- und Atomausstieg. Angestoßen durch die Verfügbarkeit von billigem Erdgas aus Fracking legen die Stromversorger zunehmend Kohle- und Kernkraftwerke still und ersetzen diese durch die erneuerbaren Energien aus Wind und Photovoltaik. Denn diese bieten nicht nur kurzfristig geringere Stromerzeugungskosten, sondern insbesondere langfristig stabile Erzeugungskostenstrukturen, da die dominierende Einflussgröße die durch die Anfangsinvestitionen festgelegten Kapitalkosten darstellt. Ohne Brennstoffkosten und mit sehr geringen Wartungs- und Betriebskosten sind die Stromerzeugungskosten trotz der Integrationskosten für die fluktuierenden Erzeuger Wind und Photovoltaik langfristig nahezu risikofrei kalkulier- bzw. prognostizierbar. Stromversorger und Netzbetreiber widersetzen sich aktuellen Meldungen zufolge auch den Anweisungen der Politik, Kohle- und Kernkraftwerke weiter zu betreiben bzw. deren Strom zu höheren Preisen abzunehmen, da sie einerseits die von der Politik propagierte Gefährdung der Versorgungssicherheit bei Stilllegung der Kohle- und Kernenergiekapazitäten nicht erkennen können und andererseits Wettbewerbsnachteile fürchten, wenn sie in der Folge höhere Strompreise vom Kunden verlangen müssen. Auch wenn die Energiesystemstrukturen nur bedingt miteinander vergleichbar sind, stützen diese Beobachtungen auf internationaler Ebene die Erwartungen, dass auch durch einen „schnellen Kohleausstieg“ die Strompreise in Deutschland nur moderat steigen.

Hierzu tragen auch die durch die Vermarktungs- und Wälzungsmechanismen im EEG angelegten Wechselwirkungen zwischen Großhandelsstrompreis und EEG-Umlage bei. Steigt der Großhandelsstrompreis infolge der Verschiebung der Merit-Order durch die Außerbetriebnahme von Braunkohlekraftwerken und/oder die Wirkung der CO₂-Bepreisung des ETS, so sinkt die Marktprämie nach dem EEG. Steigt der Großhandelsstrompreis über den „anlegbaren Wert“, d.h. die nach dem EEG garantierte Vergütungshöhe aus Börsenstrompreis und Marktprämie, so fällt keine Marktprämie mehr an. Die Erneuerbaren-Energien-Anlagen kämen somit ohne finanzielle Förderung aus. Zusätzlich müssten jedoch flankierend zum ordnungsrechtlich organisierten Kohleausstieg die Marktregime weiterentwickelt werden. Es fehlen beispielsweise Märkte für Systemdienstleistungen, die heute von konventionellen Kraftwerken erbracht werden (z.B. Blindleistungsbereitstellung). Technische Alternativen stehen zur Verfügung, es fehlen jedoch funktionierende Märkte. Damit sich neue Anbieter mit innovativen Produkten und Dienstleistungen etablieren können, müssen zuerst die Rahmenbedingungen geschaffen werden. Ohne diese wird auch ein marktgesteuerter, systemstützender Einsatz von Flexibilitätsoptionen nicht möglich, der jedoch eine Grundvoraussetzung ist, um ein zunehmend auf fluktuierender Stromerzeugung basierendes System dauerhaft stabil zu halten. Das heutige Instrumentarium lässt diesbezüglich nicht den Raum für die Entwicklung innovativer Konzepte und Lösungswege.

Eine Analyse des Innovationsumfelds bzw. eine Einordnung der Stellung Deutschlands im internationalen Vergleich der Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten anhand einer Patentanalyse für die Technologien der erneuerbaren Stromerzeugung deutet auf eine sehr gute Ausgangsposition Deutschlands hin. So ist Deutschland hinsichtlich der Anmeldungen am Europäischen Patentamt im Bereich Windenergie führend und liegt bei der Photovoltaik auf dem dritten Rang.³⁸ Ein

³⁸ Vgl. Dokument abrufbar unter:
https://www.kopernikus-projekte.de/aktuelles?news=Spitzenposition_bei_Windenergie



„schneller Kohleausstieg“ könnte helfen, die vorhandene Innovationskraft zielgerichtet zu nutzen sowie Innovationen und Technologieentwicklungen insbesondere im Bereich der erneuerbaren Stromerzeugung zu beschleunigen und damit technologische Lücken zu schließen. Wenn ein „schneller Kohleausstieg“ durch zusätzlichen Ausbau erneuerbarer Erzeugungskapazitäten kompensiert werden soll, weil eine Steigerung der Abhängigkeit von Stromimporten aus dem europäischen Ausland gesellschaftlich nicht akzeptiert oder technisch aufgrund zu gering dimensionierter Grenzkuppelstellen nicht möglich ist, ist eine gleichbleibend hohe Ausbaudynamik bei der Windenergie an Land und auf See ebenso erforderlich wie eine deutliche Steigerung des Zubaus bei der Photovoltaik. Dies setzt voraus, dass entsprechende personelle Ressourcen bei Genehmigungsbehörden, Planern und Projektierern vorhanden sind. Anderenfalls kann die notwendige Anzahl an Projekten nicht oder nur verzögert entwickelt werden. Darüber hinaus müssen die weltweiten Produktionskapazitäten ausreichen, um die Gesamtnachfrage nach Anlagen zu decken. Deutschland ist hier nur ein Teil des Weltmarktes. Ob eine auf rasche Veränderungen der Zubauziele reagierende, steigende Nachfrage nach den einzelnen Technologien in Deutschland bedient werden kann, ist offen. In der Vergangenheit kam es insbesondere bei der Windenergie mehrfach zu Lieferengpässen und verzögerten Lieferzeiten. Auch Installateure und Baugewerke müssen in ausreichender Zahl verfügbar sein, um die erforderliche Zubaudynamik sicherzustellen.

Ein ordnungsrechtlich organisierter „schneller Kohleausstieg“ hätte durch die Minderung der CO₂-Emissionen des Strommixes positive Auswirkungen auf die Emissionsbilanzen von Technologien in anderen Sektoren (Verkehr, Wärme, Industrie), die Strom als Energieträger einsetzen. Die Sektorkopplung könnte bei einem „schnellen Kohleausstieg“ das Energiesystem stabilisieren helfen, indem Strom, der gerade nicht transportiert werden kann, einer sinnvollen Nutzung zugeführt wird. Durch die sinkenden Emissionen der Stromerzeugung könnten sich auch emissionsseitig zeitnah deutliche Vorteile ergeben, weil die deutlich effizienter arbeitenden und zukunftsorientierten elektrischen Lösungen (Wärmepumpen in Gebäuden oder Fernwärmenetzen, batterieelektrische Fahrzeuge) nicht mehr durch die hohen Emissionen der Stromerzeugung belastet würden. Dies würde das Anstoßen der Transformationsprozesse im Verkehrs- und Wärmesektor deutlich erleichtern, da die Gesamtemissionsbilanz von Technologien zur Sektorkopplung deutlich positiver ausfallen würde. Durch einen ordnungsrechtlichen Kohleausstieg wird die Sektorkopplung jedoch nicht unterstützt. Sie wird vielmehr behindert. Die aktuell sehr stark divergierende Belastung der verschiedenen Energieträger in den unterschiedlichen Sektoren mit klimaschutzbezogenen Preisbestandteilen (EEG-Umlage, Ökosteuern, Teile der Mineralölsteuer) führt zu einer starken Benachteiligung von Stromanwendungen in anderen Sektoren. Für Strom sind allein 6,72 ct/kWh an EEG-Umlage zu entrichten – insgesamt summieren sich die staatlich induzierten Preisbestandteile auf ca. 18,7 ct/kWh. Im Verkehrssektor fallen bei Benzin ca. 7,3 Cent/kWh und bei Diesel 4,7 Cent/kWh an. Bei für Wärmezwecke eingesetztem Erdgas beläuft sich die Belastung auf 2,2 Cent/kWh und bei Heizöl nur 0,2 Cent/kWh. Dieses Ungleichgewicht wird durch einen ordnungsrechtlichen Kohleausstieg nicht beseitigt, so dass für die Sektorenkopplung keine Impulse zu erwarten sind. Würde flankierend zum „schnellen Kohleausstieg“ die CO₂-Bepreisung der Energieträger sektorübergreifend angepasst, könnte ein *level playing field* entstehen, das die Transformationsprozesse der Sektorkopplung entsprechend unterstützt. Je nach Ausgestaltung der sektorübergreifenden CO₂-Bepreisung könnte diese aber auch wie eine alternative Maßnahme zum ordnungsrechtlichen Kohleausstieg wirken und diesen vollständig ersetzen.

Während der ordnungsrechtliche Kohleausstieg für die Sektorkopplung lediglich keine neuen Impulse setzt, hemmt er andere Technologieentwicklungen. Dies gilt insbesondere im Bereich der CCS-Technologien. Da diese bei einem deutschen Ausstieg aus der Kohleverstromung im Kraftwerksbereich voraussichtlich nicht benötigt werden, ist zu vermuten, dass hier keine weiteren Ressourcen in die Forschung und Entwicklung investiert würden. Hier ist kritisch zu hinterfragen, ob es mit Blick auf die Ziele des Klimaabkommens von Paris und die dafür potenziell erforderlichen negativen Emissionen ab dem Jahr 2060, die aus heutiger Sicht nur mit CO₂-Abscheidung und Nutzung in Kreisprozessen oder Speicherung erreicht werden können, zielführend ist, diesbezügliche Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten einzustellen. Hier erscheint es sinnvoll, die Entwicklung von Technologien zur CO₂-Abscheidung (z.B. aus der Zementindustrie, aus der Luft) weiterzuverfolgen.

Hinsichtlich der Auswirkungen eines „schnellen Kohleausstiegs“ auf die betroffenen Regionen sind tiefergehende Analysen unter Einbeziehung der örtlichen Gegebenheiten erforderlich. Hier sind Szenarien für die Entwicklung alternativer Nutzungen und regionaler Wirtschaftssysteme auf Basis neuer Industrie- und Dienstleistungskonzepte zu entwerfen und mit den Betroffenen zu diskutieren (siehe Kapitel Makroökonomie). Diesbezüglich muss auch die Nachhaltigkeit



solcher Strukturwandelprozesse in den Fokus gerückt, industriepolitisch unterstützt und abgesichert werden. Sonst werden aus scheinbar zukunftssträchtigen Aufwärtseentwicklungen neue Industrieruinen und aus hoffnungsvollen Mitstreitern in der Bevölkerung frustrierte Gegner, wie dies im Solarvalley Mitteldeutschland eindrucksvoll zu beobachten war.

An dieser Stelle konnten nur erste Wirkungszusammenhänge skizziert werden. Eine tiefergehende Analyse ist im Zuge der detaillierten Ausgestaltung des Policy Packages und dessen Bewertung im weiteren ENavi-Prozess erforderlich.

Literaturverzeichnis:

- Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (2017). Sondertabelle Bruttostromerzeugung Deutschland von 1990 bis 2016 nach Energieträgern, Stand 12/2016
- Arthur, W. B. (1989). Competing technologies, increasing returns, and lock-in by historical events. *The economic journal*, 99(394), 116-131.
- Cormos, C. C. (2014). Economic evaluations of coal-based combustion and gasification power plants with post-combustion CO₂ capture using calcium looping cycle. *Energy*, 78, 665-673.
- Cormos, C. C. (2016). Oxy-combustion of coal, lignite and biomass: A techno-economic analysis for a large scale Carbon Capture and Storage (CCS) project in Romania. *Fuel*, 169, 50-57.
- Ekström, Clas, et al. "Techno-economic evaluations and benchmarking of pre-combustion CO₂ capture and oxy-fuel processes developed in the European ENCAP project." *Energy Procedia* 1.1 (2009): 4233-4240
- Knight, F. H. (1921). *Risk, Uncertainty and Profit*. Houghton Mifflin Company.
- Junk, Markus, et al. "Technical and economical assessment of the indirectly heated carbonate looping process." *Journal of Energy Resources Technology* 138.4 (2016): 042210.
- Ordorica-Garcia, Guillermo, et al. "Technoeconomic evaluation of IGCC power plants for CO₂ avoidance." *Energy conversion and management* 47.15 (2006): 2250-2259.
- Philipps, S. P.; Bett, A. W.; Rau, B.; Schlatmann, R. (2017): Technologiebericht 1.3 Photovoltaik. In: Wuppertal Institut, ISI, IZES (Hrsg.): *Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)*. Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken.
- Tsiropoulos, I., Tarvydas, D., Zucker, A. (2018): *Cost development of low carbon energy technologies. Scenario-based cost Trajectories to 2050*. JRC technical reports.



5.3. Rechtliche Analysen verschiedener Maßnahmen für einen nationalen Kohleausstieg

Ein Beitrag von AP 3 und AP 4.

Autoren: Johannes Antoni, Michael Rodi, Sabine Schlacke, Daniel Schnittker.

1. Einleitung

Im Rahmen dieses Kapitels werden zum einen ordnungsrechtliche Instrumente zur Beendigung der Kohleverstromung (siehe Kapitel 5.1.) auf ihre unions- und verfassungsrechtliche Zulässigkeit überprüft sowie eventuelle aus ihrer jeweiligen Anwendung resultierende Konsequenzen – wie z. B. Entschädigungspflichten – aufgezeigt (Option 1). Der Begriff der ordnungsrechtlichen Instrumente meint dabei eine unmittelbare Verhaltenssteuerung durch den Staat, die im hier relevanten Kontext üblicherweise durch bundesgesetzliche Ge- und Verbote erfolgt. Zum anderen werden Spielräume des Gesetzgebers für eine flankierende CO₂-Bepreisung untersucht und entsprechende fiskalische Steuerungsoptionen identifiziert und bewertet (Option 2). Hierbei werden CO₂-Emissionen bzw. die sie verursachenden Verhaltensweisen durch Geldleistungspflichten, die aufgrund von öffentlich-rechtlichen Vorschriften an den Staat abzuführen sind, versteuert. Das Verhalten wird jedoch nicht unmittelbar verboten, weshalb es sich um eine indirekte Verhaltenssteuerung handelt. Als Instrumente für die Umsetzung einer CO₂-Bepreisung kommen Steuern auf emittiertes CO₂ bzw. auf Energieträger oder eine (nichtsteuerliche) Abgabe auf emittiertes CO₂ in Betracht. Der Vorteil einer Steuer ist, dass sie unabhängig von einer konkreten Gegenleistung des Staates erhoben wird und der allgemeinen Finanzierung des Gemeinwesens dient. Eine Sonderabgabe hingegen wird nur einer bestimmten Gruppe auferlegt und ist grundsätzlich gruppennützig zu verwenden.

2. Optionen eines ordnungsrechtlichen Kohleausstiegs

Unionrechtlich ist für einen europaweiten Ausstieg aus der Kohleverstromung ein Konsens der Mitgliedstaaten im Rat der Europäischen Union erforderlich. Ein derartiger Konsens ist politisch derzeit höchst unwahrscheinlich. Vor diesem Hintergrund konzentriert sich die folgende Analyse auf die Gestaltungsmöglichkeiten des deutschen Gesetzgebers, indem zunächst die rechtlichen Optionen der Verhinderung von Neuzulassungen von Kohlekraftwerken untersucht werden. Sodann werden die Optionen eines Ausstiegs aus der Kohleverstromung in Bezug auf Bestandsanlagen einer unions- und verfassungsrechtlichen geprüft.

2.1. Verhinderung von neuen Kohlekraftwerken

Will man die Errichtung neuer Kohlekraftwerke verhindern, muss deren Genehmigungsfähigkeit ausgeschlossen werden. Dies kann durch eine Novellierung des maßgeblichen Bundesimmissionsschutzgesetzes (BImSchG) erreicht werden. Nach dem Vorbild des Atomausstiegs, der durch eine Änderung des Atomgesetzes (AtG) umgesetzt wurde, kann das BImSchG dahingehend ergänzt werden, dass Genehmigungen für den (Neu-)Bau und den Betrieb von Kohlekraftwerken nicht erteilt werden. Alternativ kann ein solcher Genehmigungsausschluss separat – in einem gesonderten Gesetz – kodifiziert werden, da die entsprechende Regelung ohnehin bei der Prüfung der Genehmigungsfähigkeit nach dem BImSchG inzident zu beachten wäre. Verfassungs- und Unionsrecht stehen der Ausschlussregelung letztlich nicht entgegen, was im Folgenden dargestellt wird.

Vereinbarkeit mit der Eigentumsfreiheit

Sofern ein Gesetz bereits bestehendes Eigentumsrecht berührt, ist der normgeprägte Schutzbereich der Eigentumsfreiheit (Art. 14 GG) eröffnet. Sind hingegen Erwartungen, d. h. erst künftige oder gar potenzielle Rechtspositionen berührt, so ist der Schutzbereich noch nicht geprägt und insoweit nicht eröffnet. Anlagen sind nach dem BImSchG zu genehmigen, wenn die Voraussetzungen dafür vorliegen. Dies kann eine geschützte Rechtsposition darstellen. Ein hoheitliches Handeln, wie der Erlass von Regelungen, das die Rechte des Eigentümers verkürzt, stellt dann einen rechtfertigungsbedürftigen Eingriff dar. Der Eingriff ist dann gerechtfertigt, wenn er verhältnismäßig ist. Insbesondere in Anbetracht des hier verfolgten legitimen Zwecks, dem Klimaschutz – ein Belang mit Verfassungsrang (Art. 20a GG), der zudem völker- und unionsrechtlich induziert ist – tritt das berechnete Interesse eines Vorhabenträgers an einer Genehmigung für Neuanlagen in der Abwägung zurück.

Vereinbarkeit mit der Berufsfreiheit

Ein solcher Ausschluss greift außerdem in die verfassungsrechtlich gewährleistete Berufsfreiheit (Art. 12 GG) ein. Bedeutsam für den Rechtfertigungsmaßstab ist hierbei zunächst weniger, ob ein Beruf erst zukünftig oder bereits zum



Zeitpunkt des gesetzgeberischen Tätigwerdens ausgeübt wird, sondern ob das Betreiben eines Kohlekraftwerks ein eigenständiges Berufsbild oder lediglich eine Berufsmodalität darstellt. In Anlehnung an die bundesverfassungsgerichtliche Rechtsprechung zum Atomausstieg stellt das Betreiben von Kohlekraftwerken lediglich eine Ausprägung des Berufs „Energieversorger“ und keinen eigenständigen Beruf dar. Auch individuelle Härten, die den Ausschluss einer Genehmigung von Neuanlagen faktisch wie eine Berufszulassungsregelung, d. h. wie ein Berufsverbot wirken lassen, dürften vor dem Hintergrund nicht in Betracht kommen, dass lediglich ein zukünftiges Tätigkeitsfeld von Energieversorgern ausgeschlossen wird. Eine solche Berufsausübungsregelung ist nach gewöhnlichen Verhältnismäßigkeitsgesichtspunkten aus Gründen des Gemeinwohls rechtfertigungsfähig. Selbst wenn man abweichend von einem eigenständigen Beruf des Kohlekraftwerksbetreibers ausginge, würde der Ausschluss von Neuzulassungen in Anbetracht der faktischen und rechtlichen Wertigkeit des verfolgten legitimen Zwecks – hier: Klimaschutz – auch erhöhten Rechtfertigungsanforderungen standhalten.

Vereinbarkeit mit Unionsrecht

Nicht ausgeschlossen ist jedoch, dass sich aus Unionrecht ein Anspruch für im EU-Ausland ansässige Unternehmen auf die Zulassung zum Betrieb von Kohlekraftwerken in Deutschland ableiten lässt. Dieser könnte sich aus einem Diskriminierungsverbot herleiten lassen, das im Rahmen der Niederlassungsfreiheit greift. Ihr kommt im Konfliktfall ein Vorrang vor der Anwendung deutschen Rechts zu. Ein in einem anderen Mitgliedstaat bislang ansässiges Unternehmen, das sich zum Zweck der Errichtung eines Kohlekraftwerks in Deutschland dauerhaft zur selbstständigen Erwerbstätigkeit niederlassen möchte, könnte sich auf die Niederlassungsfreiheit berufen. Das ist indes ausgeschlossen, wenn die Europäische Union diesen Bereich abschließend sekundärrechtlich geregelt hat. Aus der Elektrizitätsbinnenmarktlinie folgt die mitgliedstaatliche Kompetenz zur autonomen Festlegung der Kriterien für die Genehmigung zum Bau von (Elektrizitäts-)Erzeugungsanlagen in ihrem Hoheitsgebiet. Zu diesen Kriterien zählt ausdrücklich auch die Wahl der Art der Primärenergieträger. Auch der unionsrechtliche Energiesouveränitätsvorbehalt, nach dem die Mitgliedstaaten ihre Wahl zwischen verschiedenen Energiequellen autonom treffen und die allgemeine Struktur ihrer Energieversorgung bestimmen können, streitet für die mitgliedstaatliche Kompetenz, den Ausschluss von Neuzulassungen von Kohlekraftwerken selbst zu regeln.

2.2. Umgang mit Bestandsanlagen: ordnungsrechtliche Optionen

Für den Umgang mit Bestandsanlagen sind mehrere ordnungsrechtliche Optionen denkbar. Insbesondere die Festlegung von Emissionsgrenzwerten, gesteigerten Effizienzanforderungen, die Zuweisung von Emissionsbudgets oder vorgeschriebene Abschaltzeitpunkte für Anlagen können das gewünschte Resultat eines Ausstiegs aus der Kohleverstromung nach sich ziehen.

Varianten und Wirkweise

Zunächst wird zur Darstellung des hier zugrunde gelegten Begriffsverständnisses, die Wirkweise der jeweiligen Instrumente vorgestellt.

Emissionsgrenzwerte: Der Begriff „Emissionsgrenzwert“ entstammt dem Industrieanlagen- bzw. Immissionsschutzrecht. Emissionsgrenzwerte sollen verbindliche Grenzen von noch zulässigen Emissionen beschreiben, ohne ihre absolute Menge zu begrenzen. Sie können auf verschiedene Weisen ausgestaltet sein, wobei neben die Emissionsmenge mindestens eine weitere Zuordnungsvariable treten muss. Werden zum Beispiel spezifische Grenzwerte pro erzeugten Energieeinheiten bemessen, ähneln sie Effizienzanforderungen. Die Bestimmung eines temporalen Mengengrenzwertes hingegen kann durch Berücksichtigung einer Benchmark ausgestaltet werden. Ausgehend von einem Referenzkraftwerk, das den spezifisch bestimmten Grenzwert genau einhält und sich in – zum Beispiel – ganzjährigem Dauerbetrieb befindet, ergibt sich eine von allen anderen Kraftwerken einzuhaltende Jahresemissionsmenge. In diesem Fall ähnelt der Emissionsgrenzwert einem Budget.

Emissionsbudget: Die Zuweisung von Emissionsbudgets kann in Form einer Zuteilung eines Gesamtbudgets oder eines jährlichen Budgets pro Kraftwerk erfolgen. Solche Budgets erlauben eine exakte Steuerung der CO₂-Emissionen gegenüber beispielsweise der Zuteilung von Reststrommengen und setzen zudem einen immanenten Effizienzanreiz.

Effizienzanforderungen: Weiterhin könnten Effizienzanforderungen für Kraftwerke gesetzlich festgelegt werden, die bestimmte Mindestwirkungsgrade vorschreiben. Für deren Einhaltung muss die eingesetzte Energie effizient genutzt und die beste verfügbare Technik eingesetzt werden.



Abschaltzeitpunkte: Die Festlegung verbindlicher Abschaltzeitpunkte erfolgt anlagenbezogen. Analog zum Ausstieg aus der Stromgewinnung durch Atomkraft würden die für Kohlekraftwerke erteilten unbefristeten immissionsschutzrechtlichen Genehmigungen durch ein Gesetz mit einem Erlöschensdatum versehen, um einen Ausstieg aus der Kohleverstromung herbeizuführen. Dies kann in Form einer Staffelung der Abschaltzeitpunkte erfolgen. Als hierfür zulässige Differenzierungskriterien können z. B. Aspekte der Versorgungssicherheit, die Anlageneffizienz bzw. die Nutzung von Kraft-Wärme-Kopplung oder der Amortisationsgrad einer Anlage zur Vermeidung eventueller Entschädigungspflichten zur Anwendung kommen.

Unionsrechtliche Zulässigkeit

Die unionsrechtliche Zulässigkeit der genannten ordnungsrechtlichen Instrumente hängt von den Spielräumen ab, die europäisches Primär- und Sekundärrecht und hier insbesondere das europäische System des Emissionshandels (EU ETS) dem deutschen Gesetzgeber zubilligen.

Emissionsgrenzwerte und -budgets

Die mitgliedstaatliche Einführung von Emissionsgrenzwerten erweist sich als unionsrechtlich zumindest problematisch. Durch die Einführung des Emissionshandels (EU ETS) hat die EU entschieden, die Minderung von CO₂-Emissionen nicht durch selbstständige ordnungsrechtliche Maßnahmen herbeizuführen, sondern über den dem Emissionshandel zugrundeliegenden Cap-and-Trade Mechanismus. Dieser soll für eine schrittweise Senkung der erfassten Gesamtemissionen sorgen. Die jeweilige Emissionsreduzierung im Einzelfall wird dabei den Anlagenbetreibern als Teilnehmer am Markt für Emissionsberechtigungen überlassen. Die Industrieemissionsrichtlinie (IE-RL) sieht insoweit zur Vermeidung von Doppelregelungen vor, dass grundsätzlich keine nationalen Grenzwerte für, dem Emissionshandel unterfallende, Anlagen statuiert werden dürfen. Angesichts des Wortlauts der IE-RL und der Intention des EU-Gesetzgebers ist eine Abweichung hiervon mittels der umweltrechtlichen Schutzverstärkerklausel (Art. 193 AEUV) abzulehnen. Diese eröffnet den Mitgliedstaaten zwar die Option, stärkere Umweltschutzmaßnahmen als die der EU beizubehalten oder zu ergreifen. Darüber hinaus sind Verständnis und Reichweite der Klausel selbst in der Rechtsprechung des EuGHs uneinheitlich. Ähnliches gilt für die Zuweisung von Emissionsbudgets, da sie eine alternative Form der Berechtigung zur Emission von CO₂ darstellen und somit das Marktgefüge des Emissionshandels beeinträchtigen. Dies gilt umso mehr, wenn die Budgets übertrag- bzw. handelbar ausgestaltet wären.

Effizienzanforderungen

Während die Ausschlusswirkung der IE-RL für den Erlass nationaler THG-Emissionsgrenzwerte umstritten ist und hier abgelehnt wird, lässt die IE-RL den Mitgliedstaaten ausdrücklich die Option offen, den Emissionshandel durch Effizienzanforderungen ordnungsrechtlich zu flankieren. Im Vergleich national gesteigerte Effizienzanforderungen wären zulässig.

Abschaltzeitpunkte

Die gesetzliche Festlegung von Abschaltzeitpunkten wäre mit Unionsrecht vereinbar. Zwar besitzt die EU umwelt- und energiepolitische Kompetenzen. Diese beschränken aber nicht das Recht eines Mitgliedstaats, die Bedingungen für die Nutzung seiner Energieressourcen, seine Wahl zwischen verschiedenen Energiequellen und die allgemeine Struktur seiner Energieversorgung zu bestimmen.

Auch die Regelungen zum Emissionshandel stehen einem Kohleausstiegsgesetz nicht entgegen, soweit er nicht an die unmittelbare Berechtigung zur Emission von CO₂ gekoppelt ist. Regelungen, die die Wahl eines Energieträgers betreffen, bleiben zulässig, soweit sie lediglich mittelbar Auswirkungen auf den unionsweiten Emissionshandel haben.

Fazit

Im Folgenden wird lediglich die Option eines Kohleausstiegsgesetzes mit Abschaltzeitpunkten einer verfassungsrechtlichen Bewertung unterzogen, da Emissionsgrenzwerte und -budgets nicht zweifelsfrei mit europäischem Recht vereinbar sind. Da von gesteigerten Effizienzanforderungen kein zwingendes Signal für einen Ausstieg aus der Kohleverstromung ausgeht, wird diese Option ebenfalls nicht geprüft.



Verfassungsrechtliche Zulässigkeit eines Kohleausstiegsgesetzes mit Abschaltzeitpunkten

Aus verfassungsrechtlicher Sicht stellen die Grundrechte der Eigentums- und Berufsfreiheit die entscheidenden Hürden, jeweils unter Berücksichtigung flankierender Vorgaben des allgemeinen verfassungsrechtlichen Gleichheitssatzes (Art. 3 GG), dar.

Vereinbarkeit mit Art. 14 GG

Durch die Beschränkung des Weiterbetriebs der Kraftwerke und damit auch der Nutzung der Betriebsgrundstücke durch verbindliche Abschalttermine in einem Kohleausstiegsgesetz wird die grundrechtlich geschützte Eigentumsfreiheit beeinträchtigt. Nicht geschützt ist in diesem Zusammenhang die Betriebsgenehmigung selbst bzw. ihr Umfang. Die Beeinträchtigung mag von den betroffenen Anlagenbetreibern als erhebliche Belastung empfunden werden. Eine Enteignung stellt die Regelung mangels Überführung von Rechtspositionen in staatliches Eigentum jedoch nicht dar. Ein Kohleausstiegsgesetz muss sich somit (nur) an den verfassungsrechtlichen Anforderungen messen lassen, die an eine Inhalts- und Schrankenbestimmung für das Eigentum gestellt werden. Das bedeutet, es muss eine verhältnismäßige Normierung unter Berücksichtigung der Eigenart des Eigentums und seiner Sozialbindung, dem Wohl der Allgemeinheit, der Interessen der Betroffenen und sonstiger verfassungsrechtlicher Maßgaben stattfinden. Wegen der hierbei anzulegenden weiten Einschätzungsprärogative des Gesetzgebers, der Wertigkeit des verfolgten Zwecks und der erhöhten Sozialbindung der Rechtspositionen kann ein Kohleausstiegsgesetz diesen Anforderungen grundsätzlich genügen. Gleichwohl können zur Herstellung der Verhältnismäßigkeit und Wahrung des Vertrauensschutzes zugunsten der Betroffenen hinsichtlich Amortisierung und Gewinnchancen Übergangs- und Entschädigungsregelungen angezeigt sein. Inwieweit solche Regelungen nach Art und Umfang notwendig sind, entzieht sich jedoch einer abstrakten Beurteilung. Wenn der Gesetzgeber sich darüber hinaus für einen grundsätzlich zulässigen gestaffelten, anlagenbezogenen Ausstieg entscheidet, müssen die gewählten Kriterien dem verfassungsrechtlichen Gleichbehandlungsgebot genügen und deshalb insbesondere sachlich begründet sein.

Vereinbarkeit mit Art. 12 GG

Ein Kohleausstiegsgesetz stellt einen Eingriff in die Berufsfreiheit in Form einer bloßen Berufsausübungsregelung dar (s. o.). Die entsprechend geringeren Rechtfertigungsanforderungen können in Anlehnung an die dargestellten Anforderungen zur Eigentumsfreiheit gewahrt werden.

Fazit

Nicht nur der Ausschluss zukünftiger Genehmigungen von Kohlekraftwerken, auch ein ordnungsrechtlicher Ausstieg aus der Kohleverstromung durch die Festlegung von Abschaltzeitpunkten für Bestandsanlagen ist unions- und verfassungsrechtlich möglich. Nicht ausgeblendet werden dürfen hierbei allerdings notwendige Übergangs- oder Ausgleichsregelungen, die unter Umständen staatliche Entschädigungspflichten zugunsten der Anlagenbetreiber vorsehen müssen.

3. Optionen einer CO₂-Bepreisung

Neben einem ordnungsrechtlichen Kohleausstieg durch Erlass eines gesonderten Gesetzes oder einer Änderung des Bundesimmissionsschutzgesetzes kommen fiskalische Steuerungsinstrumente für einen Ausstieg aus der Kohleverstromung in Betracht, die ein gewünschtes CO₂-Preissignal – also eine Verteuerung – erzeugen könnten. Sie können rechtlich neben und unabhängig von einem Kohleausstiegsgesetz existieren und ein wichtiger Baustein der Transformation des Energiesystems sein.

3.1. Varianten und Wirkweise

Als Optionen einer CO₂-Bepreisung kommt zunächst eine direkte Besteuerung von CO₂-Emissionen in Betracht. Ferner können entsprechend des CO₂-Gehaltes eines Energieträgers (wie z. B. Kohle) die bestehenden Energiesteuern erweitert werden. Drittens sind zwei Varianten nichtsteuerlicher Abgaben zu untersuchen. Es werden eine Lenkungsabgabe mit dem Ziel einer CO₂-Emissionsreduktion und eine bei den CO₂-Emittenten erhobene Vorteilsabschöpfungsabgabe in den Blick genommen. Die insgesamt vier Varianten würden sämtlich den CO₂-Ausstoß auf ihre Weise bepreisen, aber als indirektes Steuerungsinstrument nicht unmittelbar verbieten.



Direkte Besteuerung von CO₂-Emissionen

Eine Verteuerung von CO₂ durch Steuern wird immer wieder diskutiert und gefordert. Als erste Wahl erscheint dabei eine unmittelbare bzw. direkte Besteuerung der CO₂-Emissionen eines Emittenten. Es handelt sich hierbei um eine direkte Steuer, d. h. Steuerschuldner (=Person, die die Steuer nach dem Gesetz schuldet) und Steuerträger (im Ergebnis belastete Person) sind identisch. Eine Übertragung der Steuerzahlung auf Dritte ist nicht möglich.

Erforderlich wäre hierfür – im Gegensatz zur bloßen Novellierung des Energiesteuerrechts (s. u. 3.1.) – eine entsprechende Änderung der deutschen Finanzverfassung, da eine direkte Bepreisung von CO₂-Emissionen keiner der deutschen (Finanz)Verfassung bekannten Steuerarten entspricht.

Indirekte Besteuerung von Energieträgern

Eine CO₂-Bepreisung kann auch indirekt erfolgen. Indirekte Steuern ermöglichen es, dass der Steuerschuldner nicht mit dem Steuerträger identisch sein muss. Die Steuer wird dann meist vom Steuerschuldner (z. B. vertraglich) auf andere Personen abgewälzt. Eine indirekte CO₂-Bepreisung bedeutet, dass die Steuer an der CO₂-Intensität eines Energieträgers, wie z. B. Kohle, anknüpft.

In Betracht kommt, die Höhe der Energiesteuersätze am Verbrauch eines Energieträgers wie Kohle zumindest anteilig (CO₂-Komponente) an die damit verbundenen CO₂-Emission anzuknüpfen. Insoweit käme für die Umsetzung eine Weiterentwicklung der bestehenden Energiesteuern in Betracht. In Deutschland wird der Verbrauch fossiler Energieträger auf Grundlage der EnergieStRL durch das Energiesteuer- (EnergieStG) und das Stromsteuergesetz (StromStG) besteuert. Vorteil einer indirekten Besteuerung von CO₂-Emissionen im Rahmen der bestehenden Energiesteuern ist, dass eine Lenkungswirkung zur Dekarbonisierung erreicht wird.

Lenkungs- und Vorteilsabschöpfungsabgabe

Neben einer Bepreisung durch Steuern kommt die Erhebung einer Abgabe auf CO₂-Emissionen in Betracht. Hierbei entsteht – zunächst ähnlich zur Steuerschuld – eine Abgabenschuld durch die Freisetzung von CO₂. Der Vorteil einer derartigen nichtsteuerlichen Abgabe zur Steuer ist primär rechtlicher Natur und besteht darin, dass hierfür keine Änderung der finanzverfassungsrechtlichen Vorschriften des Grundgesetzes (Art. 106 GG) erforderlich ist. Ein Nachteil könnte indes in der erforderlichen gruppennützigen Verwendung liegen.

Der Gesetzgeber könnte zur Zielerreichung eines dekarbonisierten Energiewirtschaftssektors eine Sonderabgabe mit Lenkungswirkung schaffen. Die gewünschte Lenkungswirkung tritt ein, wenn der Abgabenschuldner seine Emissionen zurückfährt. Auch ist eine Vorteilsabschöpfungsabgabe, wie z. B. der vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie in der vorletzten Legislaturperiode vorgeschlagene Klimabeitrag zur indirekten CO₂-Bepreisung, denkbar. Die Abgabe würde eine Finanzierungsverantwortung des Emittenten für die Freisetzung von CO₂ in die Atmosphäre schaffen, da CO₂-Emissionen jedenfalls dann nicht unbegrenzt erfolgen können, wenn die Einhaltung der international vereinbarten Klimaschutzziele bezweckt wird. Durch die Klimaschutzziele wird die Möglichkeit der Freisetzung von CO₂ in die Atmosphäre somit zu einer endlichen Ressource.

3.2. Unionsrechtliche Zulässigkeit

Die Optionen einer CO₂-Bepreisung müssen mit dem Unionsrecht vereinbar sein. Relevant sind dabei sekundärrechtlich die Energiesteuer- (EnergieStRL), die Verbrauchsteuersystemrichtlinie (VerbrauchStSysRL) sowie die Emissionshandelsrichtlinie, die ein unionsweites Emissionshandelssystem (EU ETS) errichtet. Auch das primärrechtliche Beihilfe- bzw. Abgaberecht ist zu beachten.

Direkte CO₂-Steuer

Eine nationale direkte CO₂-Steuer ist grundsätzlich mit dem Unionsrecht vereinbar. Das EU ETS stellt keine abschließende unionsrechtliche Regelung dar, die es dem nationalen Gesetzgeber verbieten würde, insbesondere die vom EU ETS erfassten Sektoren in eine nationale CO₂-Bepreisung einzubeziehen. Die Emissionshandelsrichtlinie schließt ergänzende nationalstaatliche ordnungs- und steuerpolitische sowie sonstige Maßnahmen ausdrücklich nicht aus (Erwägungsgrund 23).

Vergleichbares ergibt sich aus den Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien der Kommission, die davon ausgehen, dass ergänzende steuerliche Maßnahmen zulässig sind.



Die EnergieStRL steht einer direkten CO₂-Steuer ebenfalls nicht entgegen, denn sie adressiert CO₂ bzw. seine Äquivalente nicht als Steuergegenstände. Auch die abschließende Aufzählung der Steuergegenstände der EnergieStRL widerspricht diesem Ergebnis nicht. Die EU-Kommission hat im Zuge eines beihilferechtlichen Verfahrens zum britischen Climate Price Support, der einen CO₂-Mindestpreis festlegt, erklärt, dass der Mindestpreis keine Steuer im Sinne der EnergieStRL darstelle. Nach ihrer Ansicht unterliegt der Climate Price Support als nicht harmonisierte Steuer nur der VerbrauchStSysRL, denn diese erfasst neben Verbrauchsteuern auch andere indirekte Steuern, die in einem unmittelbaren bzw. untrennbaren Zusammenhang mit dem Verbrauch von Energieerzeugnissen stehen. Gleiches ist daher grundsätzlich auch für eine direkte CO₂-Steuer anzunehmen.

Die VerbrauchStSysRL harmonisiert auf EU-Ebene u. a. die auf Energieerzeugnisse und elektrischen Strom erhobenen Verbrauchsteuern, wobei drei Stufen unterschieden werden. Auf der ersten Stufe (Art. 1 Abs. 1 VerbrauchStSysRL) stehen direkte Verbrauchsteuern auf Energieerzeugnisse und Strom. Auf der zweiten Stufe (Art. 1 Abs. 2 VerbrauchStSysRL) werden für besondere Zwecke erhobene andere indirekte Steuern, auf z. B. Energieerzeugnisse und Strom, adressiert. Eine direkte CO₂-Steuer wird ausschließlich von der dritten Stufe erfasst und ist zulässig, soweit sie im grenzüberschreitenden Handelsverkehr zwischen den Mitgliedstaaten keinen Grenzübertritt beschränkt oder damit verbundene Formalitäten nach sich zieht.

Das europäische Beihilferecht (Art. 107, 108 AEUV) ist im finanzrechtlichen Kontext grundsätzlich nur im Kontext von Steuerermäßigungen oder Befreiungen relevant, nicht aber für die Erhebung von Steuern und Abgaben. Durch die Leitlinien für Umwelt- und Energiebeihilfen wird dem nationalen Gesetzgeber vorgegeben, dass er eine Steuerermäßigung/-begünstigung nur gewähren darf, wenn ohne sie ein erheblicher Kosten- bzw. Wettbewerbsnachteil droht. Die begünstigten Unternehmen müssen außerdem zumindest 20 % der nationalen Umweltsteuer entrichten bzw. Vereinbarungen mit vergleichbarer Wirkung schließen oder es wird zumindest ein etwaig unionsrechtlich vorgegebener Mindeststeuerbetrag gezahlt.

Indirekte CO₂-Steuern

Auch eine indirekte nationale CO₂-Steuer kann unionsrechtskonform umgesetzt werden. Im Gegensatz zu einer direkten CO₂-Steuer muss eine indirekte CO₂-Steuer, die an den Energieträger anknüpft, jedoch die Vorgaben der EnergieStRL beachten. Diese verpflichtet die EU-Mitgliedstaaten für abschließend aufgezählte Steuergegenstände – dazu zählen die meisten Energieerzeugnisse wie z. B. elektrischer Strom, Erdgas und Kohle –, Mindeststeuerbeträge festzusetzen. Das heißt, dass zu dem Zeitpunkt, in dem das Energieerzeugnis in den Verkehr gebracht wird, die Summe der auf das Energieerzeugnis erhobenen indirekten Steuern (mit Ausnahme der Umsatzsteuer) den vorgeschriebenen Mindeststeuerbetrag ergeben muss. Von der Mindestbesteuerungspflicht sind jedoch Ausnahmen zulässig, die zum Teil zur Regel gemacht werden. Energieerzeugnisse, die zur Erzeugung von Strom verwendet werden, sind nach der EnergieStRL grundsätzlich von der Steuer auszunehmen. Die Ausnahme verhindert aktuell, dass Anreize dafür gesetzt werden, den Anteil klimaschädlicher fossiler Energieträger an der Stromerzeugung zu verringern. Durch eine Rückausnahme ist es den Mitgliedstaaten aber wiederum freigestellt, die bei der Stromerzeugung verwendeten Energieerzeugnisse doch zu besteuern, soweit dies aus umweltpolitischen Gründen erfolgt. Dies erlaubt es den Mitgliedstaaten somit, die Energiesteuer im Sinne einer indirekten CO₂-Steuer weiter zu entwickeln. Neben einer reinen Ausrichtung der Energiesteuern am CO₂-Gehalt des Energieerzeugnisses wäre es möglich, die allgemeinen Energieverbrauchsteuersätze am Energiegehalt des jeweiligen Energieerzeugnisses zu orientieren, diesen aber mit einer CO₂-Komponente als Äquivalent zu kombinieren. Vorteil einer derartigen kombinierten CO₂-/Energiesteuer wäre es, dass neben der Lenkungswirkung zur Dekarbonisierung auch die Energieeffizienz gefördert würde. Zu beachten bleibt aber, dass die geltende EnergieStRL, soweit sie nicht ausdrücklich Gegenteiliges sagt, keine Steuerermäßigungen oder -befreiungen zulässt und grundsätzlich nur einheitliche Steuersätze je Energieerzeugnis (Steuergegenstand) gelten dürfen. Gestaffelte Steuersätze sind grundsätzlich unzulässig. Von diesen Vorgaben abgesehen sind die Mitgliedstaaten in der konkreten Ausgestaltung der jeweiligen Steuersätze jedoch frei. Eine Staffelung nach CO₂-Gehalt ist also zulässig, sofern der jeweilige Steuersatz für den einzelnen Steuergegenstand nicht gestaffelt ist.

Auch bei der Option der indirekten CO₂-Steuer sind überdies die oben dargestellten Vorgaben des Beihilferechts beachtlich. Auch das Beihilferecht verbietet jedoch eine nach der CO₂-Intensität der Steuergegenstände differenzierte Besteuerung nicht. Unterschiedliche Steuersätze stellen im Vergleich der einzelnen Steuergegenstände (Energieerzeugnisse) zwar einen Vorteil für CO₂-ärmere dar; dieser Vorteil ist aber nicht selektiv. Denn von der grundlegenden Entscheidung, die Besteuerung an der CO₂-Intensität auszurichten, wird nicht abgewichen.



Für eine Reform des nationalen Energiesteuerrechts bedeutet dies, dass das Unionsrecht eine Besteuerung der für die Stromerzeugung verwendeten Energieerzeugnisse, wie z. B. Kohle, zulässt, sofern damit umweltpolitische Ziele verfolgt und die oben genannten Vorgaben der EnergieStRL und des Beihilferechts (insbesondere die der Leitlinien für Umwelt- und Energiebeihilfen) eingehalten werden.

Lenkungsabgabe und Vorteilsabschöpfungsabgabe

Wie oben bereits dargestellt, steht das EU ETS bestimmten ergänzenden nationalstaatlichen ordnungs- und steuerpolitischen sowie sonstigen Maßnahmen grundsätzlich nicht entgegen. Sonderabgaben, wie eine Lenkungsabgabe bzw. eine Vorteilsabschöpfungsabgabe, sind als sonstige (nichtsteuerliche) nationale Maßnahmen zulässig. Der Gesetzgeber sollte bei Ausgestaltung einer Sonderabgabe jedoch die Belastung der Emissionen durch das EU ETS berücksichtigen. Auch die beiden Optionen zur CO₂-Bepreisung durch Abgaben müssen sich außerdem am dargestellten europäischen Beihilferecht messen lassen. Soweit diese Vorgaben beachtet werden, kann eine nationale Sonderabgabe mit Unionsrecht vereinbar sein.

3.3. Verfassungsrechtliche Zulässigkeit der Varianten

Die Wahl der aufgezeigten nationalen finanzrechtlichen Instrumente zur Dekarbonisierung hängt somit in erster Linie davon ab, ob diese allgemein mit dem Finanzverfassungsrecht und konkret mit den Grundrechten vereinbar ist.

Direkte CO₂-Steuer

Derzeit gibt es in Deutschland keine originäre bzw. direkte CO₂-Steuer, da sie nicht vom Numerus Clausus der Steuerarten der Finanzverfassung (Art. 106 GG) erfasst wird. Eine derartige CO₂-Steuer ist weder eine Verbrauchsteuer, noch eine Verkehrsteuer oder eine Aufwandsteuer. Nach überwiegender Ansicht ist mangels eines generellen „Steuererfindungsrechts“ des Bundes eine direkte CO₂-Steuer nach der bestehenden Finanzverfassung unzulässig. Die rechtlichen Hürden, die einer CO₂-Steuer insbesondere in der Form einer Verbrauchsteuer entgegenstehen, können auch nicht dadurch umgangen werden, dass man – wie vereinzelt vorgeschlagen – die Steuer an den Verbrauch von EU ETS-Zertifikaten anknüpft. Zwar erteilen Emissionszertifikate die Befugnis zur Emission von einer Tonne Kohlendioxidäquivalent in einem bestimmten Zeitraum und haben damit einen Nutzwert, der auch handelbar ist. Jedoch stellen diese Zertifikate kein vertretbares, verbrauchsfähiges Gut des persönlichen Lebensbedarfes dar.

Es bleibt die Möglichkeit, durch Änderung der Finanzverfassung (Art. 106 GG) eine direkte CO₂-Steuer einzuführen. In Anbetracht der hohen Hürde einer Verfassungsänderung, für die es nach Art. 79 Abs. 2 GG einer qualifizierten Mehrheit (Zweidrittelmehrheit) der Mitglieder des deutschen Bundestages und zwei Drittel der Stimmen des Bundesrates bedarf, wird die Einführung einer direkten CO₂-Steuer in Deutschland jedoch unter den aktuellen politischen Gegebenheiten als unwahrscheinlich eingeschätzt.

Unwesentlich wahrscheinlicher wäre im Vergleich die Schaffung einer CO₂-Steuer auf EU-Ebene, z. B. durch Erlass einer Richtlinie. Nach Art. 106 Abs. 1 Nr. 7 GG, der auch Abgaben im Rahmen der EU erfasst, womit auch Steuern gemeint sind, wäre der Numerus Clausus mithin nicht verletzt, stünde also das Finanzverfassungsrecht nicht entgegen. Es bedürfte lediglich einer Umsetzung durch den Bundesgesetzgeber.

Indirekte CO₂-Steuer

Als zulässige und dem Grundgesetz nicht fremde Verbrauchsteuern könnten die bestehenden Energiesteuern hin zu einer indirekten CO₂-Steuer entwickelt werden, ohne dass man außergewöhnliche rechtliche Hürden nehmen muss. Einer Verfassungsänderung, wie im Fall der direkten CO₂-Steuer, bedarf es nicht: Energiesteuern sind als Verbrauchsteuern (finanz-)verfassungsrechtlich unbedenklich.

Nach derzeitiger Rechtslage gelten jedoch sehr unterschiedliche Steuersätze für die einzelnen fossilen Energieträger. Die Besteuerung von Energieerzeugnissen orientiert sich nicht am CO₂-Gehalt. Von Energiesteuern geht deshalb kein, jedenfalls kein einheitliches CO₂-Preissignal aus. Vielmehr werden die zur Stromerzeugung eingesetzten Brennstoffe, wie in den meisten EU-Mitgliedstaaten üblich, von der Energiesteuer ausgenommen.

Dem deutschen Gesetzgeber steht es frei, Energieerzeugnisse, die zur Stromerzeugung genutzt werden, indirekte zu besteuern (vgl. unter 3.1.). Vorausgesetzt wird lediglich, dass die Besteuerung umweltpolitisch motiviert ist. Das Motiv ist mit dem deutschen Finanzverfassungsrecht vereinbar. Zwar ist primäre Aufgabe einer Steuer, Einnahmen zu erzielen.



Daneben dürfen Steuern aber auch Lenkungswirkung entfalten. Bzgl. der Höhe der Steuer darf der Gesetzgeber nach der Klimaschädlichkeit der verschiedenen Kohlearten differenzieren.

Ebensowenig bestehen verfassungsrechtliche Bedenken, die Verwendung von Kohle zur Stromerzeugung künftig auch nach dem EnergieStG zu besteuern. Die vorgeschriebene (Mindest-)Besteuerung von Strom steht dem ebenfalls nicht entgegen, auch wenn dadurch die Leistungsfähigkeit des Endverbrauchers zweimal besteuert würde. Das deutsche Finanzverfassungsrecht kennt kein generelles Verbot der Gleichartigkeit neuer mit bereits bestehenden Steuern. Im Bereich der Verbrauchsteuern wird dies gerade durch die zusätzliche Belastung der Leistungsfähigkeit mit der Umsatzsteuer deutlich. Eine parallele steuerliche Belastung wird erst dann verfassungsrechtlich unzulässig, wenn eine Belastung für das Steuersubjekt entsteht, die als nicht mehr verhältnismäßig anzusehen ist. Verhältnismäßig ist eine Steuerbelastung, solange dem Betroffenen ein angemessener (wirtschaftlicher) Spielraum verbleibt, sich frei zu entfalten. Ein Doppelbesteuerungsverbot findet sich nur im Verhältnis von Landes- zu Bundessteuern. Die Einhaltung des Gebots der Lastengleichheit kann durch entsprechende Ausgestaltung der Energiesteuer gewährleistet werden. Eine Angleichung der Tarife für z. B. Kohle und Erdgas würde die für eine effektive Klimaschutzpolitik schädliche Privilegierung von Kohle beseitigen. Auch die für die Zulässigkeit der Steuer notwendige Folgerichtigkeit würde letztlich erst damit erreicht.

Lenkungsabgabe und Vorteilsabschöpfungsabgabe

Nach der Rechtsprechung des Bundesverfassungsgerichts gelten für Lenkungsabgaben, soweit sie auch der Einnahmeerzielung dienen, die Kriterien der Sachnähe und gruppennützigen Verwendung. Das Gebot der Sachnähe könnte man bezüglich der betroffenen CO₂-emittierenden Energieerzeuger damit begründen, dass ihnen nach dem Verursachungs- und Vorsorgeprinzip eine Verantwortung für die klimaschädliche Wirkung ihrer Emissionen zukommt. Hinsichtlich der Gruppennützigkeit dürfte es ausreichen, dass eine Finanzierungsverantwortung der Gruppe der Abgabepflichtigen gegeben ist und diese im Gegenzug für die Abgabe von einer in ihrer Verantwortung stehenden Aufgabe, dem Ausgleich ihres klimaschädlichen Verhaltens, entlastet werden. Soweit man die Einnahmen zugunsten einer CO₂-freien Energieversorgung verwendet, wäre die Abgabe auch im Sinne des Zweiten Senats des Bundesverfassungsgerichts gruppennützig. Insgesamt erscheint eine Lenkungsabgabe aktuell zwar als verfassungsrechtlich vereinbar, hinsichtlich der konkreten Ausgestaltung verbleiben jedoch erhebliche rechtliche Unsicherheiten.

Eine Vorteilsabschöpfungsabgabe würde es ermöglichen, eine Finanzierungsverantwortung für die CO₂-Emittenten zu schaffen, ohne dass restriktive Vorgaben wie bei der Lenkungsabgabe beachtlich wären. Vor dem Hintergrund der Rechtsprechung des BVerfG könnte die Atmosphäre, in die das CO₂ entweicht, als „knappes Gut der Allgemeinheit“ erachtet werden. Ihr käme dann eine Deponiefunktion zu, die wegen der gesetzten Klimaschutzziele begrenzt ist. Mit dieser Argumentation würde rechtliches Neuland betreten. Bei der Bemessung der Abgabenhöhe müsste der Gesetzgeber sicherstellen, dass sie nicht in einem groben Missverhältnis zum Nutzungsvorteil. Die bereits bestehende Belastung durch den Emissionshandel wäre zu berücksichtigen.

3.4. Fazit

Zusätzlich zum Emissionshandel könnte in Deutschland eine CO₂-Bepreisung erfolgen. Dabei sollte bei der konkreten (rechtlichen) Ausgestaltung sichergestellt werden, dass etwaige Wechselwirkungen mit bestehenden Instrumenten, wie insbesondere dem EU ETS, berücksichtigt werden. Andernfalls könnte es zu ungewollten Fehlsteuerungen kommen, die die Kohärenz einer flankierenden CO₂-Bepreisung gefährden würden.

Eine direkte CO₂-Bepreisung müsste unionsrechtlich verankert werden, damit kein verfassungsrechtliches Hindernis besteht. Ein nationaler Alleingang wäre verfassungsrechtlich nicht ohne Grundgesetzänderung zulässig. Das größte Potenzial bietet im Optionenvergleich eine Energiesteuerrechtsreform hin zu einer, zumindest anteilig, indirekten CO₂-Steuer, die sich insoweit an der CO₂-Intensität des jeweiligen Energieträgers orientiert. Sie müsste allerdings die Vorgaben des Unionsrechts, insbesondere der EnergieStRL, berücksichtigen. Nichtsteuerliche Instrumente wie Lenkungs- und Vorteilsabschöpfungsabgaben hängen bzgl. ihrer rechtlichen Zulässigkeit von ihrer konkreten Ausgestaltung ab und sind mit Rechtsunsicherheiten behaftet.



Literaturauswahl:

- Becker Büttner Held (BBH): Ein Kohleausstieg nach dem Vorbild des Atomausstiegs? Eine juristische Analyse des Urteils des Bundesverfassungsgerichts vom 6. Dezember 2016. Studie im Auftrag von Agora Energiewende.
- Däuper/Michaels, Ein gesetzlicher Ausstieg aus der Kohleverstromung vor dem Hintergrund des Urteils des BVerfG zum Atomausstieg, EnWZ 2017, 211.
- Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft e.V., Umsetzung eines CO2-Mindestpreises in Deutschland, Kurzstudie 2014.
- Gawel/Purkus, Zur Rolle von Energie- und Strombesteuerung im Kontext der Energiewende, ZfE 39, 2015, 77.
- Kahl/Simmel, Europa- und verfassungsrechtliche Spielräume einer CO2-Bepreisung in Deutschland, Würzburger Studien zum Umweltenergierecht Nr. 6, Oktober 2017.
- Klinski, Instrumente eines Kohleausstiegs im Lichte des EU-Rechts, EnWZ 2017, 203.
- Klinski, Juristische und finanzielle Optionen der vorzeitigen Abschaltung von Kohlekraftwerken, Rechtsgutachten 2015.
- Rodi, Kohleausstieg – Bewertung der Instrumentendebatte aus juristischer und rechtspolitischer Sicht, EnWZ 2017, 195.
- Rodi/Gawel/Purkus/Seeger, Energiebesteuerung und die Förderziele der Energiewende – Der Beitrag von Energie- und Stromsteuern zur Förderung von erneuerbaren Energien, Energieeffizienz und Klimaschutz, StuW 2016, 187.
- Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU), Kohleausstieg jetzt einleiten, Stellungnahme 2017.

5.4. Governance der Dekarbonisierung des Stromsystems in europäischer Perspektive

Ein Beitrag von AP 5.

Autoren: Jörg Kemmerzell, Michèle Knodt, Rainer Müller.

Dieses Kapitel behandelt die europäische Einbettung einer Dekarbonisierung des deutschen Stromsystems. Dabei werden zum einen supranationale europäische Politiken als flankierende Maßnahmen eines ordnungsrechtlichen Kohleausstiegs behandelt. Zum anderen wird in der horizontalen Dimension geprüft, welche empirischen Anknüpfungspunkte zur Bildung einer Vorreiterkoalition für eine Dekarbonisierung bestehen (siehe Kapitel Szenarien). Zudem werden konkrete Kohleausstiegsstrategien von vier Ländern beispielhaft beleuchtet. Dabei handelt es sich entweder um Nachbarstaaten und/oder strukturell vergleichbare europäische Industrieländer. Es werden die Rahmenbedingungen und Instrumente dieser Ausstiegsstrategien analysiert und gefragt, welches Lernpotential sie für einen deutschen Kohleausstieg unter der Berücksichtigung struktureller Bedingungen und rechtlicher Restriktionen (siehe Kapitel Rechtliche Analysen verschiedener Maßnahmen für einen nationalen Kohleausstieg) bieten. Die Länderbeispiele liefern zudem wichtige Anhaltspunkte für die Formulierung und Bewertung der Policy Packages.

Die primärrechtliche Verankerung der Energiepolitik lässt für einen europäischen (ordnungsrechtlichen) Kohleausstieg, aufgrund des Souveränitätsvorbehalts in Bezug auf den Energiemix, nur die Möglichkeit einer einstimmigen Einigung und Instrumente weicher Steuerung zu (siehe Kapitel Rechtliche Analysen verschiedener Maßnahmen für einen nationalen Kohleausstieg). Gleichzeitig ist die EU geprägt durch unterschiedliche energiepolitische „Lager“, welche unterschiedlich ambitioniert die Dekarbonisierung ihres Energiesystems vorantreiben (Abbildung 9). Dies erschwert gemeinsame Maßnahmen und könnte im schlimmsten Fall zu einer Blockade auf EU-Ebene führen. Einigungen in der europäischen Energie- und Klimapolitik resultierten aufgrund dieser divergierenden Interessen meist in Kompromissen auf niedrigem Niveau bzw. der Vereinbarung europäischer, nicht aber national verbindlicher Ziele.

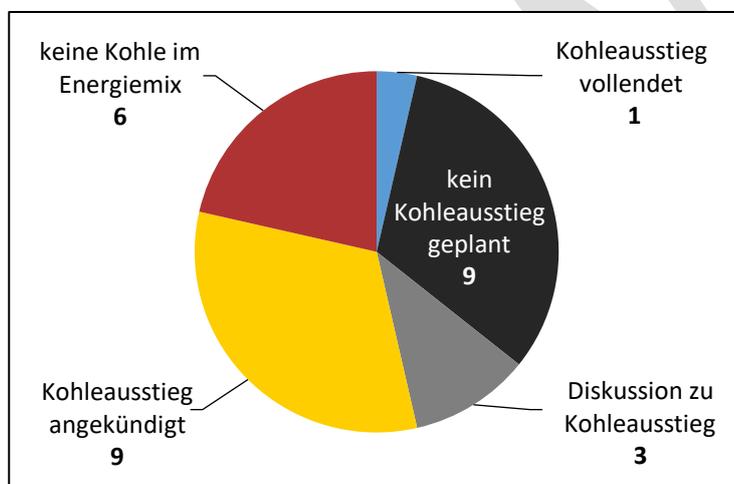


Abbildung 9: "Lager" in der Europäischen Union – Anzahl der Mitgliedstaaten und ihre derzeitige Position in puncto Kohleausstieg

Quelle: Europe Beyond Coal 2018

Um die Möglichkeiten einer europäischen Governance des Kohleausstiegs zu skizzieren muss zunächst zwischen einer vertikalen und einer horizontalen Dimension unterschieden werden. In der vertikalen, supranationalen Dimension stehen neben dem ETS-System und der Effort Sharing Verordnung³⁹ für den Non-ETS-Sektor derzeit lediglich Instrumente der „Soft Governance“ zur Verfügung, die einen Kohleausstieg flankieren können und die mit härteren Elementen ergänzt werden könnten. Auf der horizontalen Ebene unterhalb und jenseits des supranationalen Regulierungsrahmens bestehen Möglichkeiten zu intergouvernementalen Vereinbarungen, die von gleichgesinnten Staaten getroffen werden.

³⁹ Die Effort Sharing-Verordnung setzt verbindliche nationale Treibhausgasreduktionsziele fest, wodurch eine mittelbare Dekarbonisierungswirkung entsteht. Allerdings ist die Verordnung auf den Non-ETS-Sektor beschränkt, weswegen ihr die Stromwirtschaft nicht unterliegt.



1. Supranationale Governance

Der Kohleausstieg in der EU wird in erster Linie mittelbar durch den EU-Emissionshandel (engl.: EU Emissions Trading System, kurz: ETS) gesteuert. Große CO₂-Emittenten in der Industrie und Energieproduktion – somit auch Kohlekraftwerke – müssen seit 2005 das Recht zur CO₂-Emission in Form von Zertifikaten erwerben, die in einem dafür geschaffenen Markt gehandelt werden. Ein Überangebot an Zertifikaten hat jedoch dazu geführt, dass der Preis für CO₂-Emission niedrig und der Einspardruck auf Emittenten gering ist. Die Schwächen im ETS in Verbindung mit der erwähnten fehlenden primärrechtlichen Kompetenz seitens der EU, auf den mitgliedstaatlichen Energiemix zuzugreifen, zwingen die EU in diesem Bereich auf weiche Steuerung, also „Soft Governance“, zurückzugreifen. Im Hinblick auf die Dekarbonisierung des Stromsystems stellen sich folglich zwei aufeinander aufbauende Fragen: 1. Kann eine weiche Steuerung der Energiegovernance einen Beitrag zur Dekarbonisierung leisten? Und, falls dies der Fall ist 2. Auf welche Instrumente könnte eine solche weiche Steuerung zurückgreifen?

Zur Beantwortung dieser Fragen kann es helfen einen Blick auf weiche Steuerungsmethoden zu werfen, die im Rahmen der EU bereits Anwendung gefunden haben. Hierfür bietet sich die „Offenen Methode der Koordinierung“ (OMK) an. Diese weiche Steuerungsmethode beruht auf den Prinzipien der Freiwilligkeit, der Partizipation und Konvergenz. Sie arbeitet mit den Mechanismen der Iteration, des Standardsetzens und der Lernprozesse. Die dafür eingesetzten Instrumente sind die des „benchmarking“, des „peer review“ und der „best practice“. Politische Koordination bezieht sich damit auf zentrale Zielsetzung bei dezentralen Implementationsverantwortlichkeiten. Die Offene Methode wurde stark kritisiert. Ihr wurde mangelnde Zielerreichung, wenig Lerneffekte, kaum Konvergenz oder gar das Fehlen von Integrationseffekten attestiert. Es scheint so zu sein, dass diese weiche Form der Steuerung, die nicht im Schatten der Hierarchie agiert und über wenig bis gar kein Sanktionspotential verfügt, keine greifbaren Effekte erzielen kann. Weiche Steuerungsmechanismen leiden somit unter einem Durchsetzungs- und Sanktionsdefizit. Ein weicher Steuerungsansatz erscheint damit zunächst ungeeignet einen Beitrag zu einem kontroversen politischen Thema wie dem Kohleausstieg zu leisten.

Jedoch: In der von Kommissionspräsident Juncker vorgeschlagenen Energieunion bedient sich die Kommission zwar weicher Steuerungsmechanismen, stattet diese jedoch mit Instrumenten aus, die, trotz ihrer grundsätzlicher „Weichheit“, eine tiefere Eingriffsdichte in die nationalen Hoheitsrechte erlauben. Um dies zu gewährleisten, hat die Kommission härtere Elemente für die „Verordnung der Governance der Energieunion“ (COM[2016]759)⁴⁰ vorgeschlagen. Mit ihr soll zwischen 2020 und 2030 der Ausbau von Erneuerbaren Energien auf 32 Prozent am Energieverbrauch und die Steigerung der Energieeffizienz (Senkung des Energiebedarfs um 32,5 Prozent) in der EU überwacht werden⁴¹. Ferner müssen die Mitgliedstaaten im Rahmen ihrer Berichtspflichten darlegen, welche Maßnahmen getroffen wurden um existierende Subventionen für fossile Energieträger zu reduzieren. Eine Steuerungswirkung auf die Kohleverstromung entsteht damit mittelbar: Durch ein intensives Monitoring soll die Erreichung der Ausbauziele in den Feldern Erneuerbarer Energie und Energieeffizienz sichergestellt werden. Unterstützt wird dieses Bestreben durch umfangreiche finanzielle Förderprogramme für Projekte der Energietransformation, welche die EU im Rahmen ihrer Kohäsionspolitik und des Europäischen Fonds für strategische Investitionen für Energieprojekte bereitstellt. Subventionen für fossile Energieträger sollen abgebaut werden. Die Kombination aus finanziellen Anreizen und Ausbauzielen hat bereits in der Vergangenheit zu drastischen Kostensenkungen bei Erneuerbaren Energie-Technologien geführt und könnte so helfen Kohleverstromung mittelfristig unattraktiv zu machen. Dies wird unterstützt durch die Aufgabe der Mitgliedstaaten, Subventionen für fossile Energieträger abzubauen, eine Forderung, von der die Kohle besonders betroffen wäre (ODI 2017).

Nach dem Ende der Verhandlungen zwischen Rat, EU-Parlament und Kommission am 20. Juni 2018 liegt nun der Rahmen für die Überprüfung der europäischen Energie- & Klimapolitik nach 2020 vor. Die Governance-Verordnung enthält zwei zentrale Bestandteile, welche die Überprüfung und Erreichung dieser Ziele gewährleisten sollen: (1) eine strategische Langfristplanung durch die Mitgliedstaaten, die in zehn- bzw. (min.) 30-Jahresschritten bis in das Jahr 2030 bzw. 2050 reicht; (2) kurzfristige Berichts- und Monitoringpflichten. Für die langfristige Planung sieht die Verordnung zwei Prozesse vor:

⁴⁰ Der Kommissionsvorschlag ist einsehbar unter: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?qid=1485864837730&uri=CELEX:52016PC0759> (abg. 18.06.2018).

⁴¹ Daneben umfasst die Governance-Verordnung auch das Monitoring von Einsparungen im Non-ETS-Sektor sowie von Vereinbarungen zur Energiesicherheit und des Elektrizitätsverbundes.



Zum einen die integrierten Nationalen Energie- und Klima-Pläne (iNEKP) mit einem Zehnjahreshorizont; zum anderen die langfristig angelegten Niedrigemissionsstrategien (NES bzw. im englischen Original: Long-term Strategies), die schrittweise einen Horizont über mindestens 30 Jahre abbilden und die 2050-Ziele des Paris-Abkommens im Blick halten sollen. Ganz in der Philosophie der Offenen Methode der Koordinierung, Berichte als Dialogelement zu nutzen, betonen die Dokumente zur Governance-Verordnung, dass es sich bei den iNEKP um ein Instrument der dynamischen Politiksteuerung handelt. Entsprechend regelt die Verordnung detailliert den Prozess zur Erstellung und Vorlage der Pläne. Hierdurch erhält die Kommission die Möglichkeit, sowohl den Prozess der Planerstellung als auch dessen Inhalte zu kommentieren. Inhaltlich soll sich die Rückkopplung an die Mitgliedstaaten darauf beziehen, ob die nationalen Strategien, Ziele und Maßnahmen anspruchsvoll genug sind, um das Erreichen der europäischen Vorgaben zu unterstützen. Ebenfalls bewertet werden die bestehenden sowie geplanten Maßnahmen in Bezug auf ihre Zielkonformität. Die Mitgliedstaaten sind angehalten, den Empfehlungen der Europäischen Kommission gebührend Rechnung zu tragen, wenn sie im Anschluss an die Kommentierung die endgültige Version der Pläne erstellen. So muss ein Mitgliedstaat im Jahr nach einer Empfehlung Bericht erstatten, wie diese Empfehlung umgesetzt wurde, bzw. ist verpflichtet, Gründe darzulegen, sofern diese Empfehlung nicht aufgegriffen wurde. Die Beweisspflicht liegt auf Seiten der Mitgliedstaaten. Diese Pflicht stärkt klar den Einfluss der europäischen Ebene auf die nationalen Energie- und Klimaschutzpolitiken der Mitgliedstaaten.

Zum anderen ermächtigt die Verordnung die Kommission, Pläne zu kommentieren und gegebenenfalls Maßnahmen einzuleiten, sofern eine Zielverfehlung absehbar wird. So ermöglicht die Verordnung der Kommission, korrektive Mittel („corrective action“) zu ergreifen, wenn in den iNEKP inkonsistente Vorgaben oder ein unzureichendes Ambitionsniveau vorliegen. Diese Mittel bestehen zunächst im Allgemeinen in Empfehlungen, die von den Mitgliedstaaten zu berücksichtigen sind. Speziell im Fall der Erneuerbaren Energien sieht der Verordnungsentwurf vor, dass im Falle der Zielverfehlung automatisch Korrekturmaßnahmen greifen. Hierbei handelt es sich im Fall der Erneuerbaren Energien um einen sogenannten „Mechanismus zur Lückenfüllung“. Mitgliedstaaten, welche ihre im Plan versprochenen Ziele nicht erreichen müssen binnen eines Jahres die entstandene Lücke durch nationale Maßnahmen auf dem Gebiet der Erneuerbaren Energien schließen bzw. alternativ zusätzliche finanzielle Mittel in einen Finanzierungsmechanismus für Projekte im Bereich Erneuerbare Energien einzahlen. Die Instrumente, welche der Governance der Energieunion zur Verfügung stehen, gehen über ein einfaches Monitoring hinaus und bieten ein dichtes Netz an Kontrollen, Rechenschaftspflichten und Mechanismen um Abweichungen von den klima- und energiepolitischen Zielpfaden zu korrigieren. Dennoch fehlt es am Ende – ganz in der Tradition weicher Steuerung – an Durchsetzungs- und Sanktionspotenzial.

Denkbar wäre ein zusätzlicher Governance-Mechanismus, um die Sanktionierbarkeit der Empfehlungen der Kommission über die Governance-Verordnung hinaus herzustellen. Dies könnte durch eine Verknüpfung mit einem anderen Politikinstrument erreicht werden. Die politikfeldübergreifende Verknüpfung der Governance-Verordnung mit den Struktur- und Investitionsfonds (ESI-Fonds) kann in solch einer Weise genutzt werden. Dies könnte in den Fällen, in denen ein „ambition-“ oder ein „delivery gap“ festgestellt wird, ein funktionierendes Steuerungselement bereitstellen. An der Stelle, an der der Verordnungsentwurf bereits eine Kopplung in Bezug auf die iNEKP vorsieht, könnte diese mit der gleichen Sanktionierbarkeit wie im Fall des Europäischen Semesters versehen werden. Auch die sonstigen in der Kopplung von ESI-Fonds und Europäischem Semester vorgesehenen Erleichterungen der Durchsetzbarkeit sollten im Fall der iNEKP und ESI-Fonds Kopplung übernommen werden. Nur durch diese Möglichkeit der Sanktionsnutzung kann die Soft-Governance der Energieunion an Effektivität gewinnen.

Eine direkte Steuerung der europäischen (und deutschen) Dekarbonisierung des Stromsektors durch EU-Recht ist derzeit nicht möglich. Hauptinstrument bleibt hier der ETS, dessen weitgehende Umgestaltung zu einem schlagkräftigen Instrument auf die Einstimmigkeit der Mitgliedstaaten angewiesen ist. Diese ist jedoch nicht wahrscheinlich. Daher ist die EU in der Einwirkung auf die Mitgliedstaaten hin zu einer weitgehenden Dekarbonisierung auf die Governance der Energieunion angewiesen. Aufgrund fehlender Kompetenzen kann die EU dabei nur Instrumente einer weichen Steuerung anwenden. Um diese effektiv zu gestalten versucht sie bereits härtere Elemente einzuführen. Dies wird erreicht, indem die Governance die Einhaltung der europäischen Ziele im Bereich Erneuerbare Energien und Energieeffizienz engmaschig überwacht und bei Abweichungen von den Zielpfaden Mechanismen aktiviert, die eine Korrektur einleiten. Einschlägige und umfangreiche europäische Förderoptionen verstärken den Anreiz für die Mitgliedstaaten bei Energievorhaben auf „saubere“ Energiequellen zu setzen und Effizianzorderungen zu beachten. Ergänzend fordert die Governance Maßnahmen zum Abbau von Subvention für fossile Energieträger. Durch die Förderung sauberer und effizienter eingesetzter Energie und die forcierte Abschaffung klimaschädlicher Subventionen, setzt die Governance der



Energieunion somit Anreize für eine Energietransformation, weg von der Kohleverstromung, hin zu einem nachhaltigeren Energiemix. Als problematisch kann sich hier das fehlende Sanktionspotential auswirken, was vergangene Erfahrungen mit weicher Steuerung in der EU bezeugen (OMK). Eine zukünftige Verknüpfung mit der Strukturpolitik, die nicht nur auf Anreize für Zielerfüllung, sondern auch auf Sanktionen bei Nichterfüllung setzt, könnte hier helfen, Mitgliedstaaten effektiv hin zu einer Dekarbonisierung ihres Stromsektors zu steuern.

2. Horizontale Dimension

Aus horizontaler Governanceperspektive stellen sich zumindest zwei Fragen: Erstens, welche Formen der Koordination und Kooperation bei der Dekarbonisierung des Stromsystems unterhalb und jenseits der supranationalen EU-Vergemeinschaftung existieren. Zweitens lohnt sich ein Blick auf Nachbarländer, die eine weitergehende Dekarbonisierung des Stromsystems bereits vollzogen haben, indem sie aus der Kohleverstromung „ausgestiegen“ sind oder den Kohleausstieg politisch angekündigt haben. An diesem Vergleich können unter Berücksichtigung der jeweiligen strukturellen und rechtlichen Kontextbedingungen Inspirationen für den deutschen Kohleausstieg gewonnen werden.

2.1. Horizontale Kooperation: intergouvernementale Governance

Unterhalb und jenseits von umfassenden Lösungen auf EU-Ebene besteht die Möglichkeit der Bildung von „Vorreiterallianzen“, welche mitunter auch mit dem Stichwort „Europa der unterschiedlichen Geschwindigkeiten“ beschrieben werden. Gegenüber einseitigem nationalem Handeln besitzen sie den Vorteil eines koordinierten Vorgehens, das Interdependenzprobleme effektiv bearbeitet, ohne die hohen Hürden einer unionsweiten Regelung überwinden zu müssen. Das Vertragswerk der EU enthält „Bestimmungen über eine verstärkte Zusammenarbeit“ (Art. 20 EUV), die in Energiefragen angewendet werden könnten. Allerdings unterliegt eine solche Zusammenarbeit, welche die Organe der EU in Anspruch nehmen dürfen, relativ komplizierten Detailbestimmungen (Art. 326-334 AEUV), so dass eine intergouvernementale, außerhalb des Rechtsrahmens der EU angesiedelte Zusammenarbeit realistischer erscheint. Im Unterschied zu Strategien regionaler Integration handeln die Staaten in diesem Falle über die Rahmensetzungen der Energieunion und den primärrechtlichen Rahmen der EU hinaus, indem sie neue Vereinbarungen zwischen einzelnen EU-Mitgliedstaaten, ggf. auch unter Einbezug von Drittstaaten, schließen. Staaten können so kurzfristig den fehlenden Konsens innerhalb der EU im Rahmen eines eigenen Bündnisses umgehen.

Ein Beispiel einer solchen Zusammenarbeit ist die 2017 von Frankreich initiierte „CO₂-Preis-Allianz“⁴², die von den Umweltministern Frankreichs, Deutschlands, Schwedens, der Niederlande und Großbritanniens unterstützt wird. Österreich hat zudem angekündigt, im Rahmen der österreichischen EU-Ratspräsidentschaft eine Allianz für die Einführung eines CO₂-Mindestpreises zu lancieren⁴³, der sich Deutschland im Falle eines Zustandekommens anschließen könnte. Eine CO₂-Mindestpreis-Allianz würde auch dem „Wasserbetteffekt“ (siehe Kapitel Policy Packages: Konzeptionalisierung & Übersicht der Maßnahmen) entgegenwirken, dass ein nationaler Kohleausstieg im ETS „verpufft“, wenn die Emissionsrechte andernorts eingesetzt würden. Innerhalb der Allianz können ab 2019 überschüssige Rechte gemeinsam in eine Marktstabilitätsreserve überführt werden, freigewordene Zertifikate können somit nicht an anderer Stelle eingesetzt werden (Wuppertal Institut 2017: 23). Seit den Beschlüssen für die vierte Handelsperiode des ETS, ist es ab 2021 zudem den Mitgliedstaaten überlassen, freigewordene Zertifikate aus der Stilllegung von nationalen Stromerzeugungskapazitäten zu löschen. Hiervon könnten Vorreiterallianzen in Absprache Gebrauch machen.⁴⁴ Vorreiterallianzen können zudem ein klares Signal setzen und so politischen Handlungsdruck auf weniger ambitionierte Mitgliedstaaten erzeugen. Sie können die Machbarkeit bestimmter Klimaschutzmaßnahmen demonstrieren und als Vorbilder für mögliche Lernprozesse innerhalb der Union fungieren. Im Rahmen solcher Pionierallianzen kann Deutschland in Zusammenarbeit mit weiteren Staaten eine wichtige Vorreiterrolle innerhalb der EU einnehmen. Diese Vorreiterrolle könnte Deutschland vor allem übernehmen, wenn es gelingt überzeugende Maßnahmen des Strukturwandels mit dem Kohleausstieg zu verbinden (Steinbacher/Pahle 2016).

In diesem Zusammenhang stellt sich die Frage der politischen Steuerung einer solchen Allianz jenseits von Absichtserklärungen. Die Institutionalisierung einer solchen Allianz müsste, falls nicht auf das Instrument der „verstärkten Zusammenarbeit“ (s.o.) zurückgegriffen wird, per völkerrechtlichem Vertrag erfolgen, der dann durch nationale Gesetzgebung

⁴² <https://de.ambafrance.org/Staatspraesident-Macron-zu-den-Verpflichtungserklarungen-des-One-Planet-Summit> (abg. 12.06.2018).

⁴³ https://www.ots.at/presseaussendung/OTS_20180515_OTS0203/koestinger-will-co2-mindestpreis-auf-europaeischer-ebene (abg. 12.06.2018).

⁴⁴ Vgl.: EU-Richtlinie 2018/410/EU, Erwägungsgrund 9 i.V.m. Änderung der Richtlinie 2003/87/EG, Artikel 12 (4), verfügbar unter: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018L0410&from=EN> (abg. 25.07.2018).



implementiert wird. Die entsprechende nationale Umsetzung eines solchen Regimes könnte darauf abzielen, CO₂-Mindestpreise innerhalb des ETS zu schaffen. Diese können entweder durch zusätzliche CO₂-Beiträge erreicht werden oder ergänzen den Zertifikatpreis um den erwünschten Betrag. Für beide Varianten existieren bereits Beispiele aus anderen europäischen Ländern.

Jenseits der Europäischen Union hat sich auf der COP 23 die transnationale „Powering Past Coal Alliance“ mit inzwischen 64 Mitgliedern gegründet, darunter 36 Nationalstaaten und Regionen sowie 28 nichtstaatlichen Organisationen, v.a. Unternehmen.⁴⁵ Diese Allianz, die unter anderem von Großbritannien und Frankreich aber auch nichteuropäischen Staaten wie Kanada initiiert wurde, verfolgt das Ziel eines Kohleausstiegs in allen OECD-Staaten bis 2030 und in allen anderen Staaten bis 2050. Indem diese Staaten auf der COP23 im November 2017 die Allianz öffentlichkeitswirksam bekannt gaben, setzen sie ein klares Signal, verbunden mit der Aufforderung an weitere Staaten, sich dieser Allianz anzuschließen. Insbesondere Frankreichs Präsident Macron nutzte die Allianz als Plattform, um sein Land als Klimaschutznation zu positionieren und zugleich Deutschland explizit aufzufordern, sich anzuschließen. Bislang sind weder Deutschland, noch einzelne Bundesländer in dieser Allianz vertreten. Um eine weitere Dekarbonisierung zu unterstützen, wäre eine Mitgliedschaft in dieser Allianz sinnvoll. Diese würde nicht nur das „commitment“ zum politischen Ziel des Kohleausstiegs unterstreichen, sondern auch ein koordiniertes Vorgehen aller Mitglieder oder bestimmter Mitgliedsgruppen ermöglichen. Ein koordinierter Ausstieg unter Beteiligung mehrerer Staaten und wichtiger privater Akteure würde zum Beispiel bedeuten, dass die Möglichkeit von Stromimporten und Exporten auf die Bedingungen der jeweiligen Ausstiegspfade abgestimmt werden können. Ebenso wäre es denkbar, dass eine abgestimmte Abschaltung von Kraftwerken vorgenommen wird, die Effizienz- bzw. Rentabilitäts Gesichtspunkte staatenübergreifend berücksichtigt.

2.2. Umsetzung eines Kohleausstiegs – Länderbeispiele

Die Zukunft der Kohleförderung wird nicht alleine in Deutschland diskutiert, sondern steht in vielen Staaten auf der politischen Agenda. Ein Überblick der Mitgliedstaaten der EU zeigt, dass neun Länder einen Ausstieg aus der Kohleverstromung (in einer Zeitspanne von 2020 bis 2030) politisch beschlossen haben, ein Land (Belgien) bereits ausgestiegen ist und in sechs Ländern der Elektrizitätsmix keine Kohle enthält. In 12 Ländern existieren keine Ausstiegsbeschlüsse, wobei in Deutschland, Irland und der Slowakei ein Kohleausstieg ernsthaft debattiert wird (Tabelle 6).⁴⁶

Tabelle 6: Kohleausstieg in Mitgliedstaaten der Europäischen Union

Status: Kohleausstieg	Mitgliedsländer	Anteil CO ₂ -Emission des EU-Energiesektors
Kohleausstieg bereits vollzogen	Belgien (seit 2016)	2%
Datum für Kohleausstieg bekanntgegeben	Niederlande (ab 2029), Großbritannien (ab 2025), Dänemark (ab 2030), Finnland (ab 2029), Schweden (ab 2022), Frankreich (ab 2022), Italien (ab 2025), Österreich (ab 2025, ggf. 2020), Portugal (ab 2030)	33%
Kohleausstieg wird diskutiert	Irland (Ausstieg vermutl. 2025), Deutschland, Slowakei (Ausstieg vermutl. 2023)	29%
Derzeit keine Pläne für Kohleausstieg	Polen, Tschechien, Ungarn, Slowenien, Kroatien, Bulgarien, Rumänien, Griechenland, Spanien	34%
Keine Kohle im Energiemix	Luxemburg, Litauen, Lettland, Estland, Malta, Zypern	2%

Quelle: Europe Beyond Coal 2018; Emission data: European Environment Agency 2018

⁴⁵ <https://cleantechnica.com/2017/12/13/powering-past-coal-alliance-membership-blows-past-50/> (abg. 12.06.2018).

⁴⁶ <https://beyond-coal.eu/de/zahlen-und-fakten/> (abg. 18.06.2018).



Nachfolgend werden Kohleausstiegsstrategien von vier Ländern beispielhaft beleuchtet. Dabei handelt es sich entweder um Nachbarstaaten und/oder strukturell vergleichbare große Industrieländer. Die Kurzanalysen beleuchten die Ausstiegspläne, die geplanten/eingesetzten Instrumente des Kohleausstiegs sowie den „Elektrizitätsmix“. Zudem fragen sie danach, inwiefern die Governance eines möglichen deutschen Kohleausstiegs davon lernen kann. Lernen ist nicht im Sinne einer Übernahme oder Kopie andernorts etablierter Policies zu verstehen, dem stehen gewöhnlich rechtliche, politische und kulturelle Besonderheiten entgegen. Politiklernen vollzieht sich zumeist im Modus des „lesson drawing“ und wir fragen danach, inwieweit sich Deutschland beim Institutionendesign des ordnungsrechtlichen Kohleausstiegs und flankierender Maßnahmen von diesen Beispielen inspirieren lassen kann.

Österreich

Ausstiegsplan: Der Koalitionsvertrag der österreichischen Bundesregierung sieht einen „mittelfristigen Ausstieg aus Kohle bei der Stromversorgung in Österreich“ vor. Außerdem wird angekündigt einen europaweiten Kohleausstieg zu forcieren, „um dem Import von billigem Kohlestrom nach Österreich entgegenzuwirken“. ⁴⁷ Konkret sollen die letzten österreichischen Kohlekraftwerke spätestens 2025 vom Netz genommen werden, wobei Nachhaltigkeitsministerin Köstinger angekündigt hat, einen früheren Ausstieg in Erwägung zu ziehen. ⁴⁸

Instrumente: Die Abschaltung der Kohlekraftwerke erfolgt im Konsens mit der Industrie. Der Energiewirtschaftsverband „Österreichs Energie“ hat bereits 2015 erklärt, die Kohleverstromung bis spätestens 2025 zu beenden. ⁴⁹ Insofern wird der Kohleausstieg nicht ordnungspolitisch verfügt. Um das in der Klima- und Energiestrategie formulierte Ziel zu erreichen, „den Gesamtstromverbrauch zu 100% (national bilanziell) aus erneuerbaren Energiequellen“ zu decken, ist bis 2020 die Verabschiedung eines neuen Energiengesetzes geplant, welches die Nutzung erneuerbarer Energien optimiert.

Elektrizitätsmix: Kohle besitzt einen relativ geringen Anteil am österreichischen Elektrizitätsmix, der nach Angaben der Regulierungsbehörde E-Control seit 2007 von 6,5% auf 2,4% im Jahr 2017 gefallen ist (E-Control 2018). In diesem Zeitraum wurde die Wasserkraft als wichtigste Quelle der Stromerzeugung weiter ausgebaut (von 52% auf 71%), so dass Österreich den Kohleausstieg ohne Kernkraftnutzung bewältigen kann. Substituiert wird die Kohleverstromung gleichermaßen durch einen Ausbau von Wind- und Solaranlagen und ggf. durch Gaskraftwerke.

Lernpotential: Die österreichische Stromversorgung ist geprägt durch eine frühzeitig induzierte Pfadabhängigkeit zur Nutzung alpiner Wasserkraft (Kemmerzell/Wenz 2018), die zudem Speicheroptionen bietet. Vergleichbare Ressourcen stehen in Deutschland nicht zur Verfügung, zudem besitzt die Kohle in Österreich schon heute einen nahezu vernachlässigbaren Anteil am Elektrizitätsmix. Das „Instrument“ eines relativ kurzfristigen freiwilligen Verzichts der Industrie dürfte daher nicht adaptierbar sein, allerdings verweist das österreichische Beispiel auf die Vorteile von Konsensentscheidungen (z.B. geringe Transaktionskosten).

Belgien

Ausstiegsplan: Belgien ist als einziges europäisches „Kohleland“ bereits komplett aus der Kohle ausgestiegen. Diesem Ausstieg lag kein explizites politisches Programm zugrunde. Vielmehr erfolgte die Schließung des letzten Kohlekraftwerkes im März 2016 aufgrund europäischer Emissionsschutzbestimmungen. ⁵⁰

Instrumente: Der Ausstieg erfolgte indirekt auf der Basis von Bestimmungen zum Schadstoffausstoß. In Verbindung mit der sukzessiven Stilllegung der heimischen Kohleförderung seit den sechziger Jahren, unterblieb die Modernisierung der belgischen Kohlekraftwerke, so dass schließlich auch wirtschaftliche Gründe zum Ende der Kohleverstromung beitrugen.

Elektrizitätsmix: In den 1990er Jahren trug Kohle noch zu einem erheblichen Teil zur belgischen Stromproduktion bei und erreichte 1994 mit einem Anteil von 27% ihren historisch höchsten Wert. Ersetzt wurde die Kohle vor allem durch Gaskraftwerke sowie in den letzten Jahren zunehmend durch Erneuerbare Energien, auch importierten Wind- und Solarstrom (Van de Graaf et al. 2018). Den größten Anteil an der belgischen Stromerzeugung besitzt allerdings nach wie vor die Kernkraft mit etwa 45%. Ursprünglich sollten die ersten AKWs bereits 2015 vom Netz gehen, aufgrund fehlender

⁴⁷ <https://www.oevp.at/download/Regierungsprogramm.pdf> (abg. 13.06.2018).

⁴⁸ <https://de.ambafrance.org/Staatspraesident-Macron-zu-den-Verpflichtungserklarungen-des-One-Planet-Summit> (abg. 12.06.2018).

⁴⁹ <https://www.energiate-messenger.de/news/160290/-sterreich-kohleausstieg-bis-2025> (abg. 13.06.2018).

⁵⁰ <https://beyond-coal.eu/de/zahlen-und-fakten/> (abg. 12.06.2018).



Alternativen, unter anderem bedingt durch den schleppenden Ausbau erneuerbarer Energien, wurde die Laufzeit der Kernkraftwerke auf 2022 bis 2025 verlängert.

Lernpotential: Das Modell eines durch Emissionsschutzbestimmungen indirekt gesteuerten Kohleausstiegs erscheint aufgrund der Modernität des deutschen Kraftwerksparks kein sinnvoller Weg. Dagegen sprechen zudem die unsichere Steuerungswirkung von erhöhten Emissionsgrenzwerten, rechtliche Hürden (siehe Kapitel Rechtliche Analysen verschiedener Maßnahmen für einen nationalen Kohleausstieg) sowie die geringe Akzeptanz der Stakeholder, die eine direkte Regulierung aus Transparenz- und Fairnessgesichtspunkten gegenüber einer Stilllegung von Anlagen nach Industrieanlagenrecht bevorzugen. Dies hat nicht zuletzt der ENavi-Stakeholderdialog zum SPT 1 bestätigt (siehe Kapitel Stakeholderintegration).

Frankreich

Ausstiegsplan: Bereits die frühere französische Regierung hat sich zu einem Kohleausstieg bis 2023 verpflichtet, allerdings noch keine dezidierten Maßnahmen zur Zielerreichung ergriffen. Präsident Macron hat diese Verpflichtung in einer Rede beim UN-Klimagipfel 2017 auf das Ausstiegsjahr 2022 korrigiert. Um das Problem des Übergangs zu lösen, plant die französische Regierung 2018 einen "Contrat Transition" mit den betroffenen Regionen zu schließen.⁵¹

Instrumente: Im französischen Bergbaugesetz („Code Minier“) wurde 2017 die Beendigung der Kohleverstromung für 2022 festgelegt. Die unterschiedlichen französischen Energieverbrauchssteuern verfügen seit 2015 über eine CO₂-bezogene Komponente, „Contribution Climat-Énergie“, in Höhe von 44,6 €/tCO₂. Diese gilt bislang jedoch nur im nicht durch das ETS abgedeckten Sektor. Frankreich schlägt die Einführung eines solchen Beitrag in der Höhe von 30 €/tCO₂ auf europäischer Ebene als Ergänzung zum ETS vor (Boyette 2018).

Elektrizitätsmix: Noch stärker als in Belgien wird die französische Stromversorgung durch Kernkraftwerke abgedeckt, die etwa 70% zur Stromerzeugung beitragen. Die Regierung plant mittelfristig eine Reduktion zugunsten Erneuerbarer Energien auf etwa 50%, allerdings werden Kernkraftwerke auf absehbare Zeit den größten Beitrag zur französischen Stromversorgung leisten.⁵²

Lernpotential: Eine Besteuerung fossiler Primärenergieträger wäre auch in Deutschland möglich. Um Verlagerungseffekte („Wasserbetteffekt“) im ETS zu vermeiden, könnte Deutschland die französische Position hinsichtlich eines EU-einheitlichen Beitrags unterstützen. Die ordnungsrechtliche Regulierung des Ausstiegs aus Kohleverstromung in einem bestehenden Regelwerk erscheint ebenfalls beispielhaft und wäre in Deutschland umsetzbar (Kapitel Rechtliche Analysen verschiedener Maßnahmen für einen nationalen Kohleausstieg), wenn auch aufgrund der höheren Bedeutung der Kohle in Deutschland ein gestaffelter und anlagenbezogener Ausstiegsprozess mit einem verbindlichen Enddatum als praktikablere Option erscheint. Eine CO₂-bezogene Komponente der Energieverbrauchssteuern wäre unter Beachtung von Wechselwirkungen mit der Stromsteuer realisierbar und konform mit bestehendem Verfassungsrecht (Kapitel Rechtliche Analysen verschiedener Maßnahmen für einen nationalen Kohleausstieg).

Großbritannien

Ausstiegsplan: Großbritannien gilt als Vorreiter beim Kohleausstieg. Die Regierung hat angekündigt bis 2025 aus der Kohleverstromung auszusteigen.⁵³

Instrumente: Der Anteil der Kohle an der Stromerzeugung ist in Großbritannien seit 1990 rückläufig, zunächst bedingt durch die Zunahme an Gas. Später erfolgte die Abschaltung alter Anlagen aufgrund der Überschreitung von Schadstoffgrenzwerten und eine Regulierung zur Schließung von Anlagen ohne CCS-Technologie. 2013 kam ein Preisinstrument hinzu, der „Carbon Floor Price“, der als Aufschlag auf den Zertifikatpreis im ETS entrichtet wird. Dieser Preis soll bis 2020 auf 30 Pfund/tCO₂ ansteigen (Lockwood et al. 2018). Mit dem „Climate Change Act“ verfügt Großbritannien seit 2008 zudem über eine vergleichsweise starke Basisnorm zur Begründung von Maßnahmen zur Einsparung von CO₂.

⁵¹ <https://beyond-coal.eu/de/zahlen-und-fakten/> (abg. 12.06.2018).

⁵² <https://www.reuters.com/article/us-france-nuclearpower/france-rules-out-increasing-co2-as-it-closes-nuclear-reactors-idUSKBN1FF28A> (abg. 13.06.2018).

⁵³ https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/672137/Government_Response_to_unabated_coal_consultation_and_statement_of_policy.pdf (abg. 13.06.2018).



Elektrizitätsmix: Seit 2013 erfolgte ein rapider Rückgang des Anteils der Kohle am Elektrizitätsmix auf einen Anteil von zuletzt 9%, mit dem ein ebenso starker Rückgang der Treibhausgasemissionen einherging. Gas und Kernkraft dominieren den britischen Elektrizitätsmix, wobei Erneuerbare Energien seit Einführung des faktischen CO₂-Mindestpreises einen deutlichen Aufschwung genommen haben.

Lernpotential: Der britische Fall ist insbesondere interessant, weil Kohle in GB eine ähnlich große historische Bedeutung hat wie in Deutschland. Der Kohleausstieg in Großbritannien erfolgte über den Einsatz eines Instrumentenmix von regulativen (Erhöhung der Anforderungen an den Betrieb von Kohlekraftwerken) und monetären („Floor Price“) Elementen. Das britische Klimaschutzgesetz entfaltet, im Vergleich zum deutschen Klimaschutzplan, einen höheren, da rechtlich normierten Verpflichtungsgrad. Schließlich wird das Enddatum der Kohleverstromung gesetzlich festgelegt. Im Hinblick auf das Klimaschutzgesetz und das rechtlich fixierte Ausstiegsdatum könnte sich Deutschland am britischen Beispiel orientieren. Die Einführung eines Price Floor als Zusatz zum ETS-Preis ist rechtlich nur bei einer Grundgesetzänderung möglich (Kapitel Rechtliche Analysen verschiedener Maßnahmen für einen nationalen Kohleausstieg). Allerdings wäre eine koordinierte Einführung innerhalb einer „Vorreiterkoalition“ mit anderen EU-Mitgliedern zu bevorzugen.

Literaturverzeichnis:

Boyette, Marie (2018): CO₂-Bepreisung in Frankreich Europäisches Emissionshandelssystem EU-ETS und CO₂-Steuer, Deutsch-französische Büro für die Energiewende (DFBEW).

E-Control (2018): Unsere Energie gehört der Zukunft. Jahresbericht 2017, Wien.

Europe Beyond Coal (2018): Overview: National coal phase-out announcements in Europe. Verfügbar unter: <https://beyond-coal.eu/wp-content/uploads/2018/06/Overview-of-national-coal-phase-out-announcements-Europe-Beyond-Coal-June-2018.pdf> [18.06.2018].

European Environment Agency (2018): EEA greenhouse gas - Data viewer. 1.A.1 - Energy Industries - 2016 Verfügbar unter: <http://www.eea.europa.eu/data-and-maps/data/data-viewers/greenhouse-gases-viewer> [18.06.2018].

Kemmerzell, Jörg/Wenz, Niclas (2018): Deutschland und Österreich: Energietransformationen im Vergleich (Kopernikus ENavi Workingpaper).

Lockwood, Matthew et al. (2018): Energy governance in the UK, unveröfftl. Mskrpt.

ODI – Overseas Development Institute (2017): Cutting Europe's lifelines to coal. Tracking subsidies in 10 countries. Verfügbar unter: <https://www.odi.org/sites/odi.org.uk/files/resource-documents/11494.pdf> [25.07.2018].

Steinbacher, Karoline/Pahle, Michael (2016): Leadership and the Energiewende: German Leadership by Diffusion, in: Global Environmental Politics, 16(4), 70-89

Van de Graaf, Thijs et al. (2018): Energy Governance in Belgium, unveröfftl. Mskrpt.

Wuppertal Institut 2017: Kohleausstieg – Analyse von aktuellen Diskussionsvorschlägen und Studien. Eine Studie im Auftrag des Naturschutzbund Deutschland (NABU), Wuppertal.

WWF 2017: WWF (2017): Zukunft Stromsystem Kohleausstieg 2035 - Vom Ziel her denken, Öko-Institut e.V.; Prognos; WWF.



5.5. Empirische Untersuchungen zu Akzeptanz & Wirkungen von Maßnahmen einschließlich verhaltensrelevanter Aspekte

Ein Beitrag von AP 3 und AP 6.

Autoren: Manuela Bernauer, Marc Deissenroth, Ulrich Frey, Manuel Frondel, Ingo Kastner, Alexandra Kibbe, Roland Kube, Andreas Löschel, Birgit Mack, Philipp Massier, Ellen Matthies, Lucia Reisch, Dominik Schober, Stephan Sommer, Karolin Tampe-Mai, Kathrine von Graevenitz, Sandra Wassermann, Inga Wittenberg.

Hinweise zum Stand des Berichts: Bei dieser Version des Kapitels handelt es sich um einen ersten Entwurf, der (1) noch nicht alle für die finale Fassung geplanten Analysen und Ergebnisse enthält und (2) redaktionell und sprachlich noch nicht umfassend vereinheitlicht wurde. Dementsprechend stellt es lediglich einen Zwischenstand der Arbeiten dar, die nach Zeitplan der Arbeiten gemäß Projektantrag unterschiedlich weit fortgeschritten sind. Der jeweilige Stand sowie die noch weiteren geplanten Arbeiten werden im Folgenden je Projekt beschrieben.

Zielstellung

Die Dekarbonisierung des Stromsektors stellt maßgeblich eine angebotsseitige Transformation dar. Forciert wird diese etwa durch einen (Braun-) Kohleausstieg und durch den Ausbau weniger emissionsintensiver Alternativen, insb. erneuerbarer Energien. Gleichmaßen bedingt die Dekarbonisierung aber auch strukturelle Anpassungen auf der Nachfrageseite, um die Wirtschaftlichkeit, soziale Akzeptanz und Versorgungssicherheit zu gewährleisten (vgl. Tabelle 4 im Kapitel Policy Packages: Konzeptionalisierung & Übersicht der Maßnahmen). Eine wichtige Rolle kommt dabei auch einer zunehmenden Digitalisierung und Flexibilisierung zu. Letztlich muss die systematische Transformation auch von den Endnachfragern, also den Privathaushalten und Unternehmen, mitgetragen werden.

Das erste Ziel dieses Kapitels ist eine Synthese von empirisch fundierten Analysen zu den Auswirkungen eines Kohleausstiegs auf Nachfrageentwicklungen und Verteilungswirkungen. Das zweite Ziel ist eine Prüfung der Notwendigkeit und Wirksamkeit von flankierenden Regulierungsinstrumenten. Der Ansatz orientiert sich an der in Teil 1 vorgestellten Methodik.

Methodischer Ansatz

In diesem Abschnitt erfolgt eine systematische Einsicht in das tatsächliche Verhalten der Endnachfrager. Dies ergänzt die angebotsfokussierten ex-ante-Analysen in anderen Teilen dieses Berichts. Im Fokus stehen nun evidenzbasierte Analysen des Energienutzungsverhaltens von Unternehmen und Haushalten mit dem Ziel der Abschätzung des Verhaltens unter zukünftig veränderten regulatorischen Rahmenbedingungen. Methodisch stützen sich die Studien auf quantitative Ansätze wie Umfragen, Feldexperimente und ökonometrische Verfahren auf Basis administrativer Daten. Dabei stehen die Ergebnisse der Studien mit transdisziplinär konzipiertem Forschungsdesign in engem Bezug miteinander. Die Synthese von ex-post Analysen ermöglicht es, zu einem späteren Zeitpunkt prognostiziertes Verhalten durch empirische Beobachtungen auf Robustheit prüfen zu können. Weiterhin lassen sich so Modellannahmen quantifizieren.

Zunächst werden Erkenntnisse zu den Auswirkungen des Kohleausstiegs, insb. auf Haushalte und Unternehmen, vorgestellt. Im Anschluss fasst das Kapitel die Untersuchungen zu flankierende Maßnahmen zusammen. Einige der ex-post Untersuchungen ermitteln dabei Effektgrößen, die als Parameter für numerische Modelle einsetzbar sind, um allgemeine Gleichgewichtseffekte besser abschätzen zu können.

Wirkungen

Die Auswirkungen eines Kohleausstiegs werden sich je nach Letztverbraucher unterscheiden. Im Folgenden werden zunächst die Auswirkungen auf Privathaushalte untersucht, wobei der Fokus auf die soziale Akzeptanz der Energiewende und möglicher negativer Verteilungswirkungen. Im Anschluss wird der Schwerpunkt auf die Industrie als Letztverbraucher gesetzt. Dabei kommt der Abschätzung der Stromnachfrage und der Energieeffizienz eine zentrale Rolle zu.



Verteilungswirkungen auf Haushalte und soziale Akzeptanz

Ein Beitrag von AP 6, Task 12. Autoren: Manuel Frondel, Stephan Sommer

Die technologische Transformation des bestehenden Energiesystems, insb. ein ordnungsrechtlicher Kohleausstieg, kann enorme Auswirkungen auf die Kosten und Qualität der Energieversorgung mit sich bringen, sowie Veränderungen in den Gewohnheiten der Verbraucher auslösen. Für den Erfolg dieser Transformation ist eine breite Akzeptanz in der Bevölkerung notwendig, trotz möglicher negativer Auswirkungen. Ziel des Forschungsvorhabens des RWI ist daher die Erarbeitung von Aussagen zur Akzeptanz und zu Gerechtigkeitsempfindungen in der Bevölkerung, sowie eine Ermittlung von Zahlungsbereitschaften für eine weiter zunehmende Dekarbonisierung des Stromsystems und für die Versorgungssicherheit mit Strom.

Dies wird mit Hilfe eines einzigartigen Mikrodatsatzes untersucht, den das RWI gemeinsam mit dem Forschungsinstitut forsa über Jahre aufgebaut hat. So liegen für knapp 10.000 Haushalte des forsa-Haushalts-Panels detaillierte Informationen zum sozio-ökonomischen Hintergrund, zu Umwelteinstellungen, zu Energiekosten und zur Energie-Bildung vor. Die Auswertung des bestehenden Datensatzes ergibt, dass die Akzeptanz für Erneuerbare Energien konstant hoch ist, die Zahlungsbereitschaft für grünen Strom aber im Zeitverlauf gesunken ist (Andor, Frondel, Vance 2017). Allerdings würde die Zahlungsbereitschaft steigen, wenn die Ausnahmeregelungen für die energieintensive Industrie abgeschafft würden (Andor, Frondel, Sommer 2018).

Darüber hinaus wird festgestellt, dass Maßnahmen zum Ausbau des Stromnetzes von etwa zwei Dritteln der Befragten akzeptiert werden, entsprechende Kompensationszahlungen allerdings einen negativen Effekt auf die Akzeptanz haben (Simora, Frondel, Vance 2018). Weiterhin konstatieren die Arbeiten von Frondel und Sommer (2017) sowie Frondel, Sommer, Tomberg (2018), dass etwa jeder vierte Befragte bereit ist, 3 Euro pro Monat zur Vermeidung von Stromausfällen zu bezahlen, während dies jedem achten Befragten sogar 9 Euro pro Monat wert ist. Andererseits ist auch ein Viertel der Befragten bereit, für eine monatliche Entschädigung von 9 Euro auf ein gewisses Maß an Versorgungssicherheit zu verzichten.

Der bestehende Mikrodatsatz wurde im Jahr 2017 durch eine weitere Erhebung ergänzt. Zentrale Ergebnisse dieser Erhebung sind (Frondel, Sommer 2018):

- 84% der Befragten denken, dass der Ausbau der erneuerbaren Energien grundsätzlich gefördert werden sollte.
- 68% der Befragten befürworten oder befürworten stark den Ausstieg aus der Kernenergie.
- 64% der Befragten befürworten oder befürworten stark den Ausstieg aus der Kohle.
- 63% der Befragten befürworten oder befürworten stark den Ausbau der überregionalen Stromnetze.
- 66% der Befragten denken, dass die Energiewende eher teuer als kostengünstig ist und 47% halten sie für eher ungerecht als gerecht.
- 72% der Befragten halten die Ausnahmeregelungen für die energieintensive Industrie für falsch.

Ein Beitrag von AP 3, Task 5.3. Autoren: Manuel Frondel, Stephan Sommer

Unter Verwendung von Panel-Analysen lassen sich für verschiedene Einkommens- und Preisdynamiken, die durch energiepolitische Instrumente ausgelöst werden, auch empirische Aussagen über die Energiekostenbelastung und –verteilung auf gesamtgesellschaftlicher Ebene treffen. Es zeigt sich, dass eine 10%-ige Strompreiserhöhung im Durchschnitt zu einer Reduktion der Stromnachfrage um 6,6% führt, wobei die Nachfragereaktion jedoch sehr heterogen ausfällt. Beispielsweise reagieren wohlhabende Haushalte deutlich stärker auf Preiserhöhungen, was regressive Effekte sogar verstärken könnte (Frondel, Kussel, Sommer 2018). Zudem reagieren jene Haushalte stärker, die über ihre die Höhe ihres Strompreises informiert sind (Frondel, Kussel 2018).

Preiselastizität und Wettbewerbsfähigkeit in der Industrie

Ein Beitrag von AP 3, Task 5.1. Autoren: Kathrine von Graevenitz, Philipp Massier.

Neben privaten Haushalten sind Unternehmen, insb. jene im Verarbeitenden Gewerbe, ein Hauptnachfrager von Energie, der zudem aufmerksamer auf Energiepreisänderungen reagiert als Privathaushalte. Daher gilt es, die möglichen Auswirkungen eines Kohleausstiegs auf die industrielle Stromnachfrage, d.h. die Preiselastizität, als auch die Wettbewerbsfähigkeit der Industrie zu untersuchen. Die Analyse des ZEW fokussiert sich auf Änderungen in den Strompreisen,



die durch - vom Endverbraucher nicht beeinflussbare - regionale Differenzen in den Netzentgelten instrumentiert werden. Datengrundlage sind die amtlichen Firmendaten für Deutschland (AFiD) der Forschungsdatenzentren der statistischen Ämter.

Die vorläufigen Ergebnisse für den Zeitraum von 2010 bis 2012 legen nahe, dass ein Strompreisanstieg um 1 % zu etwa 1,5 % weniger Stromverbrauch sowie Strombezug führt. Diese kurzfristigen Preiselastizitäten können direkt in die Modellierung einfließen. Darüber hinaus kann kein statistisch signifikanter Effekt auf Umsatz, Beschäftigung oder Investitionen gezeigt werden. Erste Ergebnisse wurden bereits publiziert (von Graevenitz et al. 2017), ein Diskussionspapier wird zu Q2/2019 erstellt.

Auf Grundlage der ZEW-Analyse zur Preiselastizität der industriellen Stromnachfrage lassen sich auch Rückschlüsse über Auswirkungen von Preisinstrumenten ziehen, die flankierend zu einem ordnungsrechtlichen Kohleausstieg eingesetzt werden könnten. Als Beispiel sei eine mögliche CO₂-Steuer oder ein Mindestpreis im EU ETS genannt. Aus theoretischer Perspektive sind Preisinstrumente effizient und effektiv. Die genauen Auswirkungen von Preisinstrumenten etwa auf den Energieverbrauch, die Beschäftigung, die Struktur von Märkten sowie die Produktivität und Wettbewerbsfähigkeit von industriellen Unternehmen sind aber noch wenig bekannt. Diese Fragestellungen könnten auf Basis der Unternehmensdaten untersucht werden und entsprechend in die Analysen einfließen.

Ein Beitrag von AP 6, Task 8. Autor: Philipp Massier.

Ein möglicher Wirkungskanal, über den die Reaktion des industriellen Stromverbrauchs auf Preisänderungen erfolgen kann, ist eine Steigerung der Energieeffizienz in der Produktion der Unternehmen. In Anbetracht möglicher Strompreiserhöhungen durch den Kohleausstieg ist aufgrund der vergleichbar hohen Energieintensität der Industrie somit auch ein Anreiz für weitere Energieeffizienzsteigerungen zu erwarten.

Um diesen Effekt abschätzen zu können, untersucht diese ZEW-Studie die Energieeffizienz im verarbeitenden Gewerbe in Deutschland und seine Determinanten. Dabei wird aufgezeigt, welche Wirtschaftssektoren noch besonderes Potential zur Steigerung der Energieeffizienz aufweisen. Dies beruht auf der Annahme, dass die Entscheidungsträger ihren Gewinn maximieren, bzw. die Unternehmen kostenminimierend produzieren. Je Wirtschaftszweig wird dazu die effizienteste Produktionstechnologie („Frontier“) geschätzt und gemessen, wie weit jedes Unternehmen jeweils von dieser „Frontier“ entfernt ist. Die Studie basiert ebenfalls auf den amtlichen Firmendaten für Deutschland (AFiD) der Forschungsdatenzentren der statistischen Ämter. Aufgrund der Datenverfügbarkeit umfasst Energie hier sowohl Strom sowie andere Kraftstoffe, wie Erdgas.

Die Ergebnisse zeigen, dass in allen analysierten Wirtschaftszweigen noch Potenziale zur Steigerung der Energieeffizienz bestehen. Weiterhin zeigt sich, dass exportorientierte sowie innovierende Unternehmen energieeffizienter sind als Unternehmen die nicht exportieren bzw. keine FuE-Ausgaben tätigen. Zudem sind in den meisten Wirtschaftszweigen diejenigen Unternehmen energieeffizienter, die Umweltschutzinvestitionen durchführen. Letztlich sind Unternehmen, die im EU-ETS reguliert sind, weniger energieeffizient als Unternehmen, die nicht reguliert werden.

Zudem kann auf eine bereits durchgeführte Befragung von Unternehmen im Verarbeitenden Gewerbe zurückgegriffen werden, um deren Investitionsverhalten in Bezug auf Energieeffizienz besser zu verstehen. Dabei wurden vor allem die Treiber und Hindernisse von Investitionen in Energieeffizienzmaßnahmen in den Fokus gerückt. Die Befragung zeigt, dass der Einsatz von Energiemanagementmethoden positiv mit der Investitionsentscheidung in Energieeffizienzmaßnahmen korreliert ist. Dies gilt sowohl für Investitionen zur Steigerung der Energieeffizienz der Produktionsprozesse als auch der Gebäude der Unternehmen. Die Auswirkungen von Energiemanagementmethoden auf die Investitionstätigkeit werden auch noch im Beitrag von AP 3, Task 5.2 untersucht, was einen Ergebnisvergleich ermöglicht, sobald verfügbar. Weiterhin hängt die Bonität eines Unternehmens negativ mit Investitionen im Bereich der Produktionsprozesse zusammen.

Die Ergebnisse sind als Diskussionspapier veröffentlicht (Löschel et al., 2017 und Lutz et al. 2017). Ergebnisse zu den Determinanten der Energieeffizienz können genutzt werden um die Entwicklung der Energieeffizienz in unterschiedlichen Sektoren in den allgemeinen Gleichgewichtsmodellen des Kapitels Makroökonomie entsprechend anzupassen.



Akteure und Speichertechnologien

Ein Beitrag von AP 6, Task 11. Autoren: Marc Deissenroth, Ulrich Frey, Sandra Wassermann.

Perspektivisch wird durch den Ausbau der erneuerbaren Energien der Bedarf an Flexibilitätsoptionen im Energiesystem steigen, was zum Teil durch Speicher bedient werden könnte. Ein Kohleausstieg könnte diesen Bedarf weiter steigern, wenn der Anteil des aus Kohlekraftwerken erzeugten Stroms durch Strom aus fluktuierenden erneuerbaren Energien ersetzt würde. In einer qualitativen Studie von STRise-ZIRIUS gemeinsam mit STRise-DLR wurde untersucht, welche Marktakteure derzeit Batteriespeicher mit sehr unterschiedlichen möglichen Anwendungen betreiben und unterschiedliche Visionen für die Zukunft entwickeln. Momentan sind v.a. dezentrale Anwendungen, d.h. lokale Vermarktungskonzepte (Eigenverbrauchsoptimierung, Sharing-Konzepte) in der Umsetzung. Diese wurden zunächst von kleinen, neuen Akteuren, sog. „Herausforderern“ vorangetrieben, zunehmend auch von alteingesessenen Akteuren der Energiewirtschaft übernommen. Würde durch einen Kohleausstieg der Anteil an Strom aus fluktuierenden erneuerbaren Energien im System steigen, könnten sich auch zentrale Anwendungen für Stromspeicher eher durchsetzen. Davon würden auch alteingesessene Akteure profitieren, die über professionelle Handelsanbindungen an zentrale Märkte verfügen. Eine Analyse der bisherigen Nischenaktivitäten im Bereich Stromspeicher wurde als Papier bei der Zeitschrift Energy Research & Social Sciences eingereicht (Wassermann et al.).

Flankierende Maßnahmen

Für eine erfolgreiche Umsetzung des gesamtgesellschaftlichen Projektes Energiewende bedarf es einer breiten Unterstützung in der Bevölkerung. Neben einem ordnungsrechtlichen Kohleausstieg auf der Angebotsseite können auch diverse Einzelmaßnahmen auf der Nachfrageseite eine breite Partizipation der Bürger ermöglichen und somit die Unterstützung für die Energiesystemtransformation stärken. So zeigt sich in der Bevölkerung bereits ein zunehmendes Interesse an der Mitgestaltung der Dekarbonisierung des Stromsektors, etwa in zunehmender Eigenerzeugung von Strom (sog. Prosumer) oder in der Wahl eines grünen Stromtarifs. Dieses Kapitel widmet sich den Beweggründen von Privathaushalten für nachhaltigere Energienutzung, und untersucht, inwiefern Politikmaßnahmen wie Informationen und Nudges die Verbreitung erneuerbarer Energien stärken können. Die Vielzahl der Studien ermöglicht eine robuste Einschätzung des Nachfrageanstiegs nach erneuerbaren Energien durch Prosumer und Grünstromkunden, je nach politischer Intervention. Weiterhin wird die Effektivität von Umweltmanagementsystemen in der Industrie näher beleuchtet.

Grüne Defaults bei der Stromtarifwahl

Die Dekarbonisierung des Stromsektors kann durch eine optimal ausgestaltete verhaltensbasierte Energienachfragepolitik flankiert werden. Hierbei wird die Wirksamkeit insb. „grüner Defaults“ im Rahmen der Grundversorgung als Alternative zur „aktiven Wahl“ von privaten Stromendkunden zwischen konventionellen und „grünen“ Tarifen untersucht.

Ein Beitrag von AP 6, Task 6. Autoren: Lucia Reisch, Manuela Bernauer.

Das Teilprojekt der Zeppelin Universität hat dazu eine umfangreiche Meta-Studie zur Wirksamkeit von Nudges, speziell von „grünen Defaults“ im Stromsektor erarbeitet. In allen identifizierten Studien haben sich Effekt und Wirkung von „grünen Defaults“ bestätigt. Dabei sind vor allem Defaults mit einem opt-out Framing effektiv. Aber auch Elemente der aktiven Wahl können größere Wirkung zeigen als die bisher meist gängige Praxis eines opt-in Framings bei ökologischen Entscheidungen. Bei der Wahl zwischen den beiden Instrumenten spielen verschiedene Kontextfaktoren, wie z.B. ob eine Entscheidung komplex und unbekannt ist, eine Rolle. Aber auch rechtliche und institutionelle Voraussetzungen, wie z.B. die gesetzliche Verpflichtung zur Grundversorgung im Bereich Strom und Gas, sind zu berücksichtigen. Derzeit bieten bereits ca. 9% aller Grundversorger einen grünen Default in der Grundversorgung aus 100% zertifiziertem Ökostrom an.

Die Ergebnisse sind in Bernauer und Reisch (2018) veröffentlicht.

Ein Beitrag von AP 6, Task 7. Autor: Dominik Schober.

In einem Experiment des ZEW konnte der kausale Effekt eines Nudges mit einer aussagekräftigen Stichprobe von 6000 Kunden in der Praxis erfolgreich getestet werden. Unter Berücksichtigung von Drittvariablen wie soziale Bezugsmerkmale und Einstellungen zur Umwelt zeigt sich, dass Haushaltskunden auf Nudges reagieren, die ihre Entscheidung und Präferenzen hinsichtlich des Gutes Strom und ihres Anbieters bewusster machen. Kunden bewerten nach dem Nudge



andere wertstiftende Dimensionen neben dem Preis (z.B. Versorgungssicherheit) relativ höher. Dies lässt den Umkehrschluss zu, dass Kunden sich aufgrund zu geringen Involvements auf den Preis als Entscheidungsmerkmal fokussieren.

Die Zwischenauswertung des Datensatzes ist in Q1/2018 erfolgt, zu Q2/2019 soll ein Diskussionspapier erstellt werden.

Die Rolle von Prosumern und Förderung von PV-Anlagen in Haushalten

Ein Beitrag von AP 6, Task 2. Autoren: Ingo Kastner, Inga Wittenberg, Ellen Matthies.

Ein Rückgang der Stromerzeugungskapazität aus Braunkohle kann bedingt auch durch eine erhöhte Kapazität an Erneuerbaren Energien, bestenfalls in Kombination mit Batteriespeichern, kompensiert werden. Hierzu stellt vor allem eine Verbreitung von PV-Anlagen in Privathaushalten eine Option dar, wofür es zunächst jedoch einer Untersuchung der Hauptdeterminanten für solche Investitionen bedarf. Nationale und internationale Studien zu Anschaffungsmotiven (für einen Überblick siehe Stern, Wittenberg, Wolske, & Kastner, 2018) zeigen, dass PV-Investitionen vornehmlich durch Haushalte mit technischem Interesse, ausgeprägter Umweltschuttmotivation und höherem Einkommen getätigt werden. Ein weiteres Motiv besteht in der wahrgenommenen Unabhängigkeit in der Stromversorgung, während finanzieller Aspekte (z.B. erwartete Kosteneinsparungen) eine weniger eindeutige Rolle spielen. Schließlich zeigt sich eine hohe Bedeutung sozialer Einflüsse, etwa Bekannte die bereits PV-Anlage besitzen und ggf. empfehlen. Die Befunde legen nahe, dass bei der Förderung von PV-Investitionen in Privathaushalten Maßnahmenpakete eingesetzt werden sollte, die nicht ausschließlich auf finanzielle Anreize setzen. Vielmehr sollten auch die übrigen Motive, etwa im Rahmen von Informationskampagnen aufgegriffen werden (z.B. Unabhängigkeits- und technische Aspekte). Diese Inhalte sollten optimalerweise durch vertrauenswürdige MultiplikatorInnen (z.B. NachbarInnen, HandwerkerInnen) an die Zielgruppe weitergegeben werden.

Die Forschungsarbeiten untersuchen gleichzeitig die „Nebenwirkungen“ gängiger Förderinstrumente, insb. der Einspeisevergütung. Durch fortlaufende Reduktion des Vergütungssatzes wurde im Jahr 2012 eine Netzparität erreicht, sodass es ökonomischer wurde, den produzierten Strom selbst zu nutzen, statt ihn einzuspeisen. Seither zeigt sich ein Trend zu kleineren Anlagen, die sich eher am Eigenbedarf orientieren, anstatt auf nunmehr unprofitable Einspeisung. Entsprechende Effekte gilt es bei finanziellen Steuerungsmaßnahmen zu berücksichtigen.

Schließlich wurde der Frage nachgegangen, ob Haushalte durch PV-Anlagen zu einer intensiveren Nutzung des „selbstgemachten“ Stroms neigen (ähnlich eines Rebound-Effekts), oder zu einer erhöhten Sparsamkeit, um mit dem „eigenen“ Strom auszukommen. Die Befunde bestätigen jedoch keinen Trend in einer dieser Richtungen, was positiv eingestuft werden kann: es lässt sich anhand der Neuinstallationen gut einschätzen, inwieweit PV-Strom konventionelle Energieträger ersetzen kann.

Die Ergebnisse wurden in Stern et al. (2018) publiziert.

Ein Beitrag von AP 6, Task 11. Autoren: Ulrich Frey, Marc Deissenroth.

In einer Studie des DLR werden zudem die regionalen Determinanten für PV-Investitionen durch Haushalte untersucht (Klein und Deissenroth, 2017). Mit verschiedenen Machine-Learning-Algorithmen wurde das Zusammenspiel vieler Faktoren (sozialer, physikalischer und ökonomischer) bestätigt (Frey et al. 2018, under review). Die besten Modellgüten ergeben sich auf Kreisebene und erklären etwa 70% der Varianz der Investitionsentscheidungen in PV-Anlagen, mit dem Standort als durchgehend wichtiger Faktor.

Förderung stromsparenden Verhaltens in privaten Haushalten mittels digitaler Informations- und Feedbackinstrumente für Smart Meter

Ein Beitrag von AP 6, Task 7. Autoren: Birgit Mack, Karolin Tampe-Mai.

Der Wegfall an Stromerzeugungskapazität durch ein frühes Ende der Kohleverstromung kann auch durch die Reduktion des Stromverbrauchs, insbesondere bei privaten Haushalten, kompensiert werden. Dies zählt zu den wesentlichen Zielen der Energiewende hin zu einem nachhaltigeren Energiesystem. Mit dem Aufkommen neuer digitaler Technologien wie Smart Meter, die Verbrauchsfeedback ermöglichen, erschließen sich neue Möglichkeiten zur Reduktion des Stromverbrauchs sowie dessen zeitlicher Flexibilisierung. Studien zufolge lassen sich dadurch häufig signifikante Einsparungen erzielen. Es gilt jedoch zu klären, wie genau Informationsinstrumente zu gestalten sind, um VerbraucherInnen bei ihren Einsparbemühungen optimal zu motivieren und zu unterstützen. Die ZIRIUS Studie untersucht dies anhand des Webportals „Effizient in der Bahnstadt“ das in einem Feldexperiment in Heidelberg entwickelt und getestet wurde.



Die Informationsarchitektur des Webportals strukturiert die Informationen entlang der Handlungspläne der NutzerInnen und unterstützt gerade die Umsetzung stromsparender Verhaltensabsichten. Neben kontinuierlicher Verbrauchsrückmeldung durch Smart Meter werden die NutzerInnen motiviert, sich ein Stromsparziel zu setzen und sich zu neuen stromsparenden Verhaltensweisen zu verpflichten (commitment). Zu jedem Stromspartipp erhalten sie Informationen zur Umsetzung. Sie werden an die Umsetzung ausgewählter Tipps erinnert und wiederholt um ein Feedback über den Fortschritt der Implementierung gebeten (process monitoring). Eine Übersichtsseite des Portals, das "black board", zeigt zu jeder Zeit alle ausgewählten Tipps und deren Implementierungsstatus. Die Interaktion mit dem Portal wurde analysiert und die Auswirkungen der Portalnutzung auf den Verbrauch untersucht.

Obwohl die untersuchte Stichprobe in der einjährigen Baselinephase deutlich niedrigere Stromverbräuche zeigt als der nationale Durchschnitt, sparten Haushalte, die Stromspartipps ausgewählt (commitment) und Rückmeldung gegeben hatten, dass mindestens ein Tipp vollständig umgesetzt wurde, in der einjährigen Treatmentphase 6,1% Strom ein. Haushalte, die kein commitment abgegeben oder nicht mindestens einen ausgewählten Stromspartipp umgesetzt hatten, verbrauchten 2,5% mehr. Dies zeigt, dass behaviorale Techniken, die das Commitment zu Einspartipps fördern und durch process monitoring die Umsetzung von Handlungsplänen begleiten, signifikant zu Stromeinsparungen beitragen.

Ein Manuskript zu zentralen Ergebnissen befindet sich im Reviewing Prozess (Mack et al., submitted).

Auswirkungen von Nachhaltigkeitsmotivation auf den Stromverbrauch

Die Senkung der Energienachfrage ist einer der wesentlichen Pfeiler der Energiewendeziele. Gerade bei einem Kohleausstieg kann eine Nachfragerückgang die Anforderungen an ersetzende Erzeugungs- und Speicherkapazitäten reduzieren. Hierzu gilt es die Treiber von energiesparendem Verhalten zu verstehen. Dieses hängt nicht nur von der persönlichen Nachhaltigkeitsmotivation ab, sondern auch von spezifischen Verhaltenskosten wie Komforteinbußen oder zeitlichem Aufwand.

Ein Beitrag von AP 6, Task 4. Autor: Alexandra Kibbe.

Die Studie der OVGU Magdeburg AG Kaiser untersucht die Relevanz persönlicher Nachhaltigkeitsmotivation für den privaten Stromkonsum und CO₂-Fußabdruck. Mit einer repräsentativen deutschlandweiten Fragebogenerhebung die Ausprägung der Nachhaltigkeitsmotivation und regionale Differenzen des CO₂-Fußabdrucks in Deutschland betrachtet.

Ein Newsletterbeitrag erschien in Q1/2018, weitere Ergebnisse sind zu Q1/2019 geplant.

Umweltmanagementsysteme für eine emissionsärmere Industrieproduktion

Ein Beitrag von AP 3, Task 5.2. Autoren: Roland Kube, Andreas Löschel.

In ökonomischen Studien wird, trotz bestehender finanzieller Anreize, die Bedeutung von Managementqualität und -praktiken für die Energie- und CO₂-Effizienz eines Unternehmens betont. Daher wird neben ordnungsrechtlichen und marktbasierenden Maßnahmen wird daher auch verstärkt auf weichere Governance Ansätze, sog. Soft Regulation, zurückgegriffen. Die Idee freiwilliger Programme ist eine glaubwürdige Zertifizierung von Nachhaltigkeitsbestrebungen in Unternehmen sowie eine Reduktion verbleibender Ineffizienzen in der Energie- und Ressourcennutzung. In dieser Studie der WWU Münster werden die Auswirkungen des europäischen Umweltmanagementsystemstandards EMAS bei teilnehmenden Firmen im Verarbeitenden Gewerbe auf die Energie- und CO₂-Effizienz sowie Investitionen in Erneuerbare Energien untersucht. EMAS zeichnet sich durch jährlich fällige und extern zu validierende Umwelterklärungen sowie verpflichtende Ziele zur Verbesserung der Umweltperformance aus. Die Analyse basiert auch auf den amtlichen Firmendaten für Deutschland (AFID) der Forschungsdatenzentren der statistischen Ämter.

Erste Resultate (Kube et al., mimeo) zeigen, dass Umweltmanagementsysteme eine große Hebelwirkung entfalten könnten, da insb. große und energieintensive Unternehmen teilnehmen, meist auch jene mit eigenen Stromerzeugungskapazitäten. Erste Schätzungen können jedoch noch nicht auf signifikanten Verbesserungen der CO₂-Effizienz aufgrund des Programms schließen lassen.



Literaturverzeichnis

- Andor, M., Frondel, M. und Sommer, S. (2018). Equity and the Willingness to Pay for Green Electricity in Germany. Ruhr Economic Papers # 759.
- Andor, M., Frondel, M. und Vance, C. (2017). Germany's Energiewende: A Tale of Increasing Costs and Decreasing Willingness-To-Pay. Energy Journal 38 (Special Issue #1 – Renewables and Diversification in Heavily Energy Subsidized Economics): 211-228.
- Bernauer, M. und Reisch, L. (2018). Grüne Defaults als Instrument einer nachhaltigen Energienachfragepolitik. Ergebnisbericht: der Nudge-Ansatz zur Förderung des Wandels von Werten und Lebensstilen: Stand der Forschung und Bewertung von nationalen und internationalen Anwendungsbeispielen von Defaults im Konsumfeld Energie. Verfügbar auf SSRN: <https://ssrn.com/abstract=3099324> or <http://dx.doi.org/10.2139/ssrn.3099324>.
- Frey, U., Klein, M., Deissenroth, M. (under review). Modelling complex investment decisions for Renewables with different machine learning algorithms.
- Frondel, M. und Kussel, G. (2018). Switching on electricity demand response: Evidence for German households. USAEE Working Paper No. 18-345.
- Frondel, M., Kussel, G. und Sommer, S. (2018). The price response of residential electricity demand in Germany: A dynamic approach. SFB Discussion Paper # 13/2018.
- Frondel, M. und Sommer, S. (2018). Schwindende Akzeptanz für die Energiewende? Ergebnisse einer wiederholten Bürgerbefragung. RWI Materialien #124.
- Frondel, M. und Sommer, S. (2017). Der Wert von Versorgungssicherheit mit Strom: Evidenz für deutsche Haushalte. Zeitschrift für Wirtschaftspolitik, 66(3).
- Frondel, M., Sommer, S. und Tomberg, L. (2018). Versorgungssicherheit mit Strom: Empirische Evidenz auf Basis der Inferred-Valuation-Methode. RWI Materialien # 123.
- Klein, M. und Deissenroth, M. (2017). When do households invest in solar photovoltaics? An application of prospect theory. Energy Policy 109, 270-278.
- Kube, R., Löschel, A., Massier, P. und von Graevenitz, K. (mimeo). Do voluntary environmental programs reduce emissions? EMAS in the German manufacturing sector.
- Löschel, A., Lutz, B. J. und Massier, P. (2017). Credit Constraints, Energy Management Practices, and Investments in Energy Saving Technologies: German Manufacturing in Close-up, ZEW Discussion Paper No. 17-072, Mannheim.
- Lutz, B. J., Massier, P., Sommerfeld, K. und Löschel, A. (2017). Drivers of Energy Efficiency in German Manufacturing: A Firm-level Stochastic Frontier Analysis, ZEW Discussion Paper No. 17-068, Mannheim.
- Mack, B., Tampe-Mai, K., Kouros, J., Roth, F., Taube, O. & Diesch, E. (submitted). Electricity saving: On how to bridge the intention-behavior gap.
- Stern, P.C., Wittenberg, I., Wolske, K.S. und Kastner, I. (2018). Household Production of Photovoltaic Energy: Issues in Economic Behavior. In A. Lewis (ed.), The Cambridge Handbook of Psychology and Economic Behaviour. Cambridge: Cambridge University Press.
- von Graevenitz, Kathrine, Benjamin Johannes Lutz und Philipp Massier (2017), Die kausalen Effekte von Strompreisen auf Betriebe im deutschen Verarbeitenden Gewerbe, Zeitschrift für amtliche Statistik Berlin Brandenburg, 40-41.
- Wassermann, S., Deissenroth, M. und Frey, U (submitted). Storage technologies for the electricity transition: an analysis of actors, actor perspectives and transition pathways ().



6. Folgenabschätzung

Wie bereits in Teil 1 dieses Berichts erläutert, wurde, um die Funktionsfähigkeit des ENavi-Prozesses zu demonstrieren, erste relevante Ergebnisse zu generieren und zugleich den Rückmeldungen der Stakeholder gerecht zu werden, die Kernmaßnahme „Ordnungsrechtlicher Kohleausstieg“ als erster Fokuspunkt selektiert. Die Folgenabschätzung, die das zentrale Element dieses Kapitels darstellt, wurde deshalb mit eben diesem Fokus durchgeführt. Da jedoch, wie in Kapitel Szenarien beschrieben, zunächst ein weiter gefasstes Set A an Szenarien gerechnet wurde, und erst anschließend das auf den Kohleausstieg fokussierte Set B, werden in diesem Kapitel, je nachdem wie weit fortgeschritten die Arbeiten und Modellierungen zu den einzelnen Aspekten sind, Ergebnisse aus beiden Sets an Szenarien präsentiert.



Das Kapitel untergliedert sich dabei in die verschiedenen Betrachtungsebenen der verwendeten Methoden und Modelle: Ausgehend von dem detaillierten Blick auf Auswirkungen im Stromsektor, werden die weiter gefassten Effekte im Energiesystem betrachtet, um zuletzt auch auf einer gesamtwirtschaftlichen Ebene die auftretenden Wirkungen zu untersuchen. Außerdem wird ein spezieller Fokus auf Umweltauswirkungen gelegt und an einigen Stellen, in Form eines Exkurses ein Blick auf Praxisbeispiele geworfen.

Hinweise zum Stand des Berichts: Die einzelnen Beiträge sind zwar aufeinander abgestimmt und orientieren sich alle am SPT 1 Ansatz. Da verschiedene Arbeiten jedoch parallel stattgefunden haben und auch der Ansatz erst im Lauf der Zeit verfeinert und ausgearbeitet wurde kann es an der ein oder anderen Stelle noch gewisse Diskrepanzen geben. Durch den iterativen Prozess, der ENavi auszeichnet, werden diese Diskrepanzen jedoch im weiteren Projektverlauf weitestmöglich minimiert.



6.1. Stromsektor

Ein Beitrag von AP 3.

Autoren: Robert Pietzcker, Annika Gillich, Marc Deissenroth, Ulrich Fahl, Kristina Nienhaus, Sebastian Osorio, Michael Pahle.

Hinweise zum Stand des Berichts:

Bisher wurden eine Fülle von SPT 1 Szenarien (Set A und Set B, sowie eine Anzahl weiterer Maßnahmenbündel (stärkerer EE-Ausbau, geringere internationale Stromhandelskapazitäten, Zertifikatsstilllegung) mit dem Stromsektormodell LIMES-EU gerechnet, sowie ausgewählte Szenarien mit dem Stromsektormodell E2M2.

In der weiteren Bearbeitung wird zusätzlich das Agentenmodell AMIRIS zum Einsatz kommen, um Analysen zum Einfluss der Instrumentenausgestaltung auf das Einsatzverhalten der EE-Kraftwerke durchzuführen.

Die finalen Ergebnisse müssen anschließend zur Verwendung im Rahmen der Folgenabschätzung und multikriteriellen Bewertung aufbereitet werden, wozu insbesondere eine detaillierte Analyse und Erklärung von möglichen Unterschieden zwischen den Ergebnissen von LIMES, E2M2 und TIMES gehört.

Einführung und Zielsetzung

Um die globalen Klimaschutzziele des Pariser Abkommens erreichen zu können, ist eine schnelle Reduzierung der CO₂-Emissionen notwendig. Hierbei kommt dem Stromsektor eine besondere Rolle zu: In kostenoptimalen Pfaden werden die Emissionen des Stromsektors besonders schnell reduziert, deutlich schneller als in den anderen Sektoren (Luderer et al., 2018). Erst durch CO₂-armen Strom ist eine zu erwartende zunehmende Elektrifizierung im Verkehr, in der Industrie und im Gebäudebereich mit einer positiven Klimaschutzwirkung verbunden.

Dieses Kapitel beleuchtet im Rahmen des Arbeitspakets 3 (Ökonomische Instrumente und Auswirkungen sowie preisignalgestütztes Verbundsystem) die technischen und wirtschaftlichen Veränderungen im Stromsystem selbst, die aus den verschiedenen klima- und energiepolitischen Zielen bzw. ihrer Umsetzung durch verschiedene klimapolitischen Instrumente erwachsen. Ziel ist, ein umfassendes Verständnis der Wirkung verschiedener Maßnahmen auf Investitionen in und Nutzung von Kraftwerken zu entwickeln, um die Grundlage für eine umfassende Folgenabschätzung in den folgenden Kapiteln zu schaffen.

Methodischer Ansatz

Die in diesem Kapitel vorgestellten Ergebnisse und Erkenntnisse stützen sich vorrangig auf numerische Stromsystemmodellierung. Bisher wurde hauptsächlich der Modelltyp „linear optimierendes Investitions- und Dispatchmodell“ verwendet, wobei die beiden Modelle LIMES-EU mit Fokus auf die europäische Einbettung und E2M2 mit Fokus auf Deutschland zum Einsatz kamen⁵⁴. Investitions- und Dispatch-Modelle sind hilfreich, um techno-ökonomische Aspekte von mittel- und langfristigen Stromsystemtransformationen zu analysieren, wie beispielsweise:

- Stromerzeugung und Kapazitätzubau
- Entwicklung des Stromhandels
- Stromsektoremissionen in Deutschland und Europa
- Entwicklung der Stromkosten

Darüber hinaus werden mit dem agentenbasierten Strommarktmodell AMIRIS Analysen zum Einfluss der Instrumentenausgestaltung auf das Einsatzverhalten der EE-Kraftwerke und die resultierenden CO₂-Emissionen des Stromsektors, auf die Strompreise wie auch die Einnahmen der EE-Anlagenbetreiber untersucht. Aktuell werden die Modellkopplungen zwischen TIMES und AMIRIS vorgenommen, um die von TIMES gerechneten Ausstiegspfade unter mikroökonomischen Gesichtspunkten zu betrachten. Da die technologischen, räumlichen sowie zeitlichen Dimensionen der Modelle diver-

⁵⁴ Modellbeschreibungen im Anhang



gieren, fordert eine robuste Kopplung einen hohen Arbeitsaufwand. Erste Daten wurden zwischen den Modellen ausgetauscht und die zeitlichen und räumlichen Dimensionen modellspezifisch angepasst. Die Anpassung der technologischen Dimension erfolgt in den nächsten Monaten.

Betrachtete Szenarien

In diesem Kapitel werden im Rahmen einer europäischen Vorreiterallianz vorrangig die folgenden fünf Szenarien, sowie Variationen derselben mit Fokus auf Deutschland diskutiert:

- **D_MMS** – Keine deutschen Ziele nach Klimaschutzplan. In diesem Szenario gibt es keine zusätzlichen Dekarbonisierungspolitiken, jenseits der Umsetzung des deutschen EEG2017, eines europaweiten ETS-Budget für den Stromsektor von 16.3 Gt CO₂ für den Zeitraum 2016-2050, sowie die Vorreiterallianz der nordischen Staaten + BeNeLux und Frankreich, welche einen linear steigenden CO₂-Mindestpreis (30€/tCO₂ in 2020 auf 120€/t CO₂ in 2050) umsetzen
- **KAL** – Kohleausstieg Langsam. Zusätzlich zu den in **D_MMS** existierenden Politiken wird in Deutschland ein langsamer ordnungsrechtlicher Kohleausstieg umgesetzt. Der Abschaltplan wurde so entworfen, dass ein vollständiger Ausstieg bis 2050 umgesetzt wird und die deutschen Stromsektorziele des Klimaschutzplans in 2030 knapp erreicht werden: Unter Standardrandbedingungen werden in KAL im Jahr 2030 noch 160 Mt CO₂ durch den Stromsektor emittiert. Um diese Emissionsreduktion in LIMES unter den angenommenen europäischen Randbedingungen zu erreichen, muss die Kohlekraftwerkskapazität in 2030 auf 18 GW reduziert werden. Stillgelegte Kraftwerke können im Modell noch maximal 10 Jahre zur Bereitstellung von gesicherter Leistung genutzt werden, wobei die fixen Betriebs- und Instandhaltungskosten anfallen.
- **KAS** – Kohleausstieg Schnell. Zusätzlich zu den in **D_MMS** existierenden Politiken wird in Deutschland ein schneller ordnungsrechtlicher Kohleausstieg umgesetzt. Dieser orientiert sich am ambitionierten Kohleausstiegsszenario bis 2035 der Agora Energiewende (Agora Energiewende, 2016), hat allerdings niedrigere Kapazitäten in 2020, da seither die Stilllegung weiterer Kraftwerke angemeldet wurde.
- **KSP90** – Zielszenario Klimaschutzplan mit 90% CO₂-Minderung in 2050. In diesem Szenario wird die kostenoptimale Erreichung der im Klimaschutzplan genannten Stromsektorziele angenommen, ohne dass ein Instrument spezifiziert wird, mit dem sie erreicht werden könnten. Es ist somit nicht direkt mit den anderen Szenarien vergleichbar, sondern bestenfalls als optimaler Benchmark für die Erreichung des KSP zu sehen.
- **EU95** – Zielszenario Starker EU-Klimaschutz. In diesem wird der Klimaschutz auf EU-Ebene deutlich verschärft, so dass von 2020-2050 EU-weit ein Budget von 52 Gt CO₂ eingehalten wird, was einem linearen Absinken von heute auf 95% CO₂-Reduktionen in 2050 entspricht. Aus diesem gesamtwirtschaftlichen Budget wurde mit Hilfe von TIMES-PanEU ein Stromsektorbudget von etwa 6 Gt CO₂ für den Zeitraum 2020-2050 abgeleitet.
- Zu den Kohleausstiegsszenarien KAS und KAL werden zwei weitere Varianten **KAS-EE++** und **KAL-EE+** betrachtet, in denen zusätzlicher Ausbau von Erneuerbaren Energien in Deutschland umgesetzt wird, indem die EEG-Ziele verstärkt werden, um in den Ausstiegsszenarien eine etwa ausgeglichene Stromhandelsbilanz zu erreichen. Im EE+-Szenario werden 2030 65% und 2040 79% EE-Strom erreicht, während im EE++-Szenario 70% in 2030 und 85% in 2040 erreicht werden, wobei sich die Prozentzahl jeweils auf den Bruttostromverbrauch bezieht.

Da alle gezeigten Szenarien vor dem Hintergrund einer europäischen Vorreiterallianz (siehe Kapitel Szenarien) gerechnet wurden, werden im Folgenden jeweils die kurzen Szenarionamen ohne „VA“ verwendet.

Box 1: Exkurs zur zeitlichen Ausgestaltung ordnungsrechtlicher Ausstiegspfade

In den Szenarien mit ordnungsrechtlichem Kohleausstieg werden Abschaltpfade für Stein- und Braunkohlekraftwerke vorgegeben. Während in der öffentlichen Diskussion oft der Fokus auf den Endpunkt des Kohleausstiegs liegt, sind von der Klimaschutzwirkung gesehen die Stilllegungen in der nächsten Dekade (2020-2030) deutlich relevanter als das exakte Enddatum, an dem das letzte Kraftwerk stillgelegt wird. Dies wird in Abbildung 10 illustriert: Ein bauchiger Pfad



(„frühes Ende“) mit noch 33 GW Kraftwerksleistung in 2025 und Abschalten des letzten Kraftwerks in 2035 führt beispielsweise zu 50% höheren Gesamtemissionen als ein Pfad, bei dem von 2020 bis 2025 17 GW abgeschaltet werden, in den folgenden 5 Jahren 9 GW, dann 4 GW, bis das letzte Kraftwerk 2050 vom Netz genommen wird („spätes Ende“).

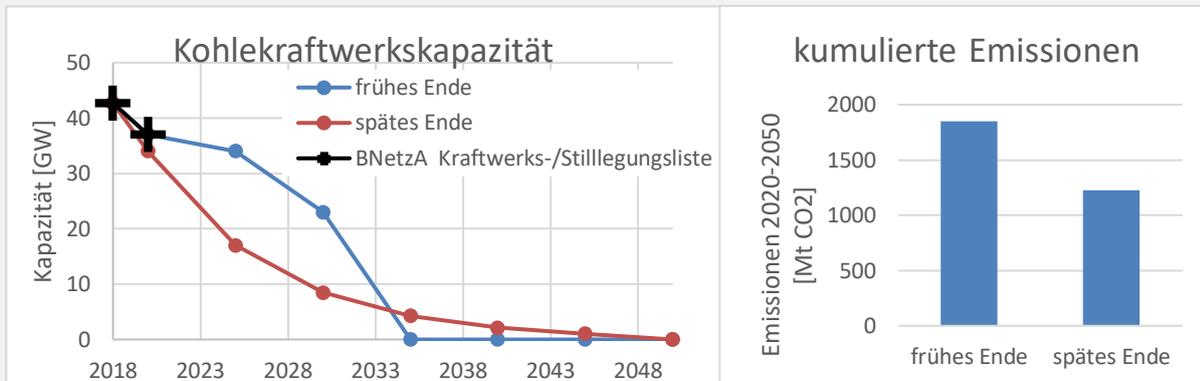


Abbildung 10: Auswirkung der zeitlichen Gestaltung der Ausstiegspfade auf die kumulierten Emissionen aus Kohlekraftwerken

Die in LIMES implementierten Ausstiegspfade sind technologiescharf in Tabelle 7 dargestellt.

Tabelle 7: In LIMES implementierte Ausstiegspfade

			2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
KAL	Steinkohle	[GW]	21,0	16,0	11,0	7,0	4,0	2,0	-
	Braunkohle	[GW]	17,1	12,0	7,0	4,0	2,0	1,0	-
	Gesamt	[GW]	38,1	28,0	18,0	11,0	6,0	3,0	-
KAS	Steinkohle	[GW]	21,0	12,0	8,0	2,0	-	-	-
	Braunkohle	[GW]	16,0	11,0	3,0	-	-	-	-
	Gesamt	[GW]	37,0	23,0	11,0	2,0	-	-	-

Erste Ergebnisse und Erkenntnisse

Stromerzeugung und Kapazitätszubau

Um die im Rahmen der europäischen und deutschen Klimaziele notwendige Reduktion der Stromsektoremissionen zu erreichen, muss das Stromsystem umfassend transformiert werden. Der exakte Umbau hängt dabei stark von den definierten Zielen sowie der Gestaltung der Instrumente zur Erreichung dieser Ziele ab.

Kohleverstromung

In allen Szenarien geht die Kohleverstromung in Deutschland kontinuierlich zurück. Selbst im D-MMS-Szenario, wo nur ein schwaches ETS mit einer CO₂-Reduktion von -60% in 2050 angenommen wird, sinkt die Netto-Kohleverstromung von 250 TWh in 2015 auf 135 TWh in 2030 bzw. 40 TWh in 2050 ab. Um das Stromsektorziel des Klimaschutzplans zu erreichen, ist eine stärkere Reduktion notwendig: unter den angenommenen Randbedingungen⁵⁵ sinkt die Kohleverstromung auf etwa 110 TWh im Jahr 2030 ab, um bis 2050 auf unter 10 TWh zurückzugehen.

⁵⁵ Müllverbrennung und Strom aus Gicht/Grubengasen werden bis 2030 um 30% gegenüber 2017 reduziert, und bis 2050 um 100%.

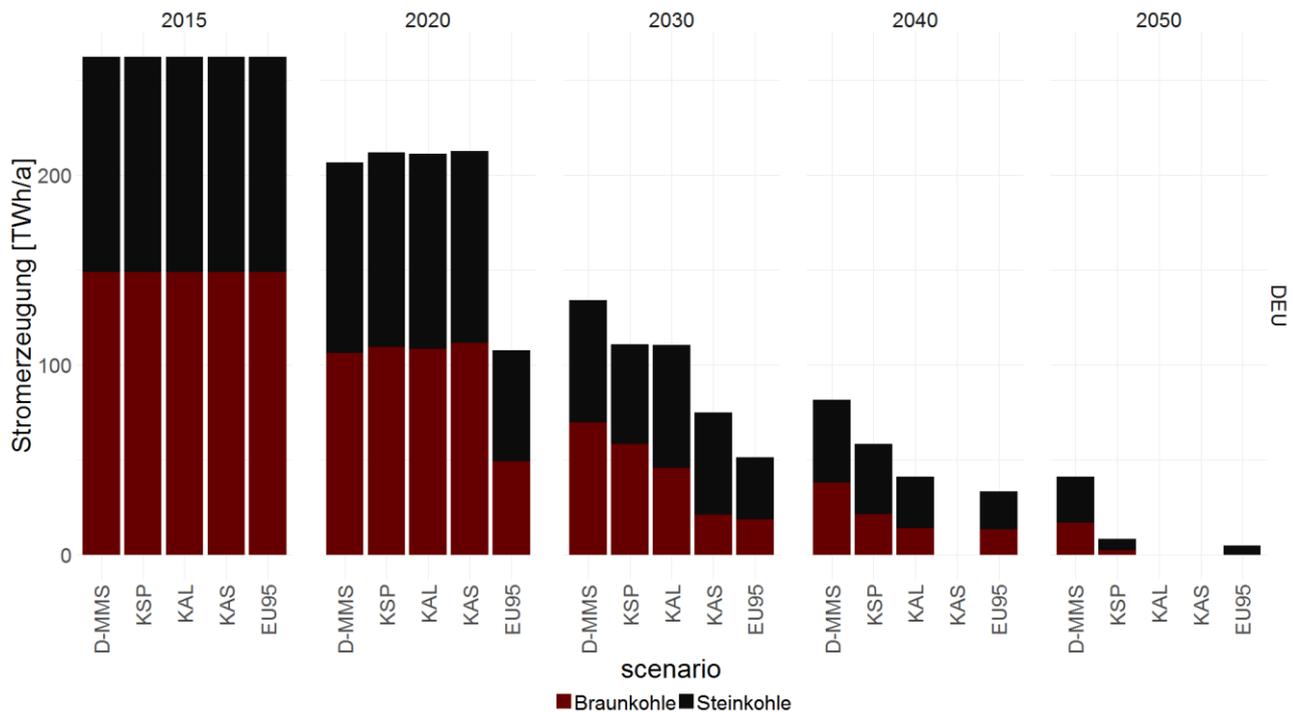


Abbildung 11: Kohleverstromung in Deutschland

Vergleicht man die Kohlenutzung im schärfsten Klimaschutzszenario, EU95, mit dem KSP90-Szenario, so fällt auf, dass sich der zusätzliche Minderungsdruck hauptsächlich in den frühen Jahren auswirkt: bereits 2020 halbiert sich die Kohleverstromung auf etwa 110 TWh, und sinkt weiter auf 50 TWh in 2030 ab. Danach jedoch ist die Entwicklung ähnlich wie im KSP90-Szenario.

Da der langsame Kohleausstieg so parametrisiert wurde, dass er möglichst lange das Sektorziel des KSP90 einhält, ähnelt auch die Kohleverstromung dem KSP90-Szenario – wobei sie ab etwa 2035 stärker abfällt, um die zusätzliche Gasverstromung auszugleichen. Betrachtet man den schnellen Kohleausstiegspfad, so fällt auf, dass er bis 2030 noch deutlich höhere Kohleverstromung hat als im scharfen EU95-Klimaschutzszenario beobachtet wird – für die Erreichung von scharfen EU-Zielen müsste also die Kohleverstromung noch weiter reduziert werden. Da LIMES-EU die Gesamtsystemkosten minimiert und im Szenario EU95 frei entscheiden kann, wann Emissionen reduziert werden, lässt sich somit ableiten, dass zur Erreichung starker Emissionseinsparungen eine frühe und sehr starke Kohlestromreduktion mit verbleibender geringer Nutzung in 2040 und 2045 wirtschaftlich vorteilhaft ist gegenüber einer anfänglich schwachen, und dann sehr plötzlichen Reduktion um 2030, wie sie in KAS erzwungen wird.

Strommix und Kraftwerkskapazitäten

Über die vier zentralen Szenarien D-MMS, KSP90, KSP90-KAL und KSP90-KAS hinweg lassen sich grundsätzliche Trends beobachten (Abbildung 12 und Abbildung 13):

- Kontinuierlicher Ausbau von Wind Erneuerbaren Energien bis 2035 in Höhe von etwa 6 GW jährlich, deutlich beschleunigter Ausbau nach 2040 von etwa 14 GW/a, bzw. 17 GW/a in KSP90.
- Die Gasverstromung variiert deutlich zwischen den Szenarien: Während sie im D-MMS-Szenario in etwa konstant bleibt, sorgen die langfristig scharfen CO₂-Reduktionsziele im KSP90-Szenario für eine deutliche Reduktion der Gasverstromung ab 2040. Im Gegensatz dazu nimmt sie in den Kohleausstiegsszenarien teils deutlich zu: Im schnellen Ausstiegsszenario steigt sie bis auf 132 TWh an, was 53% höher ist als der höchste historische Wert von 86 TWh in 2008.



- Deutlicher Zubau von Spitzenlastkraftwerken (Gasturbinen) bis 2035, mit etwa 1.7-2.5 GW Zubau pro Jahr. Nur in den Kohleausstiegsszenarien auch Zubau von GuD-Gaskraftwerken in Höhe von 0.5 GW/a bis 2040. Die maximale Gaskraftwerksleistung findet sich im Jahr 2045 im schnellen Ausstiegsszenario, mit 42 GW Gasturbinen (2015: 7 GW) und 25 GW GuD (2015: 23 GW).
- Ein merkbarer Zubau von Stromspeichern findet erst ab 2045 statt, auf etwa 18-20 GW in 2050. Der höhere EE-Anteil im KSP90-Szenario erhöht auch den Speicherbedarf auf 28 GW in 2050.
- Die Stromhandelsbilanz verschiebt sich von Exporten in 2015 zu Importen (ausführlichere Diskussion im Abschnitt „Stromhandel“ weiter unten)

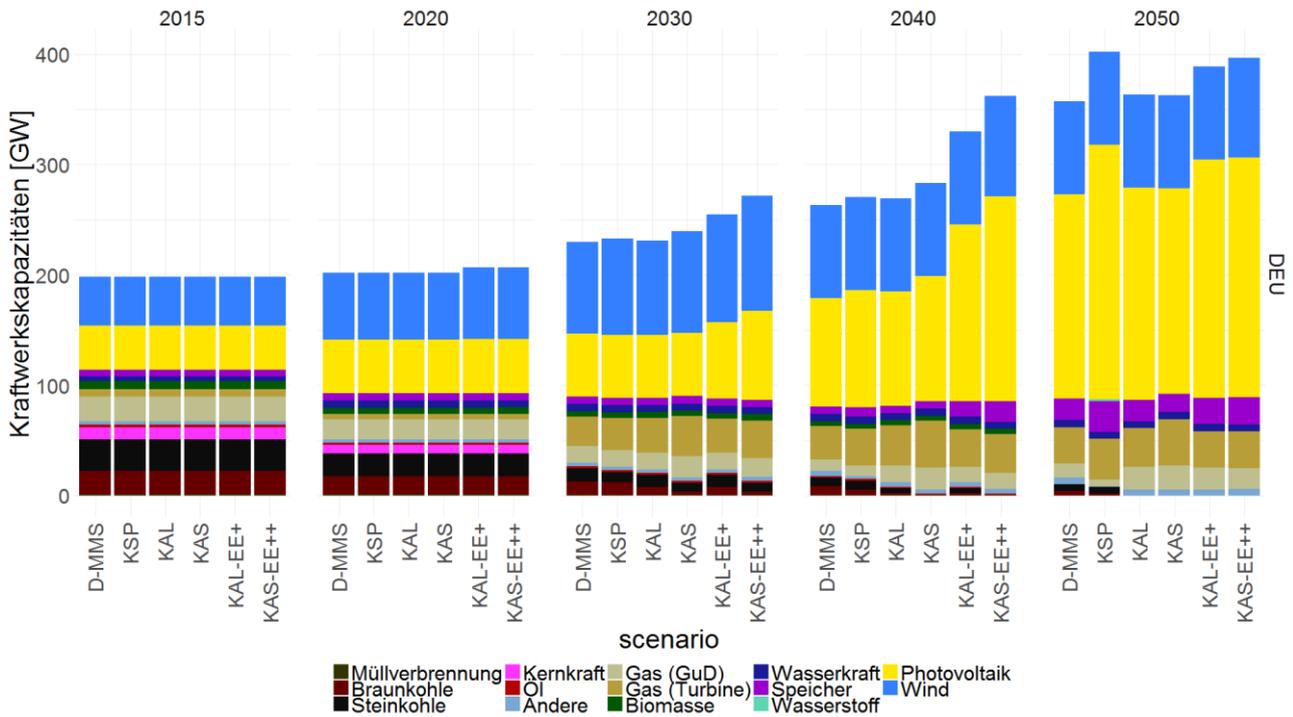


Abbildung 12: Kraftwerkskapazitäten in Deutschland

Die Kohleausstiegsszenarien mit zusätzlichem EE-Ausbau (EE+ und EE++) zeigen etwas andere Dynamiken:

- Im EE++ ein deutlich schnellerer EE-Ausbau im Zeitraum 2020-2030 von durchschnittlich 9 GW/a, ab 2040 nur noch leichter Anstieg auf 12 GW/a.

- Durch den zusätzlich erzeugten EE-Strom sinkt mittelfristig der Anreiz, Gas zu verstromen. Entsprechend sinkt der Zubau von GuD-Kraftwerken, so dass in 2045 im KAS-EE++-Szenario nur 19 GW – statt wie in KAS 25 GW – am Markt sind.

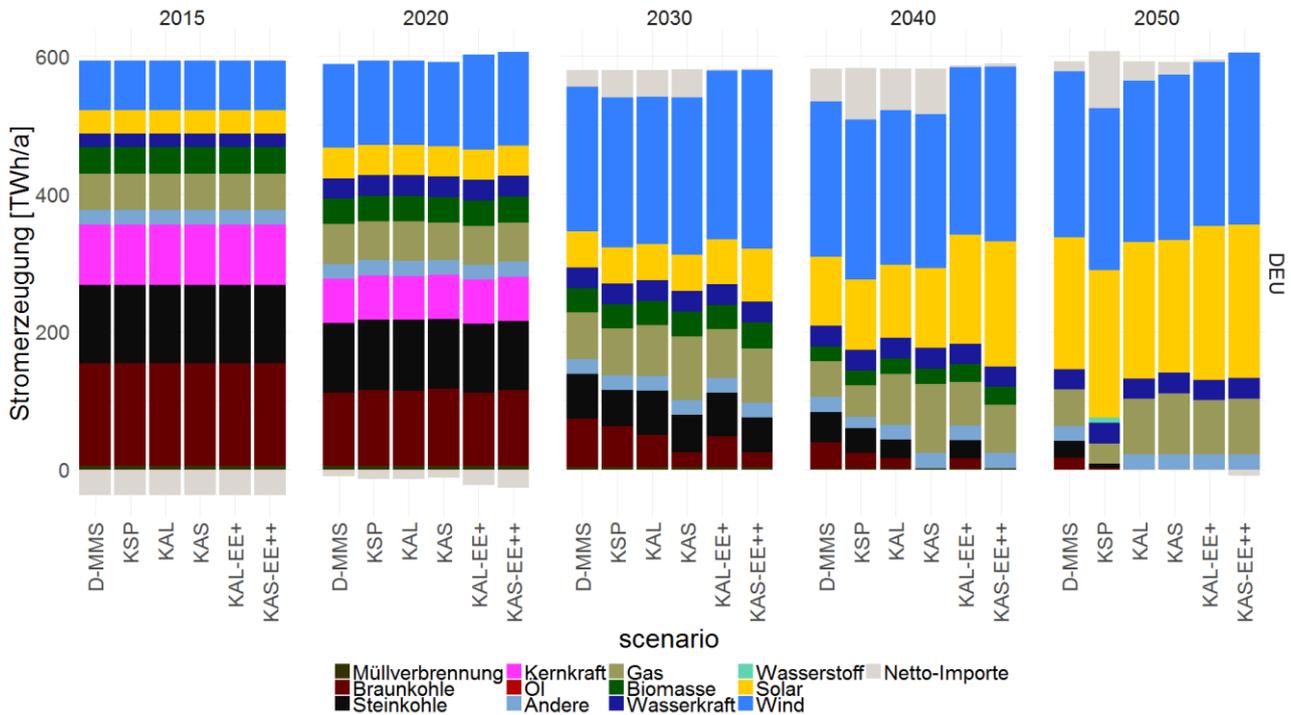


Abbildung 13: Stromerzeugung in Deutschland

Entwicklung des Stromhandels

Der notwendige Kapazitätszubau, die Entwicklung der Stromerzeugung und die Kosten des deutschen Stromsystems hängen stark vom Grad der europäischen Kooperation, und somit von der Entwicklung des Übertragungsnetzes und des Stromhandels ab. Hierbei sind zwei Aspekte zu unterscheiden: der Ausgleich von Erzeugungs- und Nachfrageschwankungen, sowie die Frage der Nettohandelsströme.

Ausgleich von Erzeugungs- und Nachfrageschwankungen, Reserven für Ausfälle: Erhöht man die Diversität von Stromabnehmern und dargebotsabhängigen erneuerbaren Energieerzeugern, reduziert sich die Gleichzeitigkeit sowohl von Lastspitzen als auch von Angebotsspitzen. Dies kann – ausreichende Netzkapazitäten vorausgesetzt - über größere Regelzonen bzw. Regelzonenverbünde erreicht werden. So muss beispielsweise innerhalb Deutschlands seit 2010 nicht mehr jede der vier Regelzonen selbst Nachfrage und Angebot ausgleichen, sondern dies geschieht deutschlandweit koordiniert.

Es stellt sich die Frage, wie sich die Bereitstellung von Regelleistung und Reserven in den nächsten 30 Jahren entwickeln wird: wird der Ausgleich – wie von der EU-Kommission vorangetrieben – zunehmend länderübergreifend erfolgen, was zu geringeren Kosten aufgrund geringerer Regel- und Reserveleistungsvorhaltung führen würde? Oder bleibt der Anspruch bestehen, jeweils national die notwendigen Kapazitäten zur Deckung der nationalen Spitzenlast vorzuhalten – was zu insgesamt höheren Kapazitäten und somit zu höherer Robustheit des Systems führen würde?

In den hier vorgestellten Rechnungen wurde eine teilweise europäische Kooperation angenommen, die im Modell umgesetzt wurde, indem die im Modell zur Spitzenlastzeit stattfindenden Importe nur mit einem derating-Faktor von 30% auf die gesicherte Leistung angerechnet werden⁵⁶. So tragen Importe in LIMES-EU in 2035 bspw. 7 GW zur gesicherten Leistung bei. Bei anderen Annahmen, bspw. einer rein nationalen Bereitstellung von gesicherter Leistung, wä-

⁵⁶ Da nur die tatsächlich stattfindenden Importe im Moment der Peak-Nachfrage angerechnet werden, beträgt das resultierende Verhältnis von „Beitrag der Importe zur gesicherten Leistung“ zu NTC-Kapazität nur etwa 1:6.



ren entsprechend 7 GW zusätzlich an Reservekraftwerken vorzuhalten, während bei einer vollen europäischen Leistungsbereitstellung bis zu 14 GW weniger an Reservekraftwerken vorzuhalten wäre. Siehe auch die Box „Exkurs Systemstabilität“.

Nettohandelsströme: Zusätzlich zum kurzfristigen Ausgleich von Schwankungen besteht die Frage der Stromhandelsbilanz über ein ganzes Jahr hinweg. Die Stromhandelsbilanz wird stark durch die variablen Kosten der Stromerzeugungskapazitäten bestimmt. Während Deutschland in den 90er Jahren eine tendenziell ausgeglichene Stromhandelsbilanz hatte, ist es seit 2003 Nettostromexportland, mit tendenziell steigenden Exportmengen. Dies kann darauf zurückgeführt werden, dass seit etwa 2000 substanziiell sowohl in Erneuerbare Energien als auch in Kohlekraftwerke investiert wurde, während der Inlandsstromverbrauch stabil blieb. Die niedrigen CO₂-Preise im ETS führten zu geringen variablen Kosten von Kohlestrom; in Verbindung mit den geringen variablen Kosten von Wind, Solar und Wasserkraft sowie Kernkraft führte dies zu einem Verfall der Preise an der deutschen Strombörse, wodurch in vielen Stunden der Export in benachbarte Länder wirtschaftlich wurde. Innerhalb Deutschlands selbst sind die nördlichen und östlichen Flächenbundesländer Nettoexporteure, während die südlichen und westlichen Bundesländer eher Importeure sind.

Von technischer und wirtschaftlicher Seite gibt es keine unmittelbaren Vor- oder Nachteile, Stromexporteur zu sein – auch ein Netto-Importland wie bspw. Italien kann ausreichend Reserveleistung vorhalten, um sich bei einem Notfall für begrenzte Zeit autark zu versorgen, und auch in einem Netto-Exportland wie bspw. Deutschland kann es für Kraftwerksbetreiber schwierig sein, die Kapitalkosten für bestehende Kraftwerksinvestitionen wieder einzuspielen, wie die vergangenen Jahre gezeigt haben. Allerdings sinkt als Importland die Kontrolle über die Art, wie der im Land verwendete Strom erzeugt wird.

Modellergebnisse zum Stromhandel

Unter dem Kostengesichtspunkt ergibt sich in den Modellen eine klare Präferenz für intensiven Stromhandel mit den Nachbarstaaten, sowie dem Abbau der aktuellen Stromexporte und einem Übergang zu Stromimporten. Dieser Effekt tritt unabhängig von der konkreten Klimaschutzpolitik auf: in allen gerechneten Szenarien ohne zusätzliche Maßnahmen zur Begrenzung der Importe wird Deutschland sowohl in LIMES als auch in TIMES spätestens 2030 zum Netto-Stromimportland.

Die Gründe hierfür sind:

- Abschaltung Kernkraftwerke aufgrund Atomausstieg,
- (Altersbedingte oder vorzeitige) Abschaltung von Kohlekraftwerken,
- Begrenzter Zubau an erneuerbaren Energien bis 2030, solange keine zusätzlichen Anreize angenommen werden

Konkret steigen die Stromimporte sowohl beim langsamen wie auch beim schnellen Ausstieg relativ gleichmäßig bis auf 80 TWh in 2035 an, wie in Abbildung 14 zu sehen. Besteht aus politischen Gründen der Wunsch, Stromexporteur zu

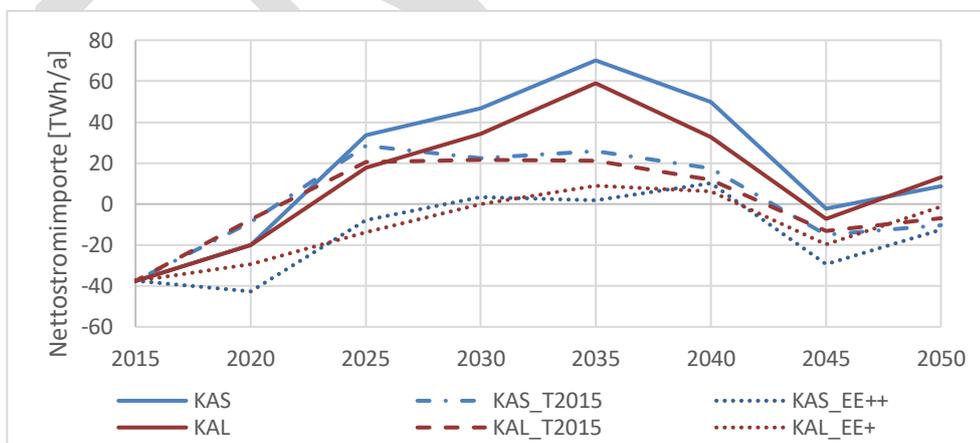


Abbildung 14: Deutsche Nettostromimporte bei schnellem und langsamem ordnungsrechtlichen Kohleausstieg (KAS, KAL)

Anmerkung: T2015-Szenarien erlauben keinen weiteren Netzausbau nach 2015. EE+ und EE++ sind Szenarien mit stärkerer EE-Förderung in Deutschland, die die 2030-Ziele auf 65% (EE+) bzw. 70% (EE++) erhöhen, mit 2040-Zielen von 75% (EE+) bzw. 83% (EE++)



bleiben und somit größeren Einfluss über die Stromerzeugung zu erhalten, so sind zwei Maßnahmen vorstellbar, die möglicherweise EU-rechtskonform umsetzbar wären: a) Eine **Begrenzung des Netzausbaus zu Nachbarstaaten**, oder b) **zusätzlich angereizte Investitionen in heimische Erneuerbare Energien**.

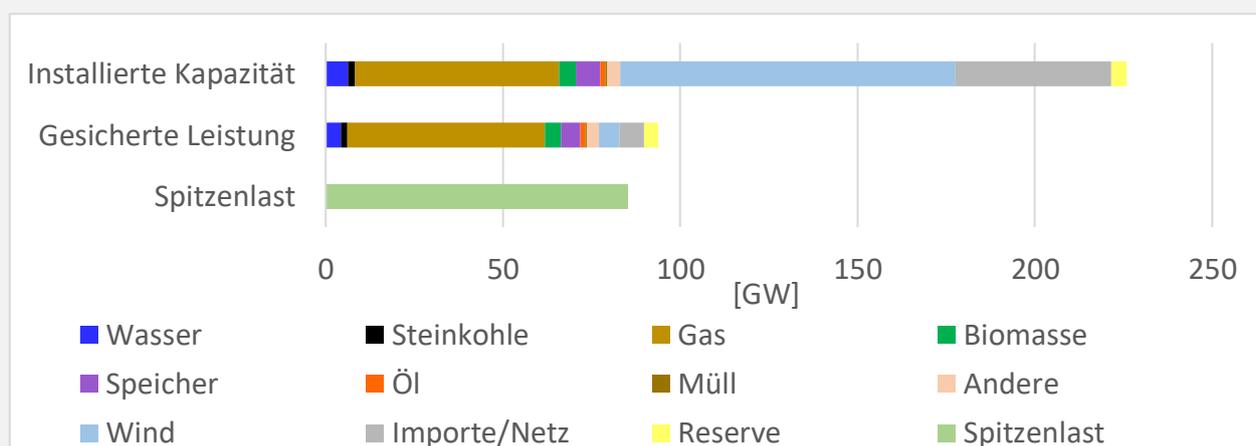
Zu a) Zusätzliche Szenarienrechnungen mit LIMES zeigen, dass der vollständige Stopp des Netzausbaus zu den Nachbarländern Importe zwar reduzieren würde, aber nicht dazu führen würde, dass Deutschland Stromexporteur bleibt: Die deutschen

Zu a) Zusätzliche Szenarienrechnungen mit LIMES zeigen, dass der vollständige Stopp des Netzausbaus zu den Nachbarländern Importe zwar reduzieren würde, aber nicht dazu führen würde, dass Deutschland Stromexporteur bleibt: Die deutschen Stromimporte gehen gegenüber Vergleichsszenarien mit kostenoptimalem Netzzubau um 60% auf etwa 30 TWh zurück. Somit erscheint dieser Ansatz nur begrenzt zielführend, auch da ein Stopp des Netzausbaus die erwarteten positiven Netzstabilisierungseffekte durch pooling über größere räumliche Entfernung hinweg zunichtemachen würde.

Zu b): Zusätzliche Investitionen in Erneuerbare Energien würden aufgrund ihrer geringen variablen Kosten die Stromerzeugung in Deutschland erhöhen und die Stromhandelsbilanz in Richtung Export verschieben. Das EEG 2017 definiert einen Zielkorridor für EE-Strom, der 2025, 2035 und 2050 jeweils 40-45%, 55%-60% und >80% des Bruttostromverbrauchs ausmachen soll, wobei seit 2015 Ausschreibungen als zentrales Instrument zur Zielerreichung verwendet werden. Bereits im 2018 verhandelten Koalitionsvertrag findet sich die Absicht wieder, ein neues Ziel von 65% in 2030 anzustreben. Entsprechend wurde ein EE+-Szenario definiert, welches in 2030 65% und 2040 79% EE-Strom erreicht. Wie Abbildung 14 zeigt, würden diese Ziele ausreichen, um beim langsamen Kohleausstieg die Nettoimporte auf beinahe 0 zu reduzieren. Für den schnellen Ausstieg reichen diese Ziele allerdings nicht aus, sondern eine weitere Stärkung auf 70% in 2030 und 85% in 2040 wären notwendig, um eine ausgeglichene Handelsbilanz zu erreichen.

Box 2: Exkurs zu Systemstabilität

In LIMES-EU wird eine vereinfachte Systemstabilitätsbetrachtung durchgeführt, die die Korrelation zwischen Last und Wind/Solarangebot in den verschiedenen europäischen Staaten mit berücksichtigt. Die untenstehende Abbildung zeigt die Situation im Jahr 2035 im schnellen Kohleausstiegs-Szenario, wobei die PV-Kapazitäten nicht mit abgebildet wurden, da sie nicht zur Deckung der Spitzenlast beitragen. Für eine exakte Systembewertung wäre eine detailliertere Rechnung mit einem Netzmodell notwendig, bei dem beispielsweise die genaue räumliche Verteilung der Kraftwerke in Deutschland mit berücksichtigt werden müsste.



CO₂-Emissionen aus Stromerzeugung in Deutschland und Europa

Eine ordnungsrechtliche Abschaltung von Kohlekraftwerken bewirkt unmittelbar eine Reduktion der deutschen CO₂-Emissionen. Entsprechend der Formulierung des langsamen Kohleausstiegspfads nach den KSP90-Sektorzielen würden in KAL die Stromsektoremissionen in 2030 auf etwa 162 Mt CO₂ absinken, während der schnelle Ausstiegspfad KAS die Emissionen in 2030 auf 130 Mt CO₂ reduzieren würde (siehe Abbildung 15). Gut erkennen lässt sich, dass ein reiner Kohleausstieg ohne flankierende Maßnahmen nicht ausreicht, um die langfristigen Klimaschutzziele zu erreichen, da die



Emissionen aus der Gasnutzung nicht reduziert werden – selbst im schnellen Ausstiegspfad, bei dem ab 2040 kein Kohlekraftwerk mehr genutzt wird, ergeben sich CO₂-Emissionen von 50-70 Mt CO₂ für die Stromerzeugung. Außerdem zeigt Abbildung 15, dass zur Einhaltung des Budgets im scharfen europäischen Klimaschutzscenario EU95 sowohl vor 2035 als auch nach 2040 niedrigere CO₂-Emissionen nötig wären als selbst der schnelle Kohleausstiegspfad erreicht.

Während die Emissionsminderungen in Deutschland relativ klar zu bestimmen sind, stellt sich die Frage nach der europäischen Auswirkung eines ordnungsrechtlichen deutschen Kohleausstiegs. Um die im Abkommen von Paris formulierten übergeordneten Klimaschutzziele zu erreichen, ist eine Reduktion der europäischen Emissionen notwendig. Deutsche Emissionsreduktionen sind dafür ein notwendiger Schritt, sie führen aber nicht automatisch zu entsprechenden europäischen Emissionsreduktionen.

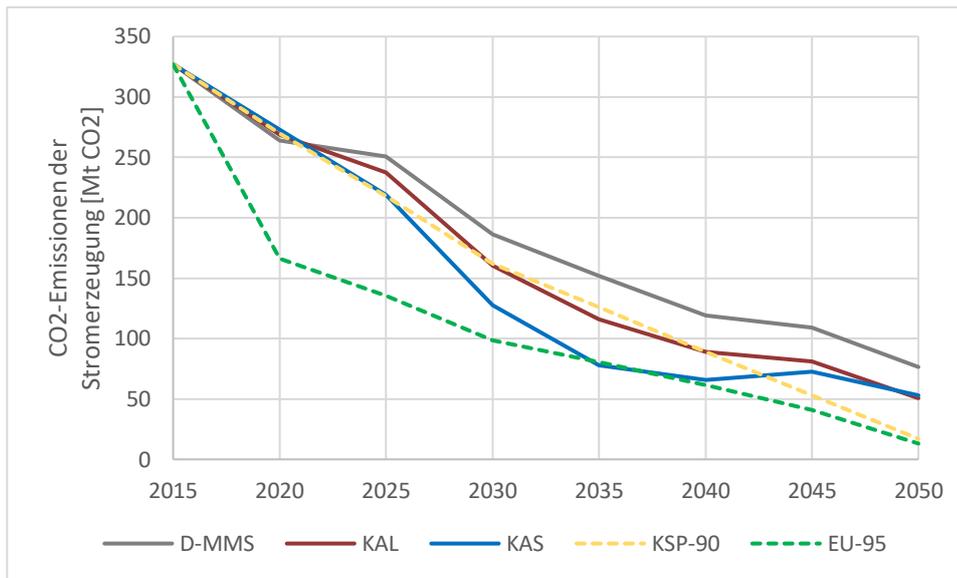


Abbildung 15: Deutsche Stromsektoremissionen

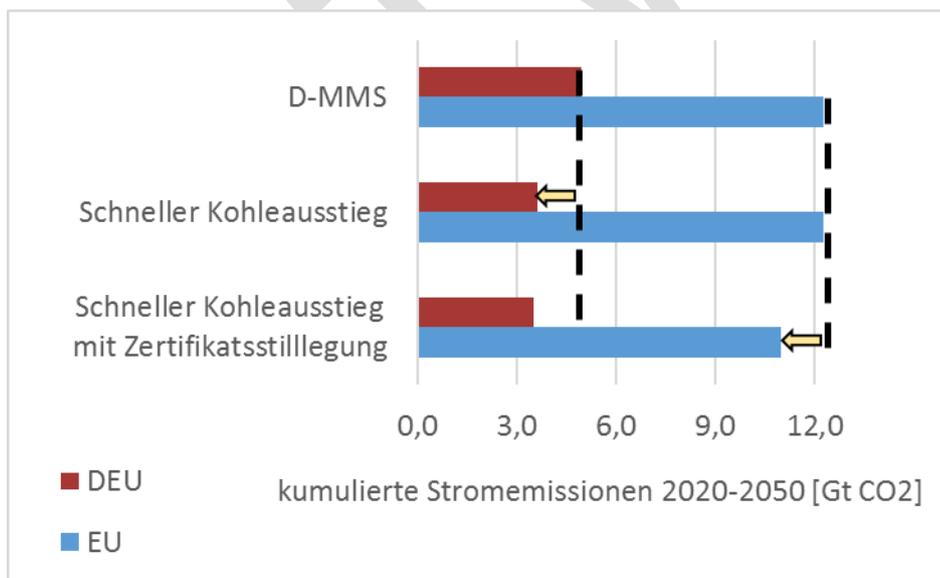


Abbildung 16: Kumulierte Stromsektoremissionen in Deutschland und der EU



Diskussion des Wasserbett-Effekts

Da der ETS nur die europaweit aggregierten Emissionen limitiert und keine nationalen Vorgaben macht, können Emissionseinsparungen in einem Land bei gleichbleibendem Gesamtbudget dazu führen, dass andere Länder mehr emittieren – der sogenannte Wasserbett-Effekt.

In Abbildung 16 sieht man, dass selbst bei deutlichen Emissionsminderungen in Deutschland durch einen schnellen Kohleausstieg der Wasserbetteffekt dazu führt, dass EU-weit bis 2050 das angenommene ETS-Budget komplett ausgeschöpft wird – die blauen Balken in D-MMS und KAS sind gleich groß.

Diese Ergebnisse basieren allerdings auf der Annahme, dass das ETS-Cap in Stein gemeißelt ist und keiner Revision unterzogen werden kann. Die Reform des ETS Anfang 2018 mit Einführung der automatischen Stilllegung von Zertifikaten in der Market Stability Reserve (EC, 2018) hat gezeigt, dass dies nicht der Fall ist. Bei langanhaltend geringen CO₂-Preisen können die zuständigen Institutionen Maßnahmen treffen, mit denen das Cap angepasst wird – sogar rückwirkend. Dies hängt jedoch stark vom politischen Willen und den jeweiligen Machtverhältnissen in der EU ab.

Möchten Staaten mit höherer Klimaschutzambition ihre nationalen Anstrengungen vollständig auf die europäischen Emissionen übertragen, so bleibt ihnen die Möglichkeit, die durch zusätzliche Klimaschutzanstrengungen eingesparten Zertifikate stillzulegen. Diese Möglichkeit wird explizit im aktuellen ETS-Dokument erwähnt; allerdings ist die exakte Ausgestaltung noch nicht finalisiert. Ein entsprechender Modelllauf zeigt, dass Deutschland die europäischen Stromsektoremissionen kumuliert (2020-2050) um knapp 1300 Mt CO₂ senken könnte, wenn es die durch den schnellen Kohleausstieg zusätzlich eingesparten Emissionen in Zertifikatform stilllegen würde (siehe Abbildung 16).

Entwicklung der Stromkosten

Bei der Betrachtung der Strompreise ist es wichtig, zwischen Stromkosten, Großhandelspreisen und Endkundenpreisen zu differenzieren. Stromkosten sind die insgesamt für Aufbau und Erhalt des gesamten Stromerzeugungssystems anfallenden Kosten, Großhandelspreise sind die an einem Energy-Only-Markt realisierten Preise (wobei Futures an der EEX-Strombörse ein häufig verwendeter realer Marker sind), während reale Endkundenpreise zusätzlich durch nach Nutzergruppen differenzierten Netz- und Vertriebskosten, Steuern, Abgaben und Umlagen um 25-800% erhöht werden (Werte für 2017 (BDEW, 2018)). Im Folgenden wird die Analyse sich auf Stromkosten und Großhandelspreise fokussieren, da nur sie der direkten Modellierung mit einem Stromsektormodell zugänglich sind, während die Bestandteile der Endkundenpreise in einer Box weiter unten diskutiert werden.

Historische Entwicklung der Großhandelspreise: Nach einem Anstieg des Base-Preises von 5,5 auf 8 ct/kWh von 2007 bis Mitte 2008 gab es einen Einbruch auf 4,5 ct/kWh, bevor sich 2009-2012 ein relativ stabiles Plateau im Bereich 4.9-5.6 ct/kWh einstellte. Bis 2016 sank der Preis kontinuierlich bis auf etwa 2,7 ct/kWh, um dann wieder auf etwa 3 ct/kWh anzusteigen. Somit lag der durchschnittliche Strompreis 2007-2017 bei 4,5 ct/kWh, mit Bewegungen um +/-50%.

Für diese deutlichen Bewegungen und den Preisverfall seit 2012 gibt es mehrere Gründe: Neben starken Preisschwankungen bei Gas und Kohle gab es im Stromsystem die Dynamik, dass seit etwa 2005 substanziell sowohl in Erneuerbare Energien als auch in Kohlekraftwerke investiert wurde, während der Inlandsstromverbrauch stabil blieb. Somit war es möglich, dass die Nachfrage fast vollständig durch Kraftwerke mit geringen variablen Kosten (Wind, Solar, Wasserkraft, Kernkraft, Braunkohle, Steinkohle) gedeckt werden konnte und Gaskraftwerke mit höheren variablen Kosten nur selten benötigt wurden, was zu einem Verfall der Preise an der deutschen Strombörse führte. Aufgrund des geringen Börsenstrompreises war die Deckung der Kapitalkosten der Kraftwerke nicht mehr gegeben.

Modellergebnisse zu Stromkosten

Vergleicht man die Szenarien mit schnellem (KAS) und langsamem (KAL) Kohleausstieg mit einem Szenario ohne deutsche Klimaschutzpolitik im Stromsektor über EU-ETS und EEG 2017 hinaus (D-MMS), so zeigen sich folgende Effekte (Abbildung 17 links):

- Unabhängig vom Szenario steigen die Stromkosten über das nächste Jahrzehnt auf mindestens 6 ct/kWh an. Dies ist auf den Abbau der heute existierenden Überkapazitäten sowohl in Deutschland als auch in anderen Ländern Europas, sowie auf den steigenden ETS-Preis zurückzuführen, der in LIMES bis 2050 je nach Szenario auf 50-80€/t CO₂ steigt.



- Das schnelle Kohleausstiegsszenario (KAS) zeigt einen sehr geringen Preisaufschlag gegenüber sowohl dem langsamen Ausstiegsszenario (KAL) als auch dem Szenario ohne zusätzliche Instrumente zur Stromsektordekarbonisierung (D-MMS). Maximal steigen die Stromkosten um 0,2 ct/kWh, was 3% entspricht.
- Um den zusätzlich deutlich beschleunigten EE-Ausbau im KAS-EE++ Szenario zu finanzieren, steigen die Stromkosten in diesem Szenario etwas weiter an, um maximal 0.9 ct/kWh gegenüber den Werten im D-MMS-Szenario.
- Betrachtet man die gesamten undiskontiert kumulierten Kosten der Stromerzeugung von 2020-2050, so liegt das schnelle Ausstiegsszenario KAS mit 863 Mrd. € um 24 Mrd. € oder 3% über dem Szenario ohne Kohleausstieg (D-MMS). Sollen durch sehr starken zusätzlichen EE-Ausbau die Stromimporte Deutschlands auf 0 gesenkt werden (KAS-EE++), so erhöhen sich die Kosten um weitere 48 Mrd. € oder 6%.

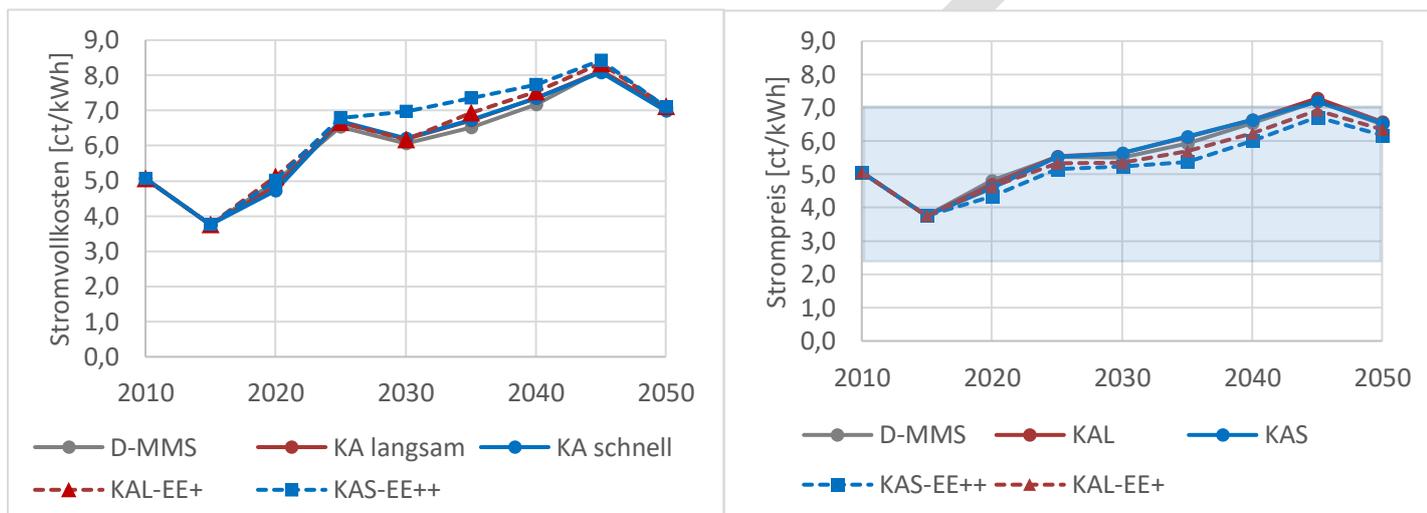


Abbildung 17: Deutsche Stromvollkosten und Großhandelspreise bei schnellem/langsamem Kohleausstieg in LIMES. Blau hinterlegt ist der Bereich, in dem sich die Jahresmittel der Börsenstrompreise (Phelix Base Futures) 2007-2017 bewegt haben.

In einem weiteren Schritt der Analyse wurde zusätzlich betrachtet, wie sich die Strompreise an der Börse entwickeln würden, wenn das Fortbestehen eines Energy-Only-Marktes auf Grundlage von Grenzkostenpreisfindung angenommen wird. In den Szenarien wurde als Randbedingung gesetzt, dass durch zusätzliche Regulierung eine zehnpromtente Sicherheitsmarge an gesicherter Erzeugungskapazität über dem höchsten Nachfragewert vorgehalten wird. Dementsprechend stellen sich im Modell keine Knappheitspreise ein, was der Situation in einem Energy-Only-Markt entspricht, wenn die Sicherheitsreserve nicht in Anspruch genommen wird. Entsprechend wären die Börsenstrompreise niedriger als die Stromkosten, womit die vollständige Refinanzierung aller Kraftwerke über die Börsenstrompreise nicht möglich wäre.

Dies ist gut in Abbildung 17 zu sehen – die Strompreise liegen rund 0.7-1.2 ct/kWh unter den Kosten. Auch bei den Strompreisen unterscheiden sich die Szenarien mit und ohne Kohleausstieg nur marginal, und alle Szenarien liegen etwa innerhalb der Spannbreite der 2007-2017 beobachteten Großhandelspreise.

Für diese Analyse wurden wie beschrieben Großhandelsstrompreise verwendet, wie sie sich auf einem Energy-Only-Market basierend auf Grenzkosten bilden würden. Ob diese Preisbildung in Märkten mit sehr hohem Anteil Erneuerbarer weiterhin sinnvoll ist, wird im weiteren Verlauf des Projekts untersucht (AP 3, Task 4.1). Die Auswirkungen eines Kohleausstiegs auf die Deckungsbeiträge der unterschiedlichen Kraftwerkstypen wurden in einer weiteren Analyse mit dem Stromsystemmodell E2M2 betrachtet:

Kosten- und Deckungsbeiträge der Kraftwerksbetreiber

Mit dem Stromsektormodell E2M2 (European Electricity Market Model) wurde der Fokus auf den deutschen Stromsektor gelegt. Ein Szenario ohne deutschen Kohleausstieg, aber mit Erreichung der Sektorziele (KSP90), und ein Szenario mit schnellem Kohleausstieg ohne Einhaltung der langfristigen Sektorziele in Deutschland (KAS, Beschreibung siehe Kapitel Szenarien) wurden in zeitlich höherer Auflösung gerechnet und dafür folgende Daten aus dem Energiesystemmodell TIMES für das jeweilige Szenario übernommen:



- Stromnachfrage,
- Emissionen des Stromsektors,
- Im- und Export in Nachbarländer sowie
- Biomasse-Potentiale.

Die Kosten der beiden Szenarien wurden nach Kraftwerksgruppen ausgewertet und den Akteursgruppen Braunkohle-, Steinkohle-, Gas-Bestandskraftwerke (BK-B, SK-B, Gas-B) sowie Gas-Neuinvestitionen (Gas-I) zugeordnet. Aus der Differenz des Strompreises bei ausreichender Kapazität im Markt (Grenzkostenpreisbildung bestimmt aus der dualen Variablen aus E2M2) und den variablen Kosten ergeben sich so die Deckungsbeiträge der verschiedenen Akteursgruppen. Dabei ist bislang ausschließlich die Preisbildung in Märkten ohne knappe Kapazitäten betrachtet worden. Aufgrund des Zubaubedarfs an neuer Leistung, entsprechen die Märkte in den betrachteten Zeiträumen dieser Annahme jedoch nicht vollständig. Hier sind noch zusätzliche Untersuchungen im Hinblick auf eine Fixkostenwälzung in Märkten mit knappen Kapazitäten notwendig, für die derzeit die Ergebnisse noch nicht vorliegen.

Der für das Modell von Märkten ohne knappe Kapazitäten ermittelte Deckungsbeitrag wird dabei von mehreren Faktoren beeinflusst:

- 1) Beim ordnungsrechtlichen Abschalten von Kohlekraftwerken vor Ende ihrer Lebensdauer ergibt sich eine kürzere Periode, in der Deckungsbeiträge erwirtschaftet werden können.
- 2) Verbleibende Kraftwerke erfahren allerdings eine höhere Auslastung (siehe Rebound-Effekt im Kapitel Energiesystemanalyse) und damit höhere Deckungsbeiträge bei gleichbleibenden Fixkosten, wenn keine zusätzlichen Maßnahmen ergriffen werden.
- 3) Ein ordnungsrechtlicher deutscher Kohleausstieg bewirkt ohne flankierende Maßnahmen einen geringeren CO₂-Preis im ETS, was die variablen Kosten der konventionellen Kraftwerke senkt. Wäre der Strompreis fix, ergäbe sich dadurch ein höherer Deckungsbeitrag (siehe Abbildung 18).
- 4) Ein niedrigerer CO₂-Preis hat allerdings einen senkenden Effekt auf den Strompreis. Geht man von einer Strompreisbildung nach Grenzkosten aus und davon, dass Gaskraftwerke oder EE in den meisten Stunden preissetzend sind, können Braun- und Steinkohlekraftwerke mit ihrem höheren spezifischen Emissionsfaktor nicht ihre gesamten CO₂-Kosten in den Strompreis wälzen. (Die Strompreisbildung in Märkten mit hohem Anteil Erneuerbaren und Speichern wird wahrscheinlich nicht dem bisher üblicherweise verwendeten Modell eines Grenzkostenmarkts entsprechen. Dies wird derzeit in einem Teilarbeitspaket untersucht (AP 3, Task 4.1), die Ergebnisse liegen noch nicht vor, werden aber einen weiteren wichtigen Baustein zu dieser Analyse beitragen)

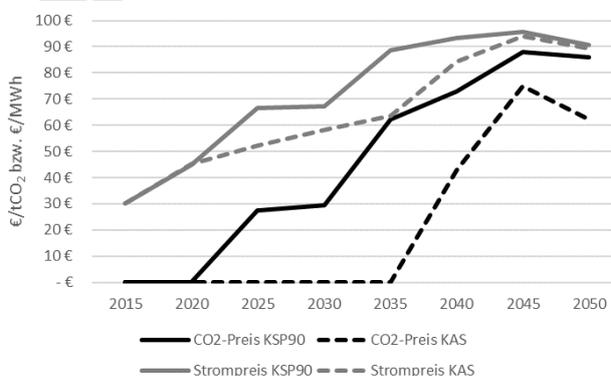


Abbildung 18: Strom- und CO₂-Preis in den Szenarien KSP90 (ohne Kohleausstieg) und KAS (schneller Kohleausstieg)

Anmerkung: Man sieht deutlich die Absenkung des Strompreises durch einen schnellen Kohleausstieg (Strompreis-KAS-Linie)

Im Vergleich der zwei betrachteten Szenarien KSP90 und KAS übersteigen die Effekte 2) und 3) die Effekte 1) und 4) für Stein- und Braunkohlekraftwerke in den Jahren 2025 und 2030, sodass das Delta der Deckungsbeiträge in Abbildung 19 in diesen Jahren positiv ist. In den Jahren 2040, 2045 und 2050 bewirkt Effekt 1) einen höheren Deckungsbeitrag für Kohlekraftwerke im Szenario ohne Kohleausstieg. Die Summe der Deckungsbeiträge aller Stützjahre zwischen 2020 und 2050 ergibt einen höheren Deckungsbeitrag für bestehende Steinkohlekraftwerke und einen leicht niedrigeren Deckungsbeitrag für Braunkohle- und Gaskraftwerke (siehe Abbildung 19). Damit könnten Betreiber von zunächst in Betrieb verbleibenden Steinkohle-Bestandsanlagen im Fall eines Kohleausstiegs einen höheren Deckungsbeitrag erwirtschaften, insbesondere getrieben durch geringere variable Kosten aufgrund eines niedrigeren CO₂-Preises. Dies gilt für einen ordnungsrechtlichen Ausstieg, der nicht durch weitere Maßnahmen, wie z. B. einen CO₂-Mindestpreis oder Stilllegung von Zertifikaten flankiert ist.



Die geringeren variablen Kosten im Szenario mit Kohleausstieg dürfen hier allerdings nicht verwechselt werden mit den Gesamtsystemkosten. Ein Kohleausstieg führt gegenüber dem Szenario KSP90 zu höheren Systemkosten. Zusätzlich bestimmt die genaue Ausgestaltung des Kohleausstiegs die Höhe dieses Kostendeltas, je nachdem wie nah der gewählte Kohleausstiegspfad am kostenoptimalen Pfad liegt. Die höheren Systemkosten werden über verschiedene Mechanismen weitergegeben, müssen aber letztendlich vom Verbraucher getragen werden. Wie oben dargestellt könnte ein Kohleausstieg aber zusätzlich zu einem erhöhten Deckungsbeitrag für Betreiber von konventionellen Bestandsanlagen führen. Dies gilt bereits für den Fall von Märkten ohne knappe Kapazitäten. Bei knappen Kapazitäten könnte sich dieser Effekt noch erhöhen.

Diese Effekte sind im Hinblick auf die Belastung für Verbraucher wichtig, da sie aufzeigen, dass nicht nur die zusätzlichen Systemkosten, sondern ggf. auch höhere Mehrbeträge von Ihnen zu tragen sind. Gegensteuernde Maßnahmen könnten

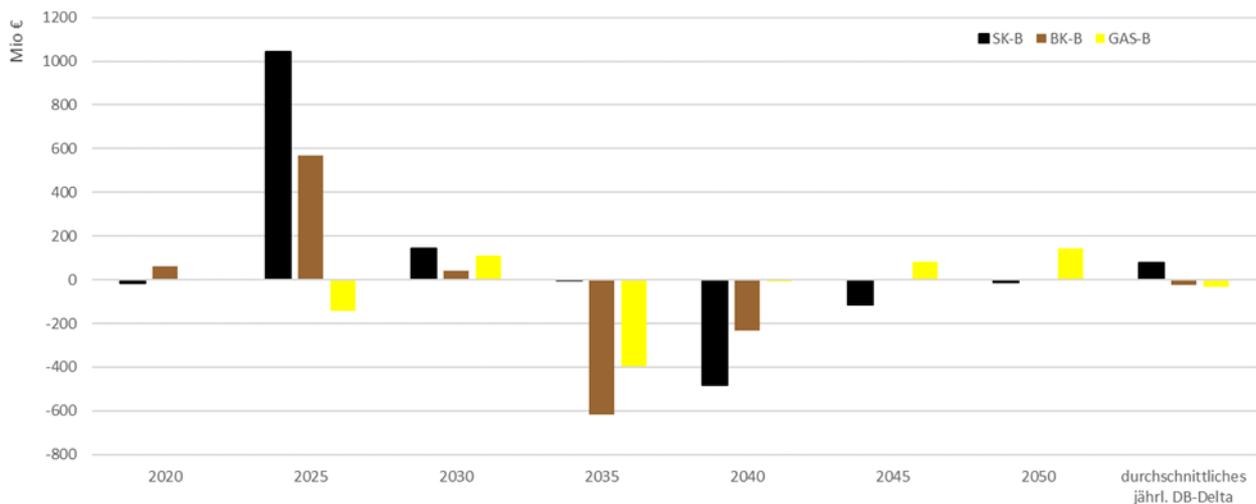


Abbildung 19: Delta der Deckungsbeiträge der Kraftwerksbetreibergruppen

Anmerkung: positiver Wert – höherer Deckungsbeitrag im Szenario mit Kohleausstieg, negativer Wert - höherer Beitrag im Szenario ohne Kohleausstieg

ein nationaler CO₂-Mindestpreis oder die Verknappung von Zertifikaten im ETS durch Stilllegung darstellen. Entsprechende Maßnahmen sollten daher parallel zu einem ordnungsrechtlichen Kohleausstieg und vor allem abgestimmt auf den gewählten Kohleausstiegs-Pfad umgesetzt werden.

Box 3: Exkurs zu Strompreisen für Endkunden

Endkundenstrompreise in Deutschland unterscheiden sich stark von den Strompreisen, die sich an der Börse bilden. Insbesondere sehen verschiedene Abnehmer sehr unterschiedliche Preise, wobei private Abnehmer die höchsten Strompreise sehen (etwa 29 ct/kWh in 2017, dagegen steht ein Großhandelspreis von 3.2 ct/kWh). Mit steigender Abnahmemenge fallen die Endkundenpreise, bis auf minimal 4 ct/kWh für diejenigen Industriebetriebe, die die maximal mögliche Entlastung von Umlagen und Abgaben erfahren (BDEW 2018).

Diese Spreizung hat mehrere Gründe, die teils ökonomisch, teils politisch sind. Von ökonomischer Seite her existieren bei der Stromversorgung beträchtliche Skaleneffekte – ein großer industrieller Abnehmer (Stromnachfrage 100 Mio. kWh/a) führt zu deutlich geringerem Verwaltungsaufwand und geringeren Verteilnetzkosten als 30000 Privatabnehmer mit je 3300 kWh/a, die insgesamt dieselbe Stromnachfrage haben. Entsprechend der Skaleneffekte machen Vertrieb und Netzentgelte bei Haushalten etwa 10 ct/kWh aus, während sie bei großen Industriekunden im Bereich von 0.6-4 ct/kWh (Durchschnitt: 2 ct/kWh) liegen.

Darüber hinaus entsteht eine Differenzierung durch Steuern, Abgaben und Umlagen, deren Aufteilung auf die verschiedenen Nutzergruppen in politischen Prozessen entschieden wurde. Hierbei musste zwischen gegensätzlichen Kriterien abgewogen werden, wie bspw. auf der einen Seite die Sorge vor einem Verlust der Wettbewerbsfähigkeit von stromintensiven Industrien mit daraus resultierenden negativen gesamtwirtschaftlichen Auswirkungen, und auf



der anderen Seite das gegensätzliche Ziel „Gleichverteilung von Belastungen“. Ergebnis dieses politischen Abwägungs- und Aushandlungsprozesses ist, dass Steuern, Abgaben und Umlagen aktuell bei Privathaushalten 16 ct/kWh betragen, während sie bei großen Industriebetrieben zwischen 0.2 und 7.3 ct/kWh (Durchschnitt: 5.5 ct/kWh) liegen.

Im Kontext des Kohleausstiegs und der zu erwartenden Strompreiseffekte fällt häufig das Stichwort „Verteilungsgerechtigkeit“. Für den Fall, dass von politischer Seite zukünftig dieses Thema stärker gewichtet werden würde, scheinen Steuern und Abgaben auf Strom mit ihrer Spanne von 5,5 bis 16 ct/kWh zwischen großen Industrieabnehmern und Privathaushalten einen vergleichsweise großen Hebel zu bieten. Im Gegensatz dazu haben die Strompreiseffekte eines Kohleausstiegs, die selbst bei Begleitmaßnahmen wie massiv beschleunigtem EE-Ausbau mit etwa 1 ct/kWh zu Buche schlagen, einen eher geringen Einfluss auf die deutschlandweite Verteilungsgerechtigkeit.

Davon getrennt muss die Frage nach dem wirtschaftlichen und sozialen Wohlergehen der von einem Kohleausstieg direkt betroffenen Regionen betrachtet werden. Die dort konzentriert auftretenden Arbeitsplatzverluste und Wegfall von Gewerbesteuern könnten deutlich größere sozio-ökonomische Auswirkungen haben, weswegen Anpassungs- und Ausgleichsmaßnahmen entwickelt werden sollten. Dies wird im weiteren Verlauf des Projekts in Kapitel Makroökonomie betrachtet werden

Somit zeichnet sich auf Grundlage der vorläufigen Ergebnisse ab, dass weder ein langsamer noch ein schneller Kohleausstieg zu einem deutlichen Anstieg der Stromkosten⁵⁷ führen würde, beide aber auch nicht vollständig ausreichen würden, die langfristigen Emissionsminderungsziele der Bundesregierung eins zu eins umzusetzen. Zum Erreichen der langfristigen Klimaziele im Stromsektor wären also flankierende Maßnahmen zur langfristigen Emissionsminderung nötig, wie bspw. ein zusätzlicher CO₂-Preis.

Referenzen

Agora Energiewende, 2016. Elf Eckpunkte für einen Kohlekonsens. Konzept zur schrittweisen Dekarbonisierung des deutschen Stromsektors (Langfassung).

BDEW, 2018. BDEW-Strompreisanalyse Mai 2018 - Haushalte und Industrie.

EC, 2018. EU ETS Directive (Directive (EU) 2018/410). EU Commission.

Luderer, G., Vrontisi, Z., Bertram, C., Edelenbosch, O.Y., Pietzcker, R.C., Rogelj, J., Boer, H.S.D., Drouet, L., Emmerling, J., Fricko, O., Fujimori, S., Havlík, P., Iyer, G., Keramidis, K., Kitous, A., Pehl, M., Krey, V., Riahi, K., Saveyn, B., Tavoni, M., Vuuren, D.P.V., Kriegler, E., 2018. Residual fossil CO₂ emissions in 1.5–2 °C pathways. Nat. Clim. Change 1. <https://doi.org/10.1038/s41558-018-0198-6>

⁵⁷ Entschädigungszahlungen für die Stilllegung der Kraftwerke, die eventuell aus politischen oder rechtlichen Gründen notwendig sein könnten (siehe Diskussion in Kapitel Rechtliche Analysen verschiedener Maßnahmen für einen nationalen Kohleausstieg), sind in diesen Ergebnissen bislang nicht enthalten, werden aber in der weiteren Bearbeitung diskutiert werden.



6.2. Folgewirkungen einer Transformation des Stromsystems im Energiesystem

Ein Beitrag von AP 3 und AP 8.

Autoren: Ulrich Fahl, Michael Wiesmeth, Markus Blesl.

Stand der Arbeiten: Bisher wurden eine Fülle von SPT 1 Szenarien (Set A und Set B) mit dem Energiesystemmodell TIMES PanEU gerechnet. Außerdem wurden auch methodische Verbesserungen am Modell vorgenommen, da durch die AP-übergreifende Zusammenarbeit hier ein Verbesserungspotenzial identifiziert werden konnte, z.B. bei der Abbildung der nicht-energiebedingten THG-Emissionen der Landwirtschaft. In der weiteren Bearbeitung wird das Set B der SPT 1 Szenarien weiter in Richtung der Einbeziehung von Maßnahmenbündeln („Policy Packages“) entwickelt werden und die Gestaltung der Kohleausstiegsszenarien soll weiter an die Erfordernisse der Praxis angenähert werden. Die finalen Ergebnisse müssen anschließend zur Verwendung im Rahmen der Folgenabschätzung und multi-kriteriellen Bewertung aufbereitet werden.

Zur Erreichung der energie- und klimapolitischen Ziele Deutschlands und der EU ist eine weitgehende Transformation des Energiesystems notwendig, die in den nächsten Jahrzehnten umfangreiche Investitionen erfordert. Für die Analyse der Folgen einer Transformation des deutschen Stromsystems im Energiesystem wird das Energiesystemmodell Pan-European TIMES (TIMES PanEU⁵⁸) verwendet. Die Modellanwendung TIMES PanEU enthält für die EU28 auf Länderebene alle an der Energieversorgung und -nachfrage beteiligten Sektoren, wie beispielsweise die öffentliche und industrielle Strom- und Wärmeerzeugung, die Rohstoffbereitstellung, die Industrie, den Gewerbe-, Handel-, Dienstleistungssektor, die Haushalte und den Transportsektor und bildet auch prozessbedingte CO₂-Emissionen ab. Die Modellregion Deutschland wurde in Vorbereitung der für ENavi geplanten detaillierteren Betrachtung von Modellregionen zunächst in zwei Regionen, Baden-Württemberg und übrige Bundesländer, unterteilt.

Durch einen Vergleich der Ergebnisse unterschiedlicher Szenarien kann ein grundlegendes Verständnis für die Wirkungsweisen verschiedener politischer Maßnahmen gewonnen werden. Es kann sowohl quantifiziert werden, welche Maßnahmen die gesetzten Klimaschutzziele erfüllen, als auch mit welchen energiewirtschaftlichen Folgen die Zielerreichung verbunden ist. Außerdem wird aus den Analysen ersichtlich, welche Sektoren und Länder positiv oder negativ von den Auswirkungen der Intervention betroffen sind. Zusätzlich kann gezeigt werden, wie stark unterschiedliche Klimaschutzanstrengungen im Rest Europas die Effektivität deutscher Klimapolitik beeinflussen.

Neben der Folgenabschätzung hat der Einsatz des Energiesystemmodells TIMES PanEU noch zwei weitere Funktionen im Schwerpunktthema 1 von ENavi (siehe Abbildung 20). Es werden Informationen zur Entwicklung der Stromnachfrage, des Stromaustauschaldos (Stromimporte / -exporte) und der THG- bzw. CO₂-Emissionen des Stromsektors oder der THG- / CO₂-Preise für den Stromsektor aufbereitet und für die Strommarktmodelle (AMIRIS, E2M2, ENERTILE, LIMES-EU) in einer neu entwickelten Datenschnittstelle zur Verfügung gestellt (siehe Kapitel 6.1). Zudem werden die Informationen verwendet, um die umweltseitigen Auswirkungen bestimmen zu können (siehe Kapitel 6.4).

⁵⁸ Eine Beschreibung des Modells findet sich im Anhang Modellbeschreibungen.

Andererseits sind die Analysen mit TIMES PanEU nicht auf sich alleine gestellt. Vielmehr wird als Input in die Anwendung von TIMES PanEU auf die Ergebnisse aus den makroökonomischen Analysen zur Entwicklung der ökonomischen Treiber (Bruttowertschöpfung, Beschäftigte, ...) aufgebaut (siehe Kapitel 6.3). Diese dienen zur Neuberechnung der Energiedienstleistungsnachfragen für das Energiesystemmodell, die in einer nicht gekoppelten Vorgehensweise als exogener Input (und damit szenariounabhängig) vorgegeben wären. Durch diese Kopplung wird erreicht, dass sich Änderungen in den ökonomischen Rahmenbedingungen, die durch die simulierten Politikmaßnahmen ausgelöst werden, auch in den Nachfragegrößen von TIMES PanEU wiederfinden.

In dieser Herangehensweise sind mit TIMES PanEU eine Fülle von Szenarien sowohl aus dem Set A als auch aus dem Set B modelliert worden (Tabelle 8). Hierzu wurden im ersten Durchlauf (Szenarien Set A) eine Reihe von Szenarien und Maßnahmen entwickelt und die entsprechenden Pfade exploriert, um erste Einsichten zu gewinnen und eine Diskussionsgrundlage für den Austausch mit Stakeholdern zu schaffen.

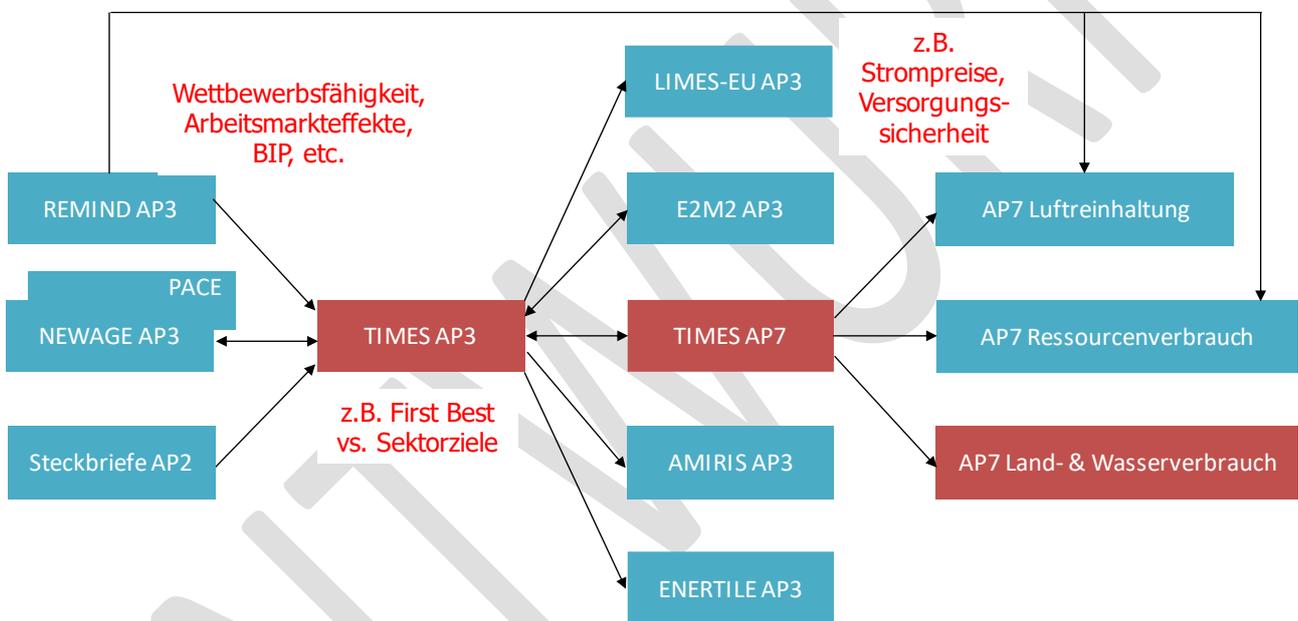


Abbildung 20: Kopplung verschiedener Modelle (und APs) für die Analysen im SPT 1

Tabelle 8: Übersicht über die mit TIMES PanEU analysierten Szenarien

DEU	EU	EU_MMS – Schwacher Klimaschutz	– EU-Klimaschutz	VA – Vorreiterallianz	KdW – Koalition der Willigen	EU80 – Europäisches Konzert	EU95 – Starker EU-Klimaschutz
D_MMS – Schwacher Klimaschutz in DEU	–	“Schwacher Klimaschutz“ – Set A		Set B			
KSP90 – Klimaschutzplan		Set A		Set B	Set A	Set A	
KSP90-Zeit-opt – Sektorübergreifende Ziele		Set A			Set A	Set A	



KSP90-Ziel-opt – Emissionsbudget	Set A	Set B	Set A	Set A	
KSP90-Opt – Sektorübergreifendes Budget	Set A		Set A	Set A	Set A
noKSP – DEU in der EU		(Set B)*	Set A	Set A	
noKSP-Zeit-opt – Emissionsbudget			Set A	Set A	
Interventionsmöglichkeiten	KA – Set A	CCS – Set A	KAL/KAS – Set B	ZS – Set B	(EE+ - Set B)
	Ordnungsrechtlicher Kohleausstieg in DEU	CCS als Technologieoption in DEU verfügbar	Zusätzliche Differenzierung zwischen langsamem und schnellem KA	Zertifikatstilllegung im EU-ETS bei Realisierung nationaler CO ₂ -Einsparungen	Verstärkter Ausbau der Erneuerbaren Energien

* In Klammern: (noch in Bearbeitung)

Basierend auf den Rückmeldungen der Stakeholder wurden die Szenarien und Maßnahmen überarbeitet und neu analysiert (Szenarien Set B). Dabei stellte sich insbesondere heraus, dass ein ordnungsrechtlicher Kohleausstieg (schnell/langsam) ein sinnvolles – und von vielen Stakeholdern als sehr wahrscheinlich eingeschätztes – Ausgangsszenario ist, auf dessen Basis weitere alternative bzw. flankierende Politikmaßnahmen untersucht werden können. Im Folgenden werden erste wesentliche Ergebnisse beschrieben und exemplarisch dargestellt, wie die Rückmeldungen der Stakeholder eingeflossen sind.

Input für die Szenarioanalysen wurde auch über die Technologiecharakterisierungen aus dem ENavi Arbeitspaket 2 bereitgestellt. Hier wurden zwischen den einzelnen für das Schwerpunktthema 1 eingesetzten Modellen u.a. die Annahmen zur Entwicklung der Investitionskosten für die Photovoltaik (siehe Tabelle 9) und die Windenergie abgestimmt und

Tabelle 9: Annahmen zur Entwicklung der spezifischen Investitionen für PV Freiflächenanlagen

[€/kW]	2015	2025	2030	2040	2050
Spezifische Investitionen	950	675	600	472	425

damit als harmonisierte Information in die Analysen einbezogen. Die in Tabelle 9 aufgezeigten Entwicklungen für die PV Freiflächenanlagen zeigen eine optimistische Einschätzung zukünftig möglicher Investitionskosten in Deutschland.

Ausgewählte TIMES Pan EU Ergebnisse zu den Szenarioanalysen im Set A (bis zum Stakeholder Workshop am 7.3.2018)

Die mit TIMES PanEU ermittelten Ergebnisse zeigen, dass ohne zusätzliche klimapolitischen Instrumente die deutschen Klimaziele bzw. ihre Konkretisierung für die ENavi Szenarien (-55% in 2030 gg. 1990; -90% in 2050 gg. 1990) verfehlt werden (Abbildung 21). Im Szenario Schwacher Klimaschutz (EU_MMS-D_MMS) würden in Deutschland in 2030 noch 690 Mt CO₂-Äq. an THG-Emissionen emittiert werden (-45% gg. 1990), in 2050 sind es noch 341 Mt CO₂-Äq. (-73% gg. 1990).

Die Einordnung der Ergebnisse im Vergleich zu anderen Referenzszenarien in Studien, z. B. der BDI-Studie (insgesamt werden in 2030 noch 617 Mt CO₂-Äq. emittiert, in 2050 noch 424 Mt CO₂-Äq.; der Sektor Energie/Umwandlung emittiert in 2030 noch 223 Mt CO₂-Äq., in 2050 noch 122 Mt CO₂-Äq.) oder der dena Leitstudie oder dem Projektionsbericht 2017 (insgesamt werden in 2030 noch 735 Mt CO₂-Äq. emittiert; der Sektor Energie/Umwandlung emittiert in 2030 noch 268 Mt CO₂-Äq.) zeigt, dass die mittelfristige Perspektive sehr gut getroffen wird. Langfristig ist das Szenario Schwacher Klimaschutz als eher optimistisch bezüglich der Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Deutschland einzustufen.

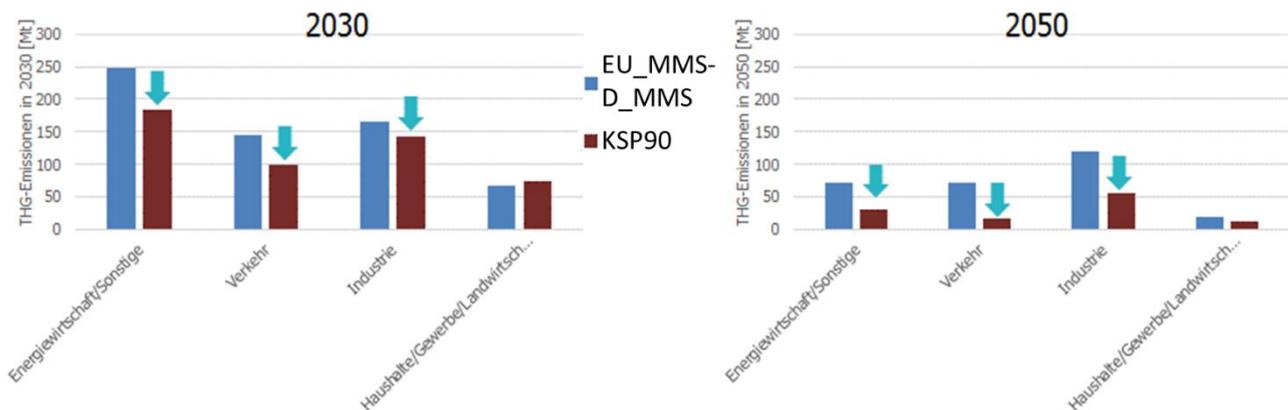


Abbildung 21: Emissionen in Deutschland für verschiedenen Szenarien und Zieljahre

Hier macht sich u.a. der Optimismus hinsichtlich der Entwicklung der Investitionskosten für die Photovoltaik (Tabelle 9) und für die Windenergie emissionsmindernd bemerkbar.

Auch auf sektoraler Ebene sind für das Szenario Schwacher Klimaschutz deutliche Abweichungen von den Zielvorgaben aus dem Klimaschutzplan 2050 festzustellen. In 2030 gilt dies für die Sektoren Energiewirtschaft, Verkehr und Industrie, aber noch nicht für die Haushalte, Gewerbe und Landwirtschaft. Für letztgenannten Sektor führt die Fortschreibung der Sektorziele bis 2050 dazu, dass nun auch die Zielvorgabe überschritten werden würde, weiterhin ebenso in der Energiewirtschaft, im Verkehr und in der Industrie.

Die modellbasierten Analysen der Szenarien zeigen, dass die Erreichung der Klimaziele einen fast vollständigen Kohleausstieg bis 2050 (unter 50 TWh) in der Stromerzeugung erfordert. Dies ist nur dann nicht der Fall, wenn Carbon Capture and Storage (CCS) zur Verfügung steht. Diese Option wurde jedoch von den Stakeholdern als unrealistisch angesehen und im folgenden Durchlauf (Set B) nicht weiter betrachtet.

Zwei Faktoren führen zu geringeren Mengen bei der Kohleverstromung: (a) eine Einbettung der Energiewende in eine zunehmend ambitionierte europäische Politik, und (b) eine im Gegensatz zu den bestehenden Sektorzielen kosteneffiziente Verteilung der Klimaschutzanforderungen auf die verschiedenen Sektoren. Letzteres würde ein noch ambitioniertes 2030-Ziel für den Sektor „Energiewirtschaft“ bedeuten (Abbildung 22) und einen vergleichsweise schnellen Ausstieg rechtfertigen. Andererseits würde der Sektor dafür aber auch eine Gegenleistung erwarten, wie die Stakeholder Diskussion gezeigt hat.

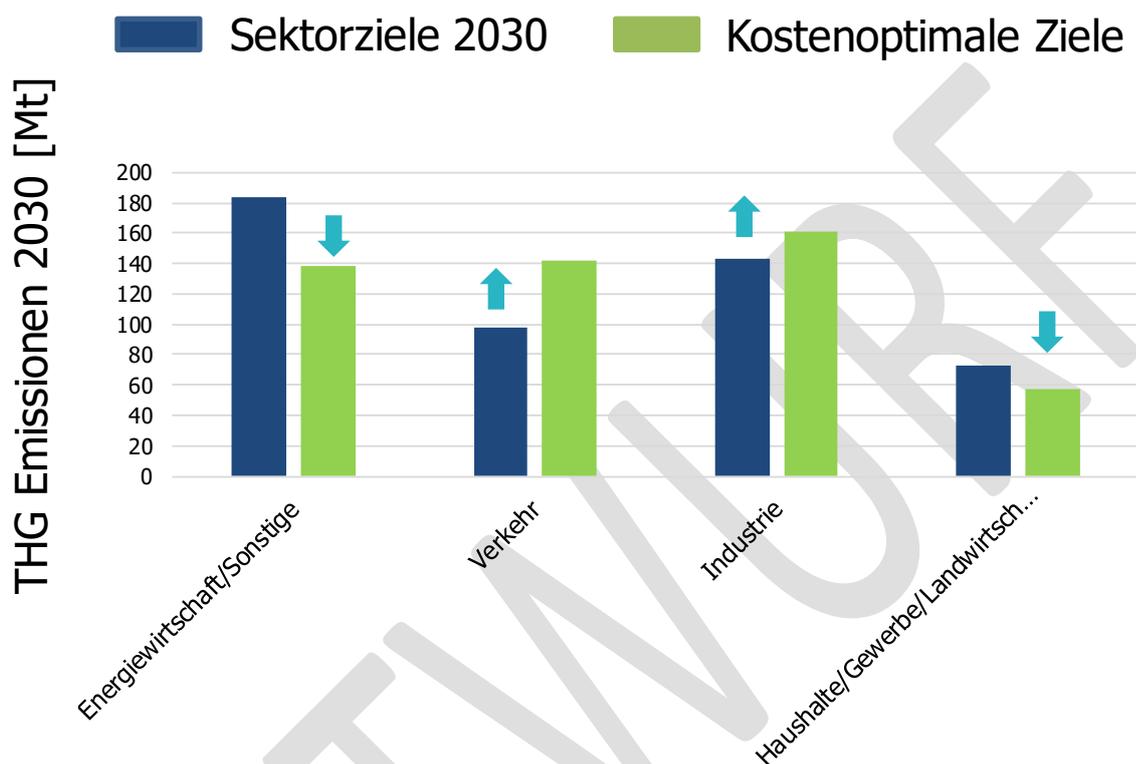


Abbildung 22: Vergleich der Emissionen in Deutschland bei Sektorzielen und kostenoptimalen Zielen

Tabelle 10: Vergleich verschiedener Kohleausstiegspfade

Nettokraftwerksleistung in GW	2017	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Schneller Ausstieg: Agora2035		25,4	12,3	3,4	0,0	0,0	0,0
Langsamer Ausstieg: Erreichen der Sektorziele	42,7	32,8	21,6	15,5	14,7	0,0	0,0
"Sterbekurve"		37,0	26,8	21,4	17,3	17,0	16,1

Ausgewählte TIMES PanEU Ergebnisse zu den Szenarioanalysen im Set B (nach dem Stakeholder Workshop am 7.3.2018)

Eine erste Aufgabe für die Set B Szenarien bestand für das Energiesystemmodell TIMES PanEU darin, einen „langsamen“ Kohleausstiegspfad zu ermitteln, der es erlaubt, die Sektorziele für die Energiewirtschaft zu erreichen. Dabei bleiben die Sektorziele in den anderen Sektoren bestehen. Das Sektorziel für die Energiewirtschaft an sich wird aber aufgegeben, es wird auf die Wirksamkeit des ordnungsrechtlichen Kohleausstiegs zur Zielerreichung vertraut.

Sollen die Sektorziele der Energiewirtschaft über einen ordnungsrechtlichen Kohleausstieg erreicht werden, so könnten in 2030 in Deutschland noch rund 22 GW in Kohlekraftwerken am Markt aktiv sein (gegenüber 43 GW Ende 2017) (Tabelle 10), die ca. 136 TWh Kohlestrom erzeugen („langsamer“ Ausstiegspfad – VA-KSP90-KAL) (Abbildung 23).

Und auch in 2040 sind noch Kohlekapazitäten bei diesem langsamen Ausstieg am Markt aktiv. Insgesamt könnten noch 15 GW zur Verfügung stehen, die sowohl in der Stromerzeugung als auch bei der Fernwärmebereitstellung im Erzeugungsmix vertreten sind. Diesem „langsamen“ Ausstiegspfad wird ein schnellerer Pfad gegenübergestellt, der sich an den Vorgaben der Agora zum „ambitionierten“ Kohleausstieg orientiert.

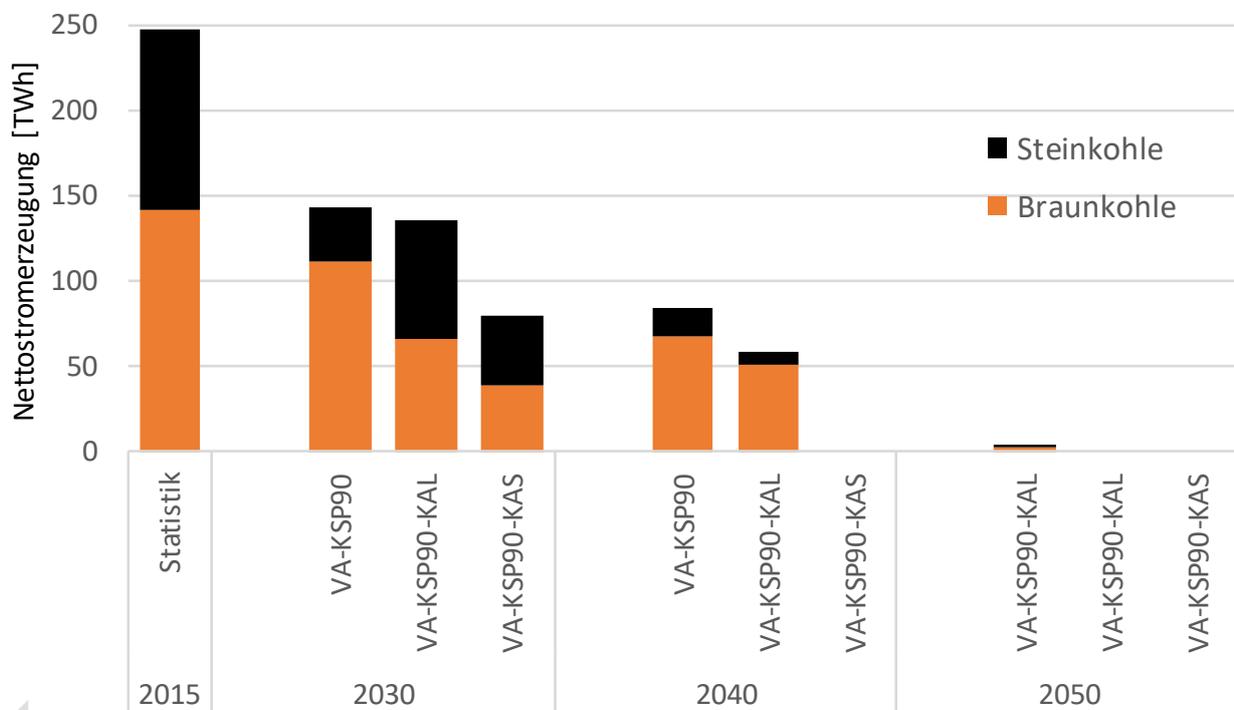


Abbildung 23: Stromerzeugung aus Kohle für verschiedene Szenarien

Bei beiden simulierten Kohleausstiegspfaden treten drei Rebound-Effekte auf, die die Ausgestaltung des ordnungsrechtlichen Kohleausstiegs unter energiewirtschaftlichen Gesichtspunkten sowie für die Energiesystemanalyse interessant erscheinen lassen. Hier zeigt sich, dass eine systemanalytische Folgenabschätzung wichtige zusätzliche Erkenntnisse für die Ausgestaltung des Kohleausstiegs liefern kann.

Im langsamen Ausstieg (VA-KSP90-KAL) reduziert sich die Kapazität der in Deutschland am Markt aktiven Kohlekraftwerke gg. dem Sektorziel-Szenario (VA-KSP90) in 2030 um 32%, die Erzeugung jedoch nur um 6%. Der 1. Rebound-Effekt ergibt sich als eine Erhöhung der Auslastung der dann noch am Markt verbliebenen Kohlekraftwerke (Abbildung 24). Auch im schnellen Ausstieg tritt dieser 1. Rebound-Effekt auf. Die Kohlekapazität reduziert sich in 2030 um 62%, die Kohleerzeugung „nur“ um 45%. Beim langsamen Ausstieg sind auch in 2040 noch Kohlekapazitäten in Deutschland am



Markt aktiv. Der 1. Rebound-Effekt ist aber deutlich reduziert. Die Kapazitäten sind um 35% reduziert, die Kohlestromerzeugung um 31%.

Unabhängig von der Geschwindigkeit reicht ein Ausstieg aus der Kohle allein jedoch nicht aus, um die langfristigen Klimaziele zu erreichen. In diesem Fall tritt der 2. Rebound-Effekt ein: die wegfallende Strom- und Fernwärmeerzeugung wird durch die verstärkte Nutzung von Gaskraftwerken (Abbildung 25) sowie Stromimporten kompensiert. In den Peri-

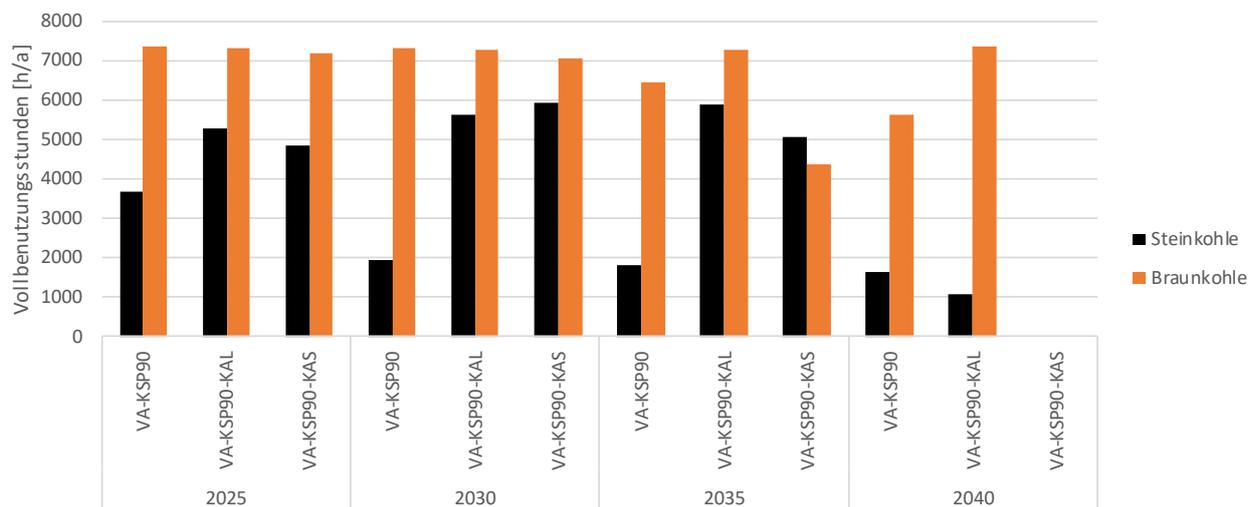


Abbildung 24: Vollbenutzungsstunden Kohle für verschiedene Szenarien

den 2025 – 2050 erfolgt ein Neu-/Zubau von Gaskraftwerken in Höhe von 54 GW (VA-KSP90) bzw. 78 GW (VA-KSP90-KAS), die Differenz durch den Kohleausstieg beträgt damit rund 24 GW (+ 44 %). Dieser „Gassockel“ macht sich auch bezüglich der THG-Emissionen der Energiewirtschaft bemerkbar. Für das Erreichen des Klimaziels 2050 ist daher ein entsprechender ordnungsrechtlicher Ausstieg nicht ausreichend, und es sind zusätzliche flankierende Maßnahmen zur Gewährleistung der Erreichung der Sektorziele notwendig. Für eine eventuell gewünschte Reduzierung der Importabhängigkeit mit Blick auf die Versorgungssicherheit wären ebenfalls flankierende Maßnahmen notwendig, wie beispielsweise verstärkter Zubau von heimischen Erneuerbaren Energien. Dies wird im Kapitel Stromsektor diskutiert und in der

weiteren Bearbeitung des Schwerpunktthemas hinsichtlich der energiewirtschaftlichen Folgen noch ausführlicher thematisiert werden.

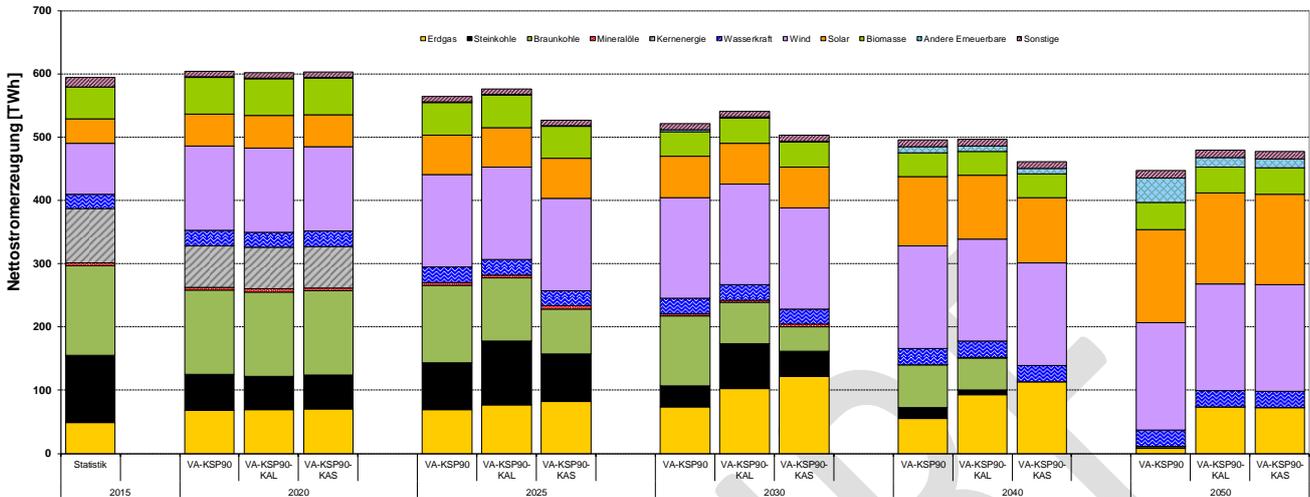


Abbildung 25: Zusammensetzung der deutschen Stromerzeugung für verschiedene Szenarien

In der Fernwärmebereitstellung, einem weiteren wichtigen Einsatzfeld der Kohle im deutschen Energiesystem, werden derzeit 13% der KWK-Stromerzeugung aus Kohlen hergestellt. Die zuletzt neu installierten Kohleblöcke sind auf die Fernwärmeproduktion mit ausgelegt. Die bereits zuvor vermerkte Ersatzoption für die wegfallenden Kohlekapazitäten, der Neubau von Erdgas-KWK-Kraftwerken macht sich auch entsprechend bei der Fernwärmebereitstellung bemerkbar. Dies führt in den Kohleausstiegsszenarien dazu, dass die Fernwärmebereitstellung deutlich gesteigert wird. Zwischen 35 und 195 PJ mehr Fernwärme werden im Energiesystem beim Kohleausstieg im Zuge des Entwicklungspfades verwendet (Tabelle 11). Dieser 3. Rebound-Effekt wird ebenfalls durch die Nicht-Berücksichtigung des Sektorziels für die Energiewirtschaft beim Kohleausstieg ausgelöst. Die Fernwärmebereitstellung über Gas erleichtert die Erreichung der Sektorziele in den Endverbrauchssektoren (Industrie, Haushalte, GHD).

Tabelle 11: Fernwärmebereitstellung nach Energieträgern und Szenarien

Fernwärmebereitstellung [PJ]	2015	2025			2030			2035			2040			2050		
	Statistik	VA-KSP90	VA-KSP90-KAL	VA-KSP90-KAS												
Kohle		232,4	228,1	227,7	224,3	151,2	85,8	168,5	93,0	48,7	124,2	64,9	0,0	12,5	0,0	0,0
Erdgas		150,9	189,4	210,6	139,5	276,6	355,1	144,7	302,9	392,9	98,5	267,9	362,2	1,4	333,8	328,0
Erneuerbare Energien		18,9	14,1	17,6	60,0	29,2	28,8	118,8	95,2	95,0	185,7	178,2	185,7	327,1	315,5	315,1
Sonstige		111,4	110,4	101,9	81,9	81,7	82,1	109,0	98,2	87,6	134,7	113,6	128,4	250,6	134,7	136,0
Summe	457,6	513,7	541,9	557,9	505,7	538,7	551,9	540,9	589,3	624,3	543,1	624,6	676,3	591,7	784,1	779,2

In den sonstigen Klimaschutzszenarien ohne ordnungsrechtlichen Kohleausstieg – dafür aber mit einem expliziten Sektorziel für die Energiewirtschaft oder für das Gesamtsystem – findet dieser Zubau der Gaskraftwerke nicht statt. Entsprechend ist die Fernwärmebereitstellung vollständig auf die Nutzung von Erneuerbaren Energien und Strom ausgelegt, seien es Bioenergien oder die Geothermie (siehe hierzu das Beispiel aus AP 13 zum Reallabor der Stadtwerke Rosenheim im Exkurs) oder Groß-Wärmepumpen. Beim Kohleausstieg ersetzt Fernwärme aus Gas folglich z. T. auch den Wärmepumpeneinsatz für die Fernwärmebereitstellung und die damit einhergehende Sektorkopplung.

Box 4: Exkurs zum Reallabor der Stadtwerke Rosenheim: CO₂-freie Nahwärmeversorgung

Technische Innovationen und neue Entwicklungen sind Voraussetzung für eine erfolgreiche Energiewende. Was in der Theorie erfolgsversprechend ist, muss sich auch in der Praxis als tatsächlich erfolgreich erweisen. Wichtig ist daher ein frühzeitiges Zusammenspiel von Theorie und Praxis zur Erprobung der gewonnenen Erkenntnisse. Bei den Stadtwerken Rosenheim wird die Technologie eines Pyrolyse-/Wirbelbettvergasers mit Blockheizkraftwerk weiterentwickelt. Dieser wird in ein vernetztes Energiesystem zur Strom- und Wärmeversorgung eingebunden. Die Kraft-Wärme-Kopplungsanlage wird mit CO₂-neutralen, nachwachsenden



Holz hackschnitzeln betrieben. Ziel ist ein funktionaler Dauerbetrieb unter Berücksichtigung der Wirtschaftlichkeit. Es wird dabei angestrebt, Verfahrensregelung, Leistung, Wirkungsgrad und Kosten zu optimieren. Ein wesentlicher Vorteil dieser Technologie im Vergleich zur Vergärung ist die bessere Effizienz dieser Anlage.

Mögliche Potenziale zur Erhöhung der Brennstoffeffizienz wurden mit Hilfe einer Strömungssimulation an der Produktgaserzeugung/-führung sichtbar gemacht und sich daraus ergebende bauliche Optimierungen wurden umgesetzt. Die Leistung und der Wirkungsgrad sollen weiter gesteigert werden, um mit dem kostbaren Rohstoff Holz so effizient wie möglich Strom und Wärme erzeugen zu können. Ziel ist es, die Holzqualität in Bezug auf Stückigkeit, Feinanteil, Feuchte, Nadelanteil, Rindenanteil oder Pellets herabsetzen zu können. Erste Tests mit herabgesetzter Brennstoffqualität (z.B. höherem Feinanteil) zeigen, dass durch gezieltes Anpassen von Betriebsparametern die Arbeitspunkte des Verfahrens optimiert werden können. Die Filtereinheit wurde mittels fluoreszierenden Teststaubs auf Schwachstellen geprüft sowie kontinuierliche Staubmessungen eingebunden. Anhand der Messwerte wurde die Filter-Abreinigung optimiert. Zur hochwertigen energetischen Verwertung der Reststoffe im Müllheizkraftwerk Rosenheim wurde ein Genehmigungsverfahren nach § 15 BImSchG aufgesetzt. Es wurde ein Messaufbau zur Quantifizierung des Einflusses ungewollter Gleichgewichtsreaktionen auf dem Produktgasweg zwischen Gaserzeugung im Reaktor und BHKW durch umgesetzte Online-Vergleichsmessungen eingerichtet. Das Temperaturniveau soll angehoben werden, um Wärmespeicher besser in den Prozess integrieren zu können. Die Stromerzeugung aus den Anlagen wird nach dem EEG 2012 gefördert.

Die Zurückhaltung hinsichtlich des Einsatzes von Biomasse resultiert zumeist aus der Problematik der Flächenkonkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion.⁵⁹ Hier bieten Holz hackschnitzeln eine Alternative, bei der diese Problematik weit weniger besteht. Der Holzbedarf kann durch den Holzzuwachs in den bestehenden Wäldern im Rahmen einer ökologisch verträglichen Forstwirtschaft gedeckt werden.

In den Kohleausstiegsszenarien findet weiterhin eine Sektorkopplung statt, weiterhin auch über Strom als Kopplungsenergeträger. Gestärkt wird aber die Fernwärme als Sektorkopplungsoption. Damit werden Erneuerbare Energien, die sonst direkt bei den Endverbrauchern eingesetzt werden, z. B. Bioenergien oder Solarflächen, frei, die nun in der Energiewirtschaft für die Fernwärme- und Strombereitstellung eingesetzt werden. Ebenso erfolgt eine Reduktion des Stromverbrauchs für die Fernwärmeproduktion, da hier Wärmepumpen weniger genutzt werden.

Tabelle 12: Strombilanz Deutschland für verschiedene Szenarien

Strombilanz für Deutschland [TWh]	2015 Statis-tik	2025			2030			2035			2040			2050		
		VA-KSP90	VA-KSP90-KAL	VA-KSP90-KAS												
Nettostromerzeugung	594,7	564,4	576,1	527,2	521,2	541,1	503,2	509,7	521,4	470,1	495,1	496,9	461,7	449,7	481,5	479,6
Nettostromimport	-48,3	-12,3	-30,2	13,2	19,8	-4,0	19,3	7,0	0,8	41,4	41,5	34,8	69,6	189,9	127,2	129,3
Nettostromverbrauch	546,4	552,2	545,9	540,4	540,9	537,1	522,5	516,6	522,3	511,5	536,5	531,8	531,3	639,5	608,7	608,9

Der Stromverbrauch reduziert sich insgesamt in den Kohleausstiegsszenarien, da die Stromkosten steigen und sich die energiewirtschaftlichen Vernetzungen bemerkbar machen (Tabelle 12). Höheren Stromverbräuchen in der Industrie durch stärkere Elektrifizierung (was die Erreichung des Sektorziels der Industrie erleichtert) stehen rückläufige Verbrauchszahlen bei den Haushalten und Kleinverbrauchern sowie in der Energiewirtschaft gegenüber. Diese Effekte treten insbesondere am Ende des Betrachtungszeitraums auf, wenn sich die unterschiedliche Ausgestaltung der Transformationspfade schlussendlich als Ergebnis zeigt.

Bei den Stromimporten hat der schnelle Kohleausstieg in Deutschland kurz- und mittelfristig eine deutlich steigende Wirkung (Tabelle 12). Während beim Sektorziel-Szenario (VA-KSP90) in 2025 noch Nettostromexporte möglich sind, ist dies im schnellen Kohleausstiegsszenario (VA-KSP90-KAS) bei gleichzeitiger Beendigung der Kernenergienutzung in nahezu derselben Größenordnung umgedreht. Mit dem Zubau von Ersatzkapazitäten wird zwar vorübergehend das Wachstum beim Nettostromimport gedämpft, aber mit dem weiteren Fortschreiten sind am Ende des Betrachtungszeitraumes noch 79% des Stromverbrauchs in Deutschland produziert, 21% kommen aus dem Ausland.

Die undiskontierten kumulierten Mehrkosten des schnelleren Kohleausstiegs (VA-KSP90-KAS) gegenüber dem Sektorziel-Szenario (VA-KSP90) betragen für Deutschland ca. 106 Mrd. €. Das entspricht jährlichen Zahlungen (über 30 Jahre) von ca. 90 € pro Haushalt. Entschädigungszahlungen, die bei einem ordnungsrechtlichen Kohleausstieg anfallen können,

⁵⁹ Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Impulspapier Strom 2030, S. 24.



sind in diesen Kostendifferenzen bislang nicht enthalten, werden in der weiteren Bearbeitung aber aufgenommen werden.

Zertifikatestilllegung

Die modellbasierten Analysen haben außerdem gezeigt, dass alle Formen nationaler Maßnahmen mit einem Wasserbett-Effekt innerhalb des europäischen Emissionshandels verbunden sind: Emissionseinsparungen in Deutschland führen dazu, dass andere Länder kurz- oder langfristig mehr emittieren. Dies könnte durch eine Stilllegung von Zertifikaten verhindert werden. Die Abschätzungen für die notwendigen Zertifikatestilllegungen im Vergleich des schnellen Kohleausstiegsszenarios (VA-KSP90-KAS) mit dem Sektorziel-Szenario (VA-KSP90) führen zu einer Notwendigkeit, insgesamt rund 890 Mt CO₂ zwischen 2020 und 2040 stillzulegen (Abbildung 26). Außerdem könnten die Governance-Mechanismen des europäischen Rechtsrahmens (s.o.) eine eventuelle CO₂-Preis Vorreiterallianz befördern, die diesen Effekt ebenfalls abschwächen würde.

Als Effekte aus diesen Zertifikatestilllegungen zeigen die Analysen mit dem Energiesystemmodell TIMES PanEU leicht höhere Zertifikatspreise im ETS zwischen 2025 und 2040. Der Preiseffekt bewegt sich zwischen +5 bis zu +10 €/tCO₂. Dadurch ausgelöst vermindert sich die Attraktivität für Stromimporte nach Deutschland. Es sind geringere Importe nach Deutschland (2025-2035) in Höhe von ca. -9 TWh, vor allem aus Polen und Tschechien, zu konstatieren. Dieser Rückgang wird durch einen geringeren Stromverbrauch in Deutschland (ca. -4 TWh) sowie durch eine höhere Inlandserzeugung aus Gas (+2 TWh) und aus Solar (+2 TWh) kompensiert. Die Zertifikatestilllegungen zeigen jedoch keine Auswirkungen auf die Nutzung der Kapazitäten der noch verbliebenen Kohlekraftwerke aus dem schnellen Ausstiegspfad. Die Kohlestromerzeugung in Deutschland kann bei diesen Rahmenbedingungen im selben Ausmaß erfolgen wie im Szenario ohne Zertifikatestilllegung.

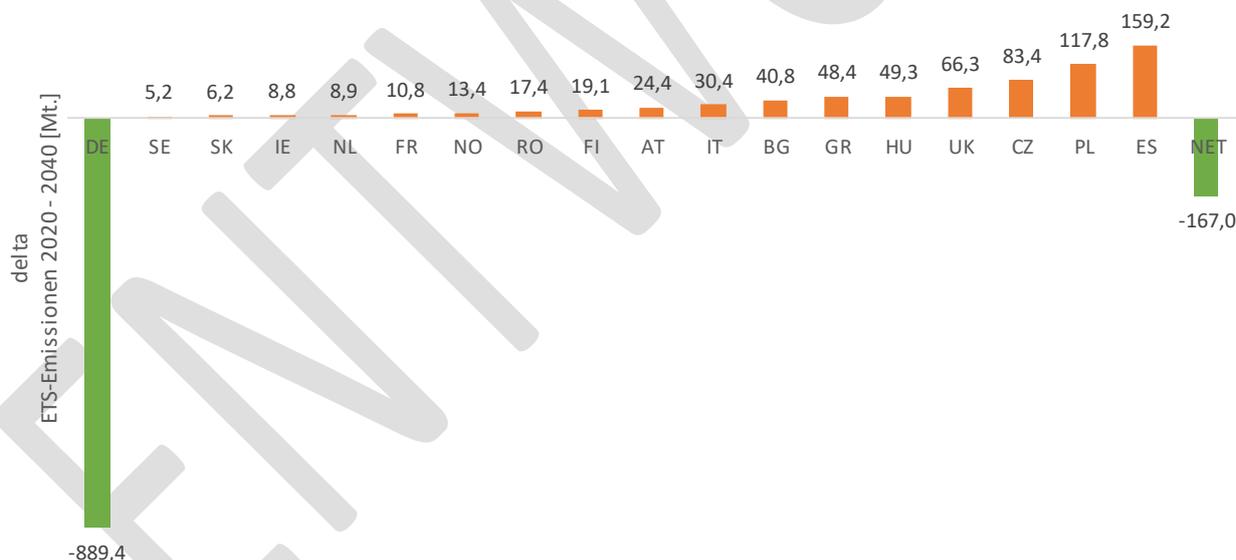


Abbildung 26: Wasserbett-Effekt

Ausblick

Die weiteren Arbeiten zu den energiewirtschaftlichen Auswirkungen einer Transformation des Stromsystems in Deutschland im Zuge der Energiewende widmen sich einer Vertiefung der Folgen des Kohleausstiegs. Unter anderem sind von den ENavi Kompetenzteams Wünsche dahingehend formuliert worden, bei der Ausgestaltung des Kohleausstiegs einen regional-differenzierten Ansatz mit zu berücksichtigen. Die weitere Stakeholder Beteiligung hat auch die Erfordernisse des Paris Abkommens ins Zentrum gerückt, was in der Analyse eines Paris Szenarios geschehen wird. Des Weiteren soll ein Fokus auf weitere flankierende Maßnahmen neben der Zertifikatestilllegung gerichtet werden. Hier ist schon eine Betrachtung der Stärkung des Ausbaus der heimischen Erneuerbaren Energien vorgesehen. Schließlich



geht es auch um eine Abschätzung der Verteilungseffekte unterschiedlicher energie- und klimapolitischer Maßnahmen. Hierfür befindet sich ein Tool in Entwicklung, das aufbauend auf den Simulationsergebnissen des Energiesystemmodells TIMES PanEU Aussagen zu den Auswirkungen auf unterschiedliche Akteure erlaubt.

ENTWURF



6.3. Makroökonomie

Ein Beitrag von AP 3.

Autoren: Claudia Zabel, Roland Montenegro, Robert Pietzcker, Gunnar Luderer, Ulrich Fahl, Sebastian Voigt.

Stand der Arbeiten: Bisher wurden lediglich Set A der SPT 1 Szenarien mit den makroökonomischen Modellen gerechnet. Hierfür mussten zusätzliche Parameter, zum Beispiel für die Länder außerhalb der EU, definiert werden. In einem zweiten Schritt wurden die Modellergebnisse analysiert und verglichen. Dabei konnten bereits zahlreiche methodische Erkenntnisse gewonnen und erste Harmonisierungsschritte durchgeführt werden. Harmonisiert wurden beispielsweise der CO₂-Emissionspfad und die Energiepreise. Im weiteren Verlauf der Arbeiten muss nun die Harmonisierung schrittweise vorangebracht werden, um die Robustheit der Ergebnisse zu verbessern. Außerdem werden auch methodische Verbesserungen an den Modellen vorgenommen, da durch die partnerübergreifende Zusammenarbeit hier ein Verbesserungspotenzial identifiziert werden konnte. Schließlich wird Set B der SPT 1 Szenarien ebenfalls gerechnet werden und die finalen Ergebnisse müssen anschließend zur Verwendung im Rahmen der multikriteriellen Bewertung aufbereitet werden. Hier ist insbesondere die Auswertung weiterer Indikatoren, beispielsweise zur Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Industrie, zu nennen.

Hintergrund und Zielsetzung

Wenn die Energiewende sozialverträglich gestaltet werden soll, darf das Energiesystem nicht isoliert betrachtet werden. Unser Energiesystem, unser Wirtschaftssystem und unser Sozialsystem sind durch verschiedenste Wechselwirkungen und Zusammenhänge miteinander verknüpft. Diese Interdependenzen zu untersuchen und zu verstehen ist eine zentrale Bedingung für die Ausgestaltung adäquater Politikinstrumente.

Aus diesem Grund werden, im Rahmen des Arbeitspakets 3 (Ökonomische Instrumente und Auswirkungen sowie preisignalgestütztes Verbundsystem) von ENavi, unter anderem die makroökonomischen Auswirkungen klimapolitischer Entscheidungen analysiert. Die Effekte unterschiedlicher politischer Maßnahmen auf makroökonomische Größen, wie etwa Energiepreise, das Bruttoinlandsprodukt, die internationale Wettbewerbsfähigkeit oder die Beschäftigung in verschiedenen Branchen, können somit quantifiziert und gegenübergestellt werden. Dabei darf Deutschland nicht unabhängig von anderen Ländern betrachtet werden, denn die beschriebenen Interdependenzen existieren nicht nur innerhalb Deutschlands, sondern auch über die deutschen Grenzen hinaus. Das Zusammenspiel deutscher, europäischer und internationaler Klimapolitik ist daher ein wesentlicher Bestandteil der Analyse.

In diesem Zusammenhang gibt es zahlreiche Themen und Fragestellungen die relevant für die Energiewende sind und deshalb untersucht werden sollten. Politische Maßnahmen mit dem Ziel der Emissionsreduktion haben immer auch Nebeneffekte. Beispielsweise können sie zu steigenden Energiepreisen führen, was sich wiederum unterschiedlich auf verschiedene Verbrauchergruppen auswirken kann. Ebenso wird ein Strukturwandel angeregt, von welchem bestimmte Regionen besonders stark negativ betroffen sind, wohingegen andere Regionen profitieren. Auch kann es, aufgrund variierender CO₂-Vermeidungskosten, zu einer Abwanderung von Produktion und Investitionen emissionsintensiver Unternehmen von Deutschland ins Ausland kommen (sog. „Carbon/Investment Leakage“). Dies würde nicht nur zum Verlust von Arbeitsplätzen und Wirtschaftsleistung in Deutschland führen, sondern könnte auch die globalen Emissionen erhöhen, denn die gewählten neuen Standorte verlangen oftmals die Einhaltung geringerer Klimaschutzstandards. Und nicht zuletzt gilt es, Wechselwirkungen zwischen nationalen Maßnahmen und Maßnahmen auf globaler oder europäischer Ebene, wie etwa das Europäische Emissionshandelssystem, zu berücksichtigen. Effektiver globaler Klimaschutz sowie die inhaltliche Weiterentwicklung der nationalen Klimaschutzstrategie können daher nicht ohne die internationale Perspektive und Berücksichtigung internationaler Entwicklungen erfolgen. Diese internationale Perspektive umfasst neben der Carbon Leakage-Problematik auch weltweite kosteneffiziente Minderungspfade und Exportchancen deutscher Güter und Dienstleistungen.

Ziel der Untersuchungen ist es, die gesamtwirtschaftlichen Wirkungen unterschiedlicher nationaler Maßnahmen in einem variierenden internationalen Umfeld darzustellen und zu vergleichen. Vor- und Nachteile, sowie Gewinner und Verlierer verschiedener politischer Interventionen können so identifiziert und Kompensationsmöglichkeiten aufgezeigt werden.



Makroökonomische Folgenabschätzung

Um dieses Forschungsziel zu erreichen, werden verschiedene klimapolitische Instrumente in den drei makroökonomischen Modellen NEWAGE, PACE und REMIND⁶⁰ implementiert und die gesamtwirtschaftlichen Auswirkungen in unterschiedlichen Szenarien berechnet. Die verwendeten Daten werden weitestgehend harmonisiert, um eine gemeinsame Ausgangsbasis sicherzustellen und es findet außerdem ein Austausch bestimmter Modellparameter statt, um die Stärken der einzelnen Modelle bestmöglich auszuschöpfen.

Um die makroökonomischen Wirkungen verschiedener energiepolitischer Interventionen abschätzen zu können, werden mit den drei Modellen verschiedene Szenarien berechnet. Augenmerk wird dabei auf gesamtwirtschaftliche Größen gelegt. Auswirkungen auf das Wirtschaftswachstum, den internationalen Wettbewerb und das Investitionsverhalten, sowie Beschäftigungseffekte können somit abgebildet und analysiert werden. Zudem werden, aufgrund des totalanalytischen Rahmens der Modelle, auch indirekte Rückkopplungseffekte zwischen Sektoren und Ländern erfasst. Durch einen Vergleich der Ergebnisse unterschiedlicher Szenarien kann somit ein grundlegendes Verständnis für die Wirkungsweisen verschiedener politischer Maßnahmen gewonnen werden. Es kann sowohl quantifiziert werden, welche Maßnahmen die gesetzten Klimaschutzziele erfüllen, als auch mit welchen volkswirtschaftlichen Kosten die Zielerreichung verbunden ist. Außerdem wird aus den Analysen ersichtlich, welche Sektoren und Länder positiv oder negativ von den Auswirkungen der Intervention betroffen sind. Zusätzlich kann gezeigt werden, wie stark unterschiedliche Klimaschutzanstrengungen im Rest Europas bzw. dem Rest der Welt die Effektivität deutscher Klimapolitik beeinflussen.

Methodische Erkenntnisse aus den bisherigen Rechnungen

Der im vorangehenden Kapitel beschriebene Prozess hat zu zahlreichen prozess- und modellbezogenen methodischen Erkenntnissen geführt, die an dieser Stelle kurz beschrieben werden. Auf die quantitativen Modellergebnisse wird im folgenden Abschnitt eingegangen.

Bisher wurden alle Szenarien ausschließlich mit einem Modelltyp, den sogenannten Allgemeinen Gleichgewichtsmodellen (Computable General Equilibrium Modelle, kurz CGE-Modelle), gerechnet. Diese Modelle beschreiben Wechselwirkungen zwischen Wirtschaftssektoren im Detail, können das Energiesystem aber nur in stilisierter Form abbilden. Es wurden hierfür die Modelle NEWAGE und PACE angewendet, die sich grundsätzlich sehr ähnlich sind, jedoch trotzdem gewisse Unterschiede aufweisen. Die Differenzen ergeben sich vor allem durch abweichende Annahmen, beispielsweise bezüglich der Substitutionselastizitäten zwischen Produktionsfaktoren (Wie leicht kann z.B. Energie durch Kapital und / oder Arbeit substituiert oder nicht-elektrische durch elektrische Energie ersetzt werden?) und der zeitlichen Entwicklung der Energieeffizienzverbesserung, oder aufgrund unterschiedlicher Auflösung (z.B. Anzahl der abgebildeten Regionen oder Sektoren). In diesem Fall kann die Bandbreite der Ergebnisse durch die Harmonisierung der Annahmen bereits erheblich reduziert werden.

Darüber hinaus können zur Berechnung makroökonomischer Effekte noch andere Modelltypen genutzt werden. Hybridmodelle, die ein vereinfachtes makroökonomisches Wachstumsmodell mit einer expliziteren Beschreibung von Klimaschutztechnologien im Energiesystem verbinden, zeigen in der Regel deutlich geringere gesamtwirtschaftliche Auswirkungen. In diesem Fall ist eine weitestgehende Harmonisierung ebenfalls sinnvoll. Verbleibende Unterschiede müssen dann jedoch unter Berücksichtigung der zugrundeliegenden Modellcharaktere diskutiert werden. Die Interpretation der Ergebnisse ist folglich schwieriger, da jedes Modell seine Stärken und Schwächen hat⁶¹ und eine Bandbreite als Unsicherheit in die Schlussfolgerungen einfließen muss. Je nach Ausmaß dieser Bandbreite ist eine klare Schlussfolgerung in solch einem Fall unter Umständen nicht möglich. Das Wachstumsmodell REMIND wird aus den genannten Gründen im weiteren Projektverlauf hier ebenfalls zum Einsatz kommen. Durch einen Vergleich der REMIND Ergebnisse mit den Ergebnissen der CGE-Modelle, kann die Robustheit bzw. Unsicherheit der Ergebnisse besser eingeschätzt werden.

Außerdem haben die bisherigen Analysen gezeigt, dass eine grundlegende strukturelle Transformation des Energiesystems in den Modellen momentan nur unzureichend abgebildet wird. Da in den Modellen aktuell ein starres, sich nicht hinreichend anpassendes System unterstellt können deshalb die langfristigen Modellergebnisse noch nicht als robust betrachtet werden. Aus diesem Grund werden zum jetzigen Zeitpunkt lediglich mittelfristige Ergebnisse bis zum Jahr

⁶⁰ Eine Beschreibung der drei Modelle findet sich im Anhang Modellbeschreibungen

⁶¹ Während beispielsweise in CGE-Modellen Wechselwirkungen zwischen Sektoren und Ländern wesentlich detaillierter berücksichtigt werden können, erfolgt die Abbildung des Energiesystems auf einer eher aggregierten Ebene und ist entsprechend weniger detailgetreu.



2040 präsentiert. Eine entsprechende Weiterentwicklung und Verbesserung der Modelle für die Erfassung der langfristigen Effekte ist geplant und wird im weiteren Projektverlauf umgesetzt.

Ergebnisse aus den Szenario-Rechnungen in Set A⁶²

Als Hauptindikator für die gesamtwirtschaftlichen Kosten einer politischen Maßnahme wird üblicherweise das Bruttoinlandsprodukt (BIP) herangezogen. Vergleicht man die Veränderung des BIP über verschiedene Szenarien, so lässt sich erkennen, wie die Volkswirtschaft auf die politischen Maßnahmen, die in den verschiedenen Szenarien implementiert wurden, reagiert.

Aus den Modellergebnissen konnten folgende zentrale und robuste Schlüsse gezogen werden:

- **Flexibilität fördert einen effizienten Reduktionspfad und mindert damit die Kosten.**

Dies gilt über alle Szenarien und auf allen Ebenen. Für die EU ist also eine gesamteuropäische Maßnahme einzelnen nationalen Maßnahmen vorzuziehen. Für Deutschland bedeutet das ganz konkret, dass die Aufgabe nationaler Interventionen und die einhergehende Einbettung in Europa („noKSP“) ökonomisch vorteilhaft ist gegenüber nationalen Maßnahmen. Sollen, um die Erreichung der deutschen Klimaziele gewährleisten zu können, jedoch nationale Maßnahmen implementiert werden, so sind unter ökonomischen Gesichtspunkten sektorübergreifende Ziele („Ziel-opt“) den Sektorzielen („KSP90“) vorzuziehen (siehe Abbildung 27). Dieser Zusammenhang zwischen Flexibilität und Kosten lässt sich relativ einfach erklären: Erlaubt man beispielsweise die sektorübergreifende Emissionsreduktion, werden in einem numerischen Modell immer zuerst die kostengünstigsten Reduktionsoptionen realisiert. Wird hingegen durch die Implementierung von Sektorzielen diese Flexibilität eingeschränkt, so ist das Modell gezwungen, in allen Sektoren die Emissionen gleich-

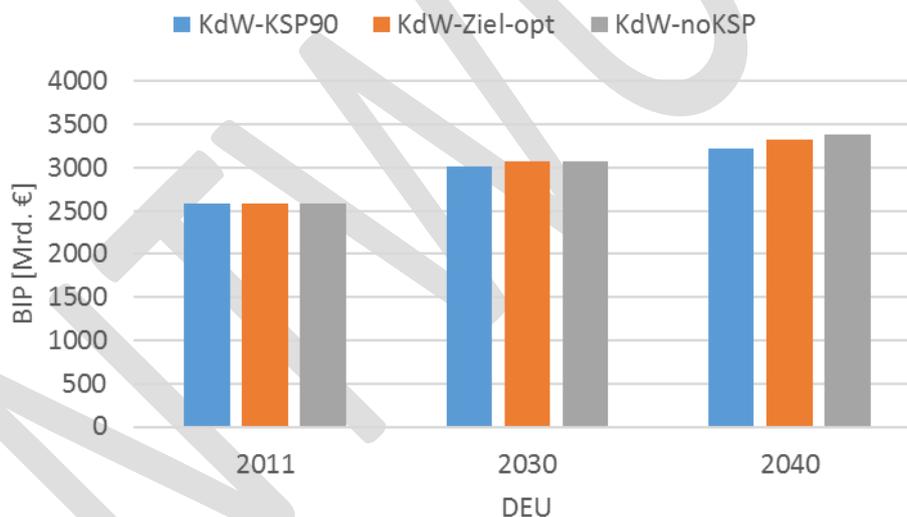


Abbildung 27: Einfluss nationaler Maßnahmen auf das BIP in Deutschland

mäßig zu reduzieren, unabhängig davon, in welchem Sektor die spezifischen Reduktionskosten günstiger und damit die Reduktion effizienter wäre. Dies lässt in Summe die gesamtwirtschaftlichen Reduktionskosten steigen. Ist in der Realität ein marktbasierendes Instrument wie der CO₂-Zertifikatehandel implementiert, so ist dieser Zusammenhang auf die Realwirtschaft übertragbar, obgleich durch die Trägheit des Systems sicherlich manche Effekte abgeschwächt oder verstärkt werden.

- **Die Stringenz der Reduktionsziele ist maßgeblich für die volkswirtschaftlichen Kosten.**

Wird also beispielsweise das Ambitionsniveau der EU („EU60“ vs. „KdW“ vs. „EU80“ vs. „EU95“) verschärft, so steigen die Kosten und negative Auswirkungen auf das Wirtschaftswachstum können entsprechend beobachtet werden (siehe Abbildung 28).

⁶² Die gezeigten Ergebnisse stammen aus den NEWAGE-Modellläufen. Auch mit PACE wurden verschiedene Szenarien berechnet. Die Ergebnisse sind sehr vergleichbar mit den NEWAGE-Ergebnissen und werden deshalb nicht extra dargestellt.

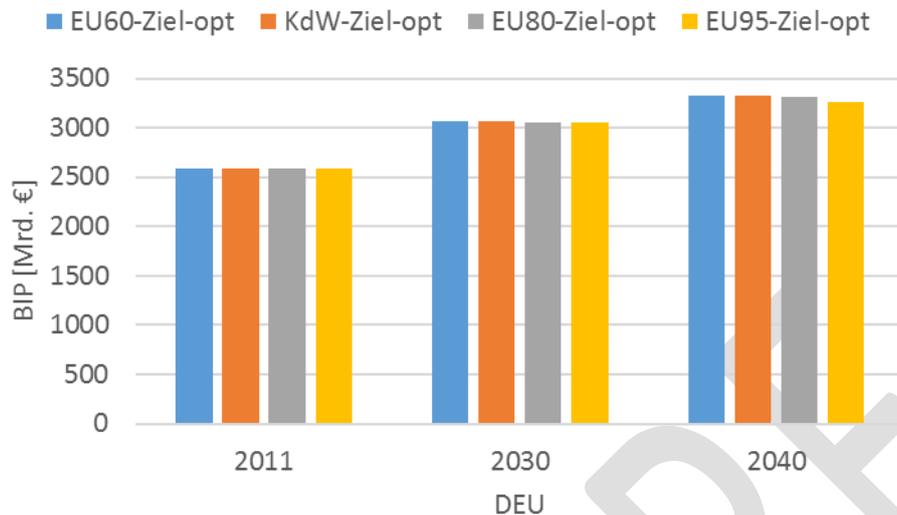


Abbildung 28: Einfluss des europäischen Ambitionsniveaus auf das BIP in Deutschland

- **Die Stringenz der Reduktionsziele ist maßgeblich für die Wirksamkeit additiver Maßnahmen.** Bei Fortschreibung der Sektorziele bis 2050 hat die Implementierung eines ordnungsrechtlichen Kohleausstiegs („KSP90-KA“) bzw. die Technologieoption CCS („KSP90-CCS“) kaum Auswirkungen auf das Wirtschaftswachstum (siehe Abbildung 29).

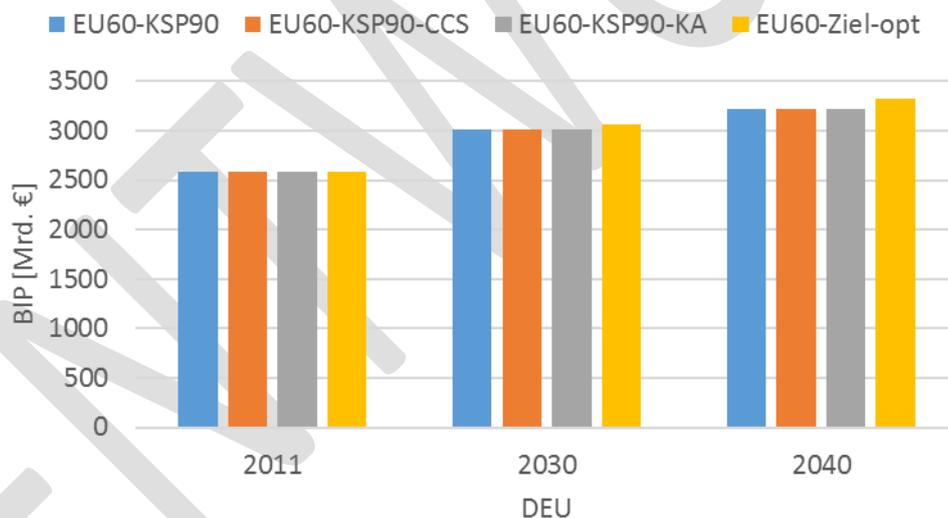


Abbildung 29: Einfluss additiver Maßnahmen auf das BIP in Deutschland

Auch hierbei gilt, was bereits im vorherigen Punkt erläutert wurde: Je nachdem wie flexibel das Modell reagieren kann, können additive Maßnahmen ihre Wirkung stärker oder schwächer entfalten. Hinzu kommt noch, dass die Implementierung der additiven Maßnahmen im Modell einen Einfluss auf deren Auswirkung haben kann. Deshalb wird die Berechnung weiterer Szenarien aus dem Set B, in dem zwischen einem langsamen und einem schnellen Kohleausstieg differenziert wird, noch erfolgen, um zu analysieren, ob die Geschwindigkeit des Kohleausstiegs einen signifikanten Einfluss auf das Wirtschaftswachstum hat.

Neben den Auswirkungen auf das BIP wurden außerdem die Beschäftigungseffekte analysiert. Dies erfolgt in NEWAGE durch zwei Indikatoren, die Anzahl an Beschäftigten, sowie das erwirtschaftete Lohneinkommen. Grundsätzlich spiegeln sich die BIP-Entwicklungen auch in den Beschäftigungseffekten wieder. Wird das Wirtschaftswachstum positiv beeinflusst, so sind auch die Beschäftigungseffekte positiv und vice versa. Allerdings muss hierbei beachtet werden, dass



lediglich deutschlandweite Effekte betrachtet wurden. Obgleich sich also beispielsweise der ordnungsrechtliche Kohleausstieg kaum auf die durchschnittliche Beschäftigung in Deutschland auswirkt, können sehr wohl regional erhebliche Effekte entstehen. Da diese regionalen Effekte in einem eher aggregierten Modell wie NEWAGE schwierig zu fassen sind, müssen hier zusätzliche Analysen durchgeführt werden. Diese zusätzlichen, eher qualitativen Untersuchungen werden im folgenden Kapitel näher beschrieben.

Zuletzt sei an dieser Stelle noch einmal darauf hingewiesen, dass die beschriebenen Modellergebnisse lediglich einen Teil der Zusammenhänge abbilden. Die betrachteten Indikatoren sind rein quantitativer und rein volkswirtschaftlicher Natur. Diese einseitige Betrachtung greift jedoch zu kurz. Weitere quantitative Indikatoren und qualitative Auswirkungen können mit makroökonomischen Modellen nicht oder nur sehr schwierig abgebildet werden. Werden etwa konkrete Sektorziele benannt oder ein ordnungsrechtlicher Kohleausstieg beschlossen, so kann dadurch die Planungssicherheit für die betroffenen Sektoren erhöht werden. Dies kann sich positiv auf die Wirtschaft auswirken, wird in einem numerischen Modell jedoch normalerweise nicht erfasst. Ebenso kann die gesellschaftliche Akzeptanz ausschlaggebend für den Erfolg einer politischen Maßnahme sein. Und neben den volkswirtschaftlichen Auswirkungen müssen auch Auswirkungen auf das Energiesystem oder den Stromsektor untersucht werden. Solch weiterführenden Analysen, Überlegungen und Untersuchungen müssen also die hier beschriebene Modellierung ergänzen. Nur so ist es möglich ein ganzheitliches Bild der Wirkzusammenhänge zu gewinnen sowie die Vor- und Nachteile politischer Interventionen beurteilen zu können. Ein solch ganzheitliches Bild soll mit den verschiedenen Modellen, Methoden und wissenschaftlichen Ansätzen in ENavi generiert und schlussendlich in Form von „Refined Policy Packages“ konsolidiert in die Bewertung der Transformationspfade einfließen.

ENTWURF



Exkurs: Strukturwandel in Kohleregionen

Neben gesamtwirtschaftlichen quantifizierbaren Auswirkungen zu Klimaschutzmaßnahmen gibt es auch Auswirkungen auf die Gesellschaft, die nicht oder nur schlecht quantifizierbar sind. Insbesondere in Hinblick auf den Fokus „Ordnungsrechtlicher Kohleausstieg“ ist der damit einhergehende tiefgreifende Strukturwandel in Kohleregionen ein wesentlicher Aspekt, der verstanden und politisch gestaltet werden muss. Dieser Aspekt wurde auch in ENavi in verschiedenen Arbeitspaketen untersucht. Die Untersuchungen haben sich dabei auf ganz konkrete Praxisbeispiele fokussiert, um so von bisherigen Erfahrungen lernen zu können. Die Ergebnisse dieser Forschungsarbeiten werden im Folgenden in Form von „Fokus-Boxen“ dargestellt.

Box 5: Regionaler Strukturwandel in Braunkohleregionen - Praxisbeispiel Innovationsregion Rheinisches Revier (IRR) und Innovationsregion Lausitz. Ein Beitrag von Johannes Venjakob.

Das "Rheinische Revier", zu dem die Kreise Düren, Euskirchen, Heinsberg, der Rhein-Erft-Kreis und der Rhein-Kreis Neuss sowie die Städteregion Aachen gehören, ist durch die Gewinnung, Verstromung und Veredlung der Braunkohle geprägt. Der Abbau der Tagebauverfahren führte zu einer maßgeblichen Landschaftsveränderung, aber auch zu einer Ausbildung bedeutender Industriestandorte.

Gesellschafter der IRR GmbH sind die in der Region ansässigen Städte und Kreise, die jeweiligen Industrie- und Handelskammern, Handwerkskammern, die Vermögensverwaltungs- und Treuhandgesellschaft der IG Bergbau und Energie mbH sowie der Zweckverband Region Aachen. Das Land NRW ist im Aufsichtsrat der GmbH über das MWIDE. Die zentrale Aufgabe der IRR ist die „Entwicklung von Leitbildern, Innovationsstrategien und Handlungskonzepten“. Diese Ziele sollen zum einen durch die Initiierung und Förderung konkreter strukturpolitischer Projekte und zum anderen durch die Entwicklung strategischer Handlungsräume erreicht werden. Konkret hat die IRR das Rheinische Revier auf Basis einer SWOT-Analyse in acht Innovationsräume strukturiert. Jedem der Räume wurde ein strukturpolitisches Profil zugewiesen, das Schwerpunkte der künftigen Entwicklung ausarbeitet. Um die Innovationsräume mit Leben zu füllen, wurde anschließend ein Ideenwettbewerb initiiert, der 75 Kandidatenprojekte zur Gestaltung des Strukturwandels in den Innovationsräumen hervorbrachte. Im Januar 2016 gab die IRR bekannt, dass zehn Starterprojekte zur konkreten Umsetzung und zehn Projekte für die Qualifizierung zu Schwerpunktprojekten (durch Weiterentwicklung, Zusammenführung etc.) zur weiteren Unterstützung ausgewählt worden sind.

Das Rheinische Revier ist durch seine Größe einzigartig. Doch die positiven und negativen Erfahrungen, die das Revier im Strukturwandel und dem begleitenden Prozess der IRR GmbH gesammelt hat, können vor allem wertvolles Wissen für andere Braunkohlereviere in Deutschland und Europa darstellen. Im zweitgrößten Braunkohleabbaugebiet Deutschlands, der Lausitz, wurde daher nach dem Vorbild der IRR die „Innovationsregion Lausitz GmbH“ gegründet, um den Strukturwandel im Zuge eines Rückgangs der Braunkohleförderung und –verstromung zu gestalten.

Box 6: Reallabor Ens Dorf – Entwicklung eines ehemaligen Kraftwerksstandorts mit klarer Ausrichtung auf Sektorkopplung. Ein Beitrag von Andreas Heck und Michael Küster.

Das mit Steinkohle betriebene Kraftwerk Ens Dorf mit einer Gesamtleistung von zuletzt 430 Megawatt wurde 1961 von der VSE mit zwei Blöcken mit einer elektrischen Leistung von je 120 MW errichtet. Ein weiterer Block 3 mit einer Leistung von 310 MW folgte 1972. Block 2 wurde Mitte der 90er Jahre stillgelegt. Insgesamt produzierten die beiden Blöcke rund zwei Mrd. kWh Strom pro Jahr. Block 3 gehörte bis 2011 der RWE und wurde in deren Auftrag durch VSE betrieben. 2011 übernahm VSE zusammen mit der Saarstahl AG diesen Block. Somit erzeugte Saarstahl Teile seines für die Stahlproduktion und -verarbeitung benötigten Stroms selbst.

Am 14. Juni 2017 gab die VSE AG bekannt, das Kraftwerk zum 31. Dezember 2017 stillzulegen. Die Gesellschaften Saarstahl AG und Saarschmiede GmbH Freiformschmiede haben entschieden, die Pacht- und Betriebsführungsverträge für Block 3 des Kraftwerks Ens Dorf zum 31. Dezember 2017 zu kündigen und somit nur noch bis Ende 2017 selbst Strom im Kraftwerk Ens Dorf zu erzeugen. Mitte Dezember 2017 wurde im Kraftwerk vorläufig die letzte kWh produziert. Der Stilllegungsbescheid liegt seit Anfang 2018 vor.

Kraftwerksschließungen dieser Art werden zukünftig keine Ausnahme bilden, sondern sind für die Erreichung der Klimapolitischen Ziele, der Umsetzung der Energiewende wie auch der damit einhergehenden Neuausrichtung der Versorgungslandschaft auf Dezentralität unerlässlich. Beispielgebend bringt VSE den ehemaligen Kraftwerksstandort Ens Dorf als Reallabor in das Forschungsprojekt Kopernikus-ENavi innerhalb des AP13 ein. Ziel ist eine infrastrukturelle Nutzung und versorgungstechnisch ausgewogene Erschließung des Standorts mit Fokus auf Energieautarkie, ausgerichtet auf regenerative Erzeugung und gezielte Ansiedlung bezugsflexibler Industrie- sowie Gewerbebetriebe (Prosumer). Hierbei bleibt die Betrachtung der Erschließungsoptionen nicht nur auf den Standort selbst beschränkt, sondern bindet Infrastrukturen, Gebietskörperschaften und die Interessen der Region in einem transdisziplinären Diskurs von Anfang an als wesentlicher Baustein mit ein.

Bisher vorliegende Teilergebnisse des auf Erschließungsumsetzung ausgerichteten Forschungsprojekts sind:

- Erstellung eines Strategiekonzeptes zur Standortkonversion mit den Hauptzielen der Industrieansiedlung und gleichzeitiger Unterstützung der Energiewende durch intensive Sektorkopplung der Bereiche Gas, Elektrizität, Wärme und Mobilität.
- Erarbeitung der notwendigen Bauleitplanung zur zukünftigen Flächennutzung: Teiländerung des Flächennutzungsplanes und Erstellung eines zielgerichteten Angebotsbebauungsplanes
- Akquise des ersten Ansiedlers: saarländisches BioMasseZentrum des Entsorgungsverbands Saar - Fermentation des gesamten saarländischen Bioabfalls und Großteils des kommunal angedienten Grünschnitts; Erzeugung von Biogas und nachgelagerte energetische oder stoffliche Weiternutzung entsprechend des strategischen Standortenergiekonzeptes
- Erweiterung des Standortenergiekonzeptes durch intensive Ausnutzung der infrastrukturellen Vorteile, Einbeziehung potentieller Partner der Energiebranche sowie der Region in einem transdisziplinären Diskurs als Basis der Entwicklungsstrategie und Berücksichtigung der lokalen Anforderungen der Energiewende
- Standortvermarktung und Akquisegespräche mit einer Vielzahl potentieller Ansiedlungsinteressenten aus den identifizierten, konzeptunterstützenden Industriebranchen
- Zielperspektive: Erarbeitung eines integrierten, hochflexiblen und synergienutzenden Energieversorgungssystems auf Basis CO₂ armer Erzeugung am Standort parallel zur angestrebten Industrieansiedlung. Gleichzeitige Versorgung der Standortindustrien und der Standortregion mit den genannten Medien unter Ausnutzung der Flexibilisierungsmechanismen der Sektorkopplung und der standortübergreifenden Systemschnittstellen.



KOPERNIKUS PROJEKTE

ENavi

Die Zukunft unserer Energie



ENTWURF



6.4. Umwelt

Ein Beitrag von AP 3 und AP 7.

Autoren: Gunnar Luderer, Sebastian Rauner, Markus Blesl, Ulrich Fahl, Maryegli Fuss, Tobias Junne, Tobias Naegler, Witold-Roger Pogonietz, Vera Sehn, Miodrag Stevanovic, Niklas Wulff.

Die Stromerzeugung ist nicht nur für einen großen Teil der CO₂ Emissionen, sondern auch zahlreiche anderer Umweltwirkungen verantwortlich. Bisherige Szenarienanalysen haben sich bei der Untersuchung der Umweltwirkung im Wesentlichen auf die Treibhausgasemissionen der Energiewirtschaft konzentriert. Andere Umweltwirkungen blieben hingegen in der Regel unberücksichtigt. Arbeitspaket 7 von ENavi befasst sich daher mit der Frage, wie sich verschiedene Entwicklungspfade des Stromsystems auf Umweltschutzgüter auswirken. Im Fokus stehen hierbei drei im Kontext der Energiewende besonders relevante Umweltaspekte: Luftverschmutzung, Energie-Wasser-Land Nexus und Ressourcenverbrauch.

Um fundierte Aussagen über die Zusatznutzen und un intendierte Nebenwirkungen verschiedener energiepolitischer Maßnahmen für die Umwelt treffen zu können, werden diese in Szenarien übersetzt. Der Fokus im aktuellen Kapitel liegt dabei auf dem Vergleich von Szenarien mit schwachem Klimaschutz in den Varianten „D-MMS“ und „EU-MMS“ (Fortsetzung bereits beschlossener Klimapolitikmaßnahmen ohne weitere Stärkung), zu Szenarien mit einer deutlichen und zeitnahen Stärkung des Klimaschutzes („VA-KSP90-KAS“ und „EU95“). Abbildung 30 stellt die Entwicklung der CO₂ Emissionen in Europa und Deutschland in den beiden Szenarien im Vergleich zu dem schwachen Klimaschutz-Szenario dar. „MMS“ ist eine Fortschreibung der bisherigen Treibhausgasemissionsminderung, während sich „EU95“ durch eine deutliche und zeitnahe eingeleitete Treibhausgasemissionsminderung von 95% bis 2050 gegenüber dem Stand von 1990 auszeichnet. Hierbei geht es deutlich über die EU-THG-Minderungsziele für 2030 hinaus, was maßgeblich durch einen fast vollständigen Kohleausstieg bis 2030 sowie einer Dekarbonisierung des Stromsystems durch den beschleunigten Ausbau erneuerbarer Energien erreicht wird. Detaillierte Aufschlüsselungen des Primärenergieeinsatz und Strommix befinden sich im Appendix. Das Kohleausstiegsszenario VA-KSP90-KAS beinhaltet als Szenarioannahmen auf europäischer Ebene eine Vorreiterallianz (VA), bei der wenige EU-Länder sich zu einem verstärkten Klimaschutz zusammenschließen und auf deutscher Ebene wird das nationale Klimaschutzziel gemäß dem Klimaschutzplan 2050 (KSP90) sowie ein schneller ordnungsrechtlicher Kohleausstieg (KAS) verfolgt. Dieses Szenario wird mit TIMES gerechnet, da in diesem Modell eine regionale Auflösung auf Länderebene zur Verfügung steht. Für weitere Informationen und Ergebnissen zu den Szenarien wird auf die Kapitel Szenarien und Folgewirkungen einer Transformation des Stromsystems im Energiesystem verwiesen.

Aus methodischen Gründen liegen den Analysen zu Luftverschmutzung EU-Szenarien zu Grunde, weil hier der grenzüberschreitende Schadstofftransport eine wichtige Rolle spielt. Die Wirkungen von Wasser- und Landverbräuche sind stärker lokalisiert, weshalb die Analyse zum Energie-Wasser-Land-Nexus mit einem Energiemodell für Deutschland durchgeführt wurde. Um mögliche durch die Energiewende entstehende Engpässe bei der Verfügbarkeit kritischer mineralischer Rohstoffe zu untersuchen, wurden Klimaschutzenszenarien für Deutschland, Europa und die Welt kombiniert.

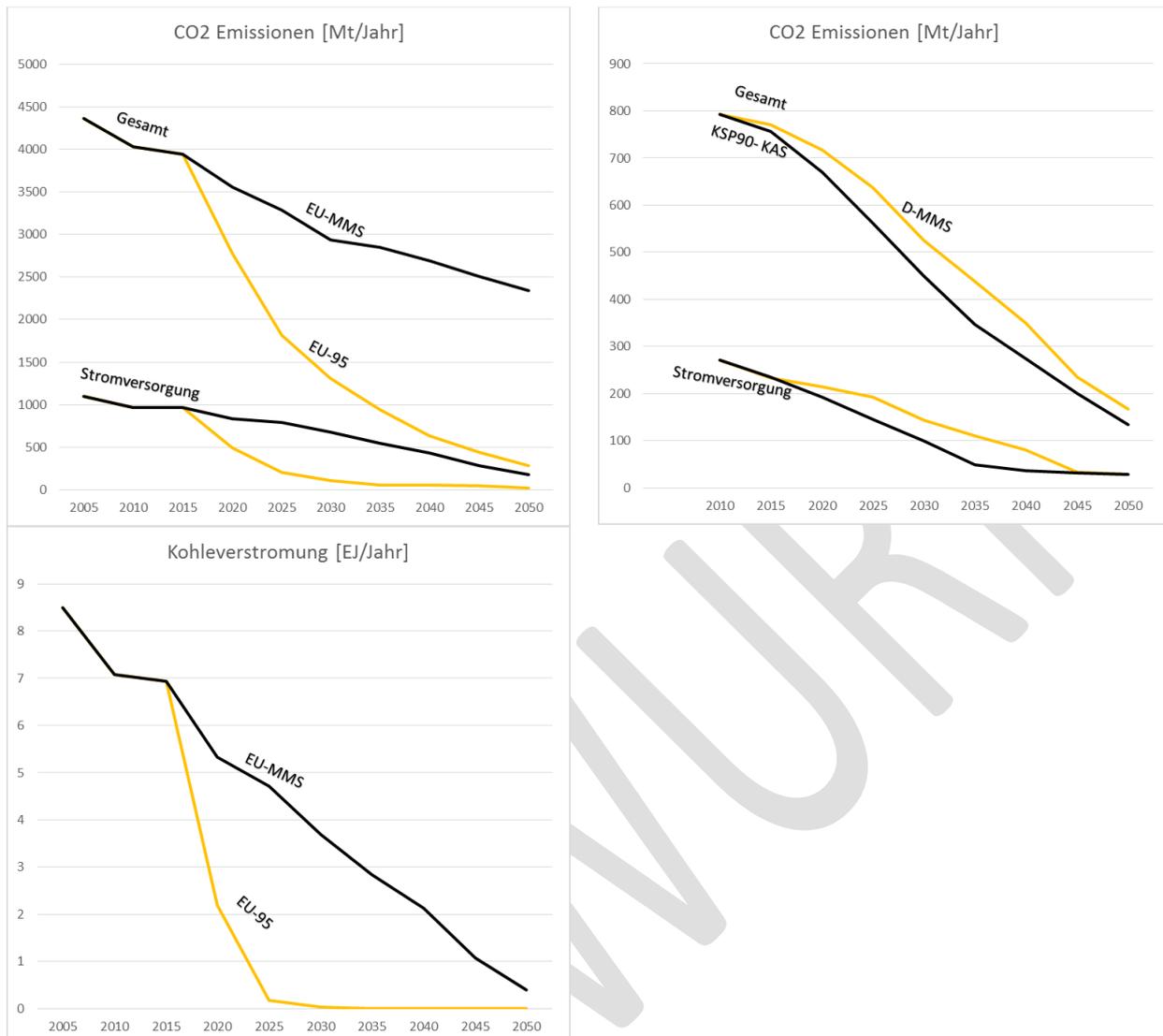


Abbildung 30: Entwicklung der sektor-übergreifenden CO₂ Emissionen und Kohleverstromung in Europa in den hier betrachteten Fokus-Szenarien "EU_MMS" und "EU95" und CO₂ Emissionen in Deutschland für die Szenarien "D_MMS" und "KSP90-KAS"

Luftverschmutzung

Stand der Arbeiten: Um Gesundheitseffekte der Luftverschmutzung bewerten zu können muss die gesamte Wirkungskette abgebildet werden. Hierfür wurden die vorhandenen Modelle weiterentwickelt, harmonisiert und gekoppelt. Erste Szenarien, welche sich in der Klimaschutzanstrengung unterscheiden, wurden berechnet. Die Ergebnisse umfassen sektorspezifisch, räumlich und zeitlich aufgelöste Emissionsergebnisse sowie sich daraus ergebende Schadstoffkonzentrationen. Räumlich hoch aufgelösten Daten zur Bevölkerungsentwicklung, demografischem Wandel und Urbanisierung wurden integriert. Das Endergebnis sind räumlich aufgelöste Gesundheitsschäden in Form von vorzeitigen Todesfällen sowie damit verbundene Kosten. Die zukünftigen Arbeiten beschäftigen sich mit der Integration des auf das europäische Energiesystem spezialisierte Modell TIMES-PANEU um die bisherigen Ergebnisse abzugleichen und Unterschiede herauszuarbeiten. Außerdem wird das bisher verwendete vereinfachte Atmosphärenmodell durch das höher aufgelöste Modell WRF-CHEM komplementiert. Dies ermöglicht räumlich höher aufgelöste Aussagen über die Auswirkungen einer Transformation des Energiesystems auf die Luftverschmutzung. Im weiteren Verlauf der Untersuchungen sollen auch detaillierte Unsicherheitsanalysen vorgenommen werden.

Hintergrund

Schätzungen gehen von weltweit 9 Millionen vorzeitigen Todesfällen durch Umweltverschmutzung aus, 16% von allen vermeidbaren Todesursachen (Landrigan *et al* 2017). Der Haupttreiber hierfür sind mit Abstand die Gesundheitsschäden



durch Luftverschmutzung mit über 260.000 Todesfällen⁶³ in der EU. Deutschland wiederum trägt eine Hauptlast mit einem Anteil von fast 40.000 vorzeitiger Todesfälle (European Environment Agency 2017). Verbrennungsprozesse bei der Energienutzung für Industrie, Transport, Energieversorgung und Gebäude sind die wichtigste menschengemachte Quelle mit fast 100% Anteil an den Luftschadstoffen SO₂ und NO_x, die Stromerzeugung hat hierbei mit einem Drittel einen besonders großen Anteil (International Energy Agency 2016). Ziel dieses Kapitels ist es deshalb die Gesundheitsauswirkungen der Luftverschmutzung für Europa und Deutschland sowie perspektivisch die damit verbundenen gesellschaftlichen Kosten zu analysieren. Die Berechnung verschiedener Szenarien des Umbaus des Energiesystems erlauben Aussagen über die Synergien von Klimawandelanstrengungen und der Verbesserung der Luftreinhaltung.

Methodik

Um Energiewendepfade hinsichtlich der Auswirkungen auf die Luftqualität bewerten zu können, werden in ENavi bestehende Modelle und Analysen weiterentwickelt und Forschungslücken geschlossen. Ein modularer Ansatz ermöglicht fundierte Aussagen und wird im weiteren Verlauf des Projektes auch systematische Unsicherheitsanalysen ermöglichen. So lassen sich die Emissionstreiber, das Atmosphärenmodell und die Gesundheitsbewertung unabhängig voneinander koppeln und Vielfalt in den Ergebnissen interpretieren. Belastbare Aussagen bedürfen der Modellierung der gesamten Wirkungskette, von den Schadstoffemissionen und deren Treibern, bis zur Gesundheitswirkung auf den Menschen und deren Gesellschaftskosten. Hierfür ist die Kopplung komplexer Modelle aus verschiedenen Forschungsdisziplinen nötig, welche im Appendix näher erklärt werden.

Ergebnisse

Die hier dargestellten Ergebnisse beruhen auf an vielen Stellen harmonisierten und verifizierten Daten und Modellansätzen. So werden die Emissionen länder- und sektorspezifisch harmonisiert. Des Weiteren findet eine Harmonisierung der Feinstaubkonzentrationen räumlich hoch aufgelöst an Messdaten statt. **Dennoch sind die Ergebnisse mit großen Unsicherheiten behaftet und sollten noch als vorläufig betrachtet werden.**

Abbildung 31 zeigt die Entwicklung am Beispiel der beiden relevantesten Luftschadstoffemissionen NO_x und SO₂. Die Modellergebnisse bestätigen den Minderungspfad der letzten Jahre, der durch die Kombination von Klimaschutzpolitik und zunehmend strengeren, anlagenspezifischen Grenzwerten für Luftschadstoffe bestimmt ist. Diese Minderungsrate wird im ambitionierten Szenario EU95 weiter forciert und schwächt sich erst in 2025 ab. NO_x wird von 2015 bis 2030 auf fast 10% der heutigen Emissionen gesenkt. Das Basisszenario EU-MMS zeichnet sich auch durch eine kontinuierliche aber abgeschwächte Minderungsrate aus, jedoch nähern sich die Emissionslevels bis 2050 wieder an.

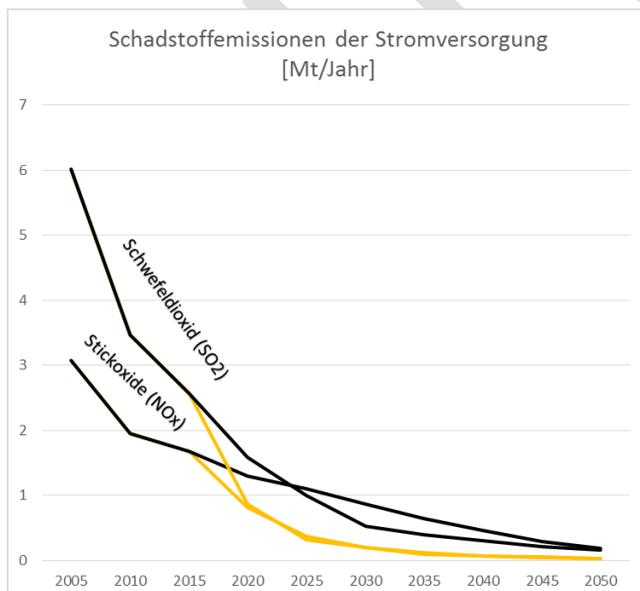


Abbildung 31: Entwicklung der durch die Stromversorgung verursachten Schwefeldioxid und Stickoxid Emissionen in Europa

⁶³ Durch Feinstaub und Ozon



Abbildung 32 zeigt die Feinstaubkonzentrationen und dadurch verursachte vorzeitige Todesfälle im Basisjahr 2015 sowie in 2030. Es wird deutlich, dass der EU Grenzwert von $25 \mu\text{g}/\text{m}^3$ jährlich durchschnittliche Feinstaubkonzentration eingeführt durch die Direktive 2008/50/EU in weiten Teilen Europas und Deutschland in 2015 überschritten wird. Ab 2015 gilt speziell für Feinstaub PM_{2.5} ein strengerer Grenzwert von $20 \mu\text{g}/\text{m}^3$ jährlich durchschnittliche Konzentration, bzw. $18 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ab 2020⁶⁴. Die starke Senkung der Emissionen spiegelt sich auch in den sich einstellenden Konzentrationen wieder. Besonders Westeuropa erreicht vielerorts eine Unterschreitung der strengeren WHO Vorgabe von $10 \mu\text{g}/\text{m}^3$, aber auch Deutschland senkt die Feinstaubemissionen beträchtlich. Länder mit im Basisjahr sehr hohen Konzentrationen wie Polen, Bosnien-Herzegowina und Mazedonien überschreiten die Vorgabe auch in beiden Szenarien in 2030.

Die starke Konzentrationsminderung an Feinstaub spiegelt sich in einer beträchtlichen Minderung der dadurch entstehenden Gesundheitsschäden wieder. Durch die verstärkte Klimapolitik unterschreiten Westeuropa, Skandinavien aber auch weite Teile des Balkans den Schwellwert von $5.8 \mu\text{g}/\text{m}^3$, unterhalb welcher auf Basis epidemiologischen Studien

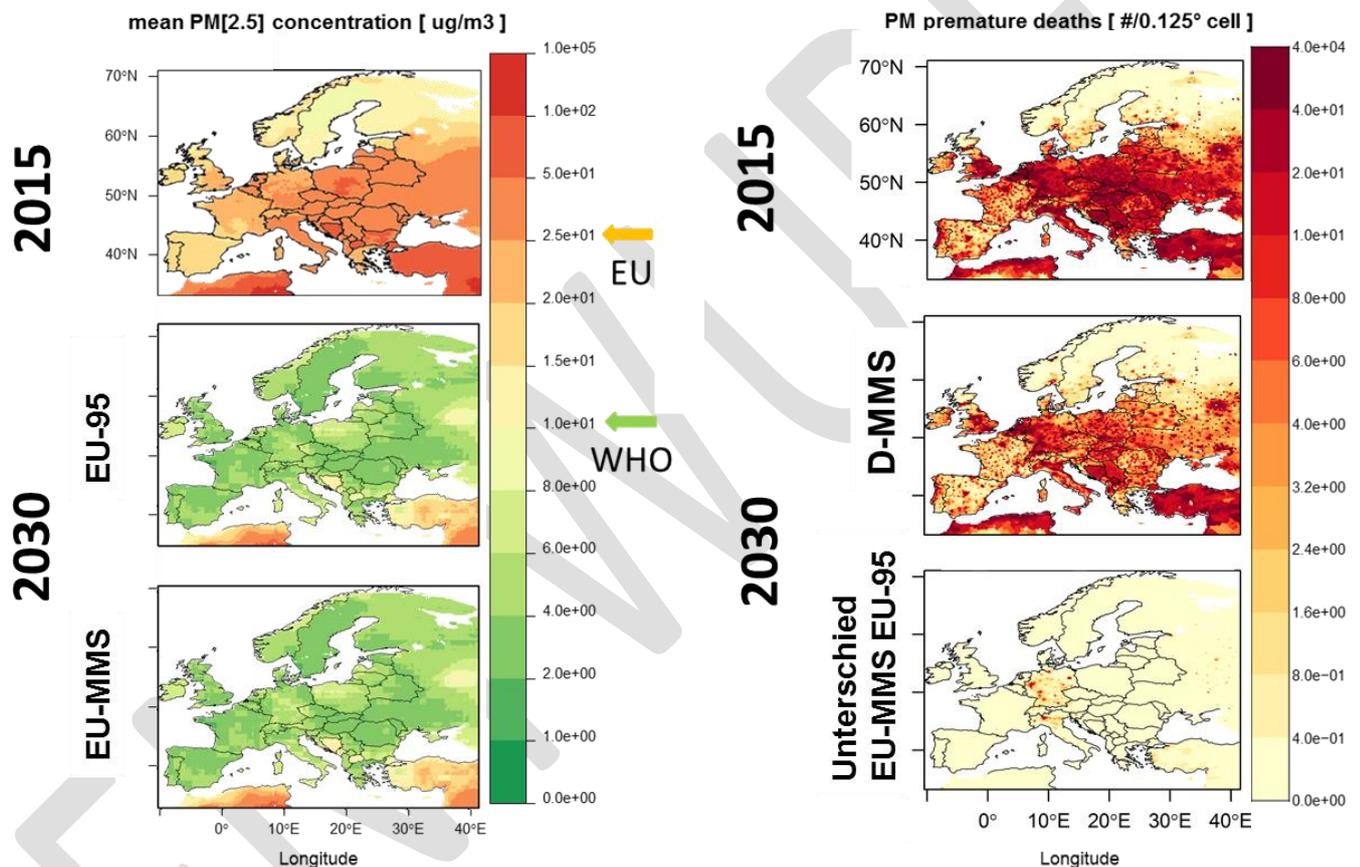


Abbildung 32: Feinstaubkonzentrationen und dadurch verursachte vorzeitige Todesfälle im Jahr 2015 und den beiden Fokus-Szenarien

keine signifikanten Wirkungen nachweisbar sind. Trotz einer beträchtlichen Minderung haben Deutschland, Italien und Polen auch in 2030 noch Gesundheitsschäden durch Feinstaub zu verzeichnen. Abbildung 33 zeigt die Entwicklung der vorzeitigen Todesfälle in Europa und Deutschland als Differenz zwischen den Fokusszenarien. Beide mindern die Gesundheitsschäden sowohl in Europa wie auch Deutschland beträchtlich. Für Deutschland kann eine Minderung auf ca. 16 bzw. 13.5% des heutigen Niveaus erreicht werden, für Europa sogar auf 12 bzw. 10%. Die Differenz zwischen den beiden Szenarien beläuft sich für Europa auf ca. 3000 vorzeitige Todesfälle. Bei Anwendung der durch die OECD empfohlenen Methode zur Übersetzung in Kosten entspricht das etwa 12 Mrd € Gesundheitsschäden (OECD 2012). Durch die hohe Bevölkerungsdichte und zentrale Lage trägt Deutschland besonders mittelfristig hiervon einen beträchtlichen

⁶⁴ Dreijähriger Durchschnitt, Direktive 2008/50/EC



Anteil mit 1800 zusätzlichen Todesfällen in 2030, was durch die überdurchschnittliche Wirtschaftsleistung Gesundheitschäden von ca. 10 Mrd. € entspricht.

Implikationen und Ausblick

- Wir sind in der Lage die gesamte Wirkungskette der Luftverschmutzung auf die Gesundheit darzustellen.

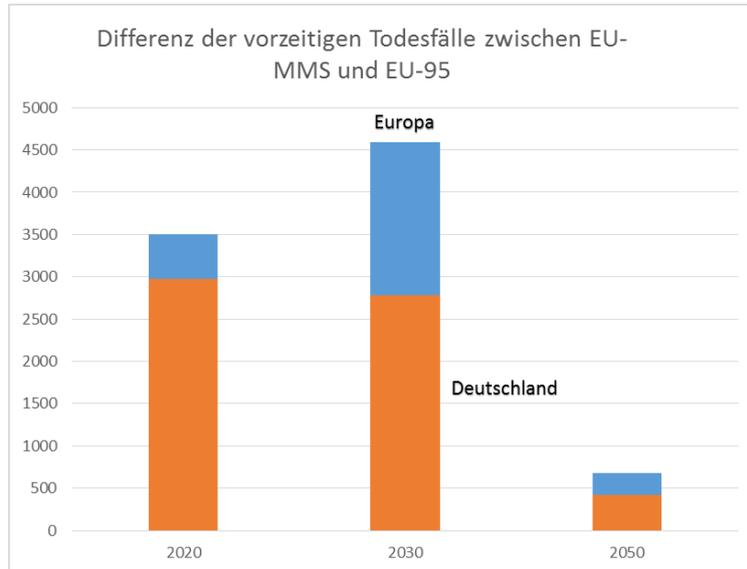


Abbildung 33: Differenz der vorzeitigen Todesfälle zwischen EU_MMS und EU95 in Europa und Deutschland

- Das Energiesystem ist verantwortlich für hohe Gesundheitsschäden in Deutschland und Europa.

Zeitnahe Klimaschutzanstrengungen können einen wichtigen Beitrag zur Verbesserung der Luftqualität und zur Einsparung von hervorgerufenen Folgekosten liefern.



Energie-Wasser-Land Nexus

Stand der Arbeiten: Das Analyse Tool NEXSim wurde erstellt um zukünftigen Wasser- und Landnutzungen abzuschätzen und mögliche Konflikte oder Synergien im Energie-Wasser-Land Nexus aufzuzeigen. Ausgewählte Szenarien aus dem Energiesystemkapitel wurden mit NEXSim ausgewertet. Das Tool zeigt z. B., dass circa die Hälfte der deutschen Wassernutzung von fossilen und nuklearen Kraftwerken und dem Kohleabbau abhängt und somit der Wasserverbrauch stark mit CO₂-Emissionsminderungsanstrengungen in der Energiewirtschaft korreliert. Mögliche Konflikte könnte es bei der Flächennutzung geben, da einerseits der Anbau von Energiepflanzen sehr flächenintensiv ist, andererseits aber auch die Siedlungs- und Verkehrsfläche stetig zunimmt. Bei den erneuerbaren Energien sollte die synergetische Flächendoppelnutzung (Biomasse + Windkraft) angestrebt werden. Da der Biomasseanbau den größten Flächennutzer darstellt, soll die Option eines Mehrgewinns an Flächenproduktivität durch Bewässerung in weiteren Arbeiten untersucht und mit den Investitionen des Infrastrukturaufbaus für Bewässerung verglichen werden. Des Weiteren soll untersucht werden, inwiefern tiefgreifende Emissionsminderungen auch mit eingeschränkter Biomassenutzung erreicht werden können. Zusätzlich sollen in TIMES die N₂O-Emissionen des Agrarsektors disaggregiert und dem Biomasseanbau je nach Pflanzentyp zugeordnet werden. Mit einer Kopplung zwischen TIMES-PanEU und MAgPIE soll die Rolle der Bioenergienutzung in Deutschland weiter untersucht werden. Abschließend soll NEXSim noch so erweitert werden, dass Analysen im europäischen Raum durchgeführt werden können.

Hintergrund

In Deutschland steigt die Flächenkonkurrenz stetig an. Die Siedlungs- und Verkehrsflächen sind in den letzten Jahren trotz stagnierender Bevölkerungszahl um 66 ha pro Tag gewachsen (entspricht 92 Fußballfeldern). Gleichzeitig sollen nun neue Flächen für Erneuerbare Energien bereitgestellt werden. Zum Beispiel geben verschiedenen Studien eine nachhaltig verfügbare Landwirtschaftsfläche für Energiepflanzen von 2,7-6,7 Mio. ha bis 2050 an. Außerdem sollen Flächen für Freiflächen Photovoltaik und Windparks ausgewiesen werden. Um die bisherige Landwirtschaftsfläche zu reduzieren, könnte man die Flächenproduktivität steigern, indem man mit Bewässerungsstrategien Ertragssteigerung für Energiepflanzen oder Nahrungsmittel erzielt. Nur für die ideale Bewässerung aller Energiepflanzen würde der Wasserverbrauch um bis zu 10 Milliarden m³ bis 2050 ansteigen (entspricht einer möglichen Zunahme von 40 % der aktuellen Wasserentnahme). Diesem möglichen zusätzlichen Wasserbedarf steht einem potentiellen Rückgang des Kühlwasserbedarfs für thermische Kern- und Kohlekraftwerke gegenüber. Vor diesem Hintergrund untersuchen wir in diesem Abschnitt die Wechselwirkungen zwischen Energiewende, Wasser- und Landverbrauch in einem im Rahmen von ENavi neu entwickelten, integrierten Modellansatz.

Methodik

Die Nexus Faktoren zur Berechnung des Land- und Wasserverbrauchs werden recherchiert, aggregiert und in dem neu entwickelten Berechnungstool NEXSim, das mit den Ergebnissen des Energiesystemmodell TIMES gekoppelt werden kann zusammengefasst (UBA 2017; Schaffitzel 2018; März 2014, Macknick et al. 2011, Henne 2017). Die Flächenverbräuche/Erträge der Energiepflanzen werden dafür mit MAgPIE (partielles Gleichgewichtsmodell des Agrarsektors) auf nationaler Ebene generiert (Lotze-Campen et al. 2014; Popp et al. 2017). NEXSim wird mit aktuellen Statistikwerten der Wasser- und Landnutzungen validiert und für folgende Energie-Szenarien angewendet:

- D_MMS („Schwacher Klimaschutz“ in Europa und Deutschland)
- VA-KSP90-KAS (EU: Voreiterallianz, Deutschland: Klimaschutzplan + schneller Kohleausstieg)

Hierbei wird untersucht inwieweit ein deutscher Alleingang mit ordnungsrechtlichem Kohleausstieg einen Zusatznutzen für die Umwelt darstellt im Vergleich zu dem Basisszenario. Eine umfassende Methodik-Beschreibung zur Nexus Analyse ist im Appendix aufzufinden.

Ergebnisse Flächennutzung des Stromsektors

Um die zukünftige Flächennutzungsänderung bewerten zu können, muss zuerst der Ist-Zustand betrachtet werden. Nach der Flächenstatistik (Statistisches Bundesamt 2015) werden die rund 35,7 Millionen Hektar Gesamtfläche wie folgt genutzt (Abbildung 34, linke Graphik):

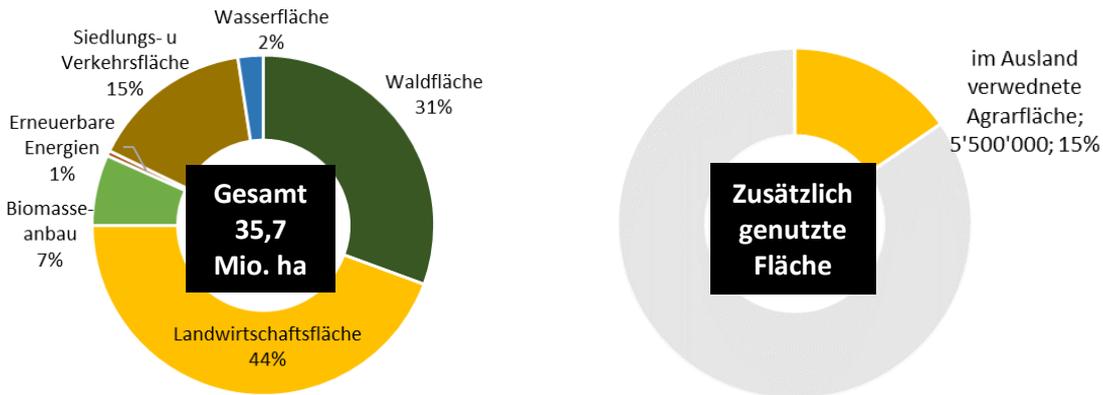


Abbildung 34: Flächennutzung in Deutschland und zusätzlich im Ausland genutzte Landwirtschaftsfläche

Wenn man die im Nettosaldo importierte Menge an Nahrungsmitteln mitberücksichtigt, wird ersichtlich, dass Deutschland durch seinen Nahrungsmittelkonsum noch Flächen im Ausland mitbenutzt (rechte Graphik, Abbildung 34).

Das Energiesystem hatte 2015 einen gesamten Flächenverbrauch von 2,6 Mha, (8 % der gesamten Fläche), wovon 42 % auf den Stromsektor entfallen.

Der größte Flächenverbraucher im Stromsektor ist aktuell die Verstromung von Biogas mit den dafür angebauten Silomaisflächen dar. Die Biogasverstromung ist ohne Subventionierung nicht wettbewerbsfähig und wird daher in kostenoptimierenden Modellen deutlich reduziert. Entsprechend verringert sich der Flächenbedarf für die Stromerzeugung selbst im beschleunigten Ausstiegsszenario. Unter den zunehmend stringenten Emissionsminderungszielen könnte das Biomassepotential zukünftig in anderen Sektoren eingesetzt werden, was den Gesamtflächenverbrauch des Energiesystems deutlich erhöht (Abbildung 35):



Abbildung 35: Flächenverbrauch des Stromsektors (links) und des gesamten Energiesystems (rechts)



Hierbei ist zu beachten, dass die Windparkfläche könnte durch eine synergetische Doppelnutzung stark reduziert werden, wenn man den gleichzeitigen Anbau von nachwachsende Rohstoffe oder Nahrungs-/Futtermittel auf den Abstandsflächen realisieren würde. Die Fundamentflächen betragen nur ca. 1 % der gesamten Windparkfläche. Durch den vorzeitigen Kohleaussieg könnten rund 14 000 ha (20 000 Fußballfelder) irreversible geschädigte Fläche eingespart werden. Die oft umstrittene Fläche für Pumpspeicherseen ist dagegen vergleichsweise klein (980 ha = 1 380 Fußballfelder).

Ergebnisse Wassernutzung des Stromsektors

Die Wassernutzung in Deutschland ist laut Umweltnutzungs- und Wirtschaftsstatistik vor allem durch den Einsatz von Kühlwasser in Wärmekraftwerken dominiert (Statistisches Bundesamt 2015, Abbildung 36):

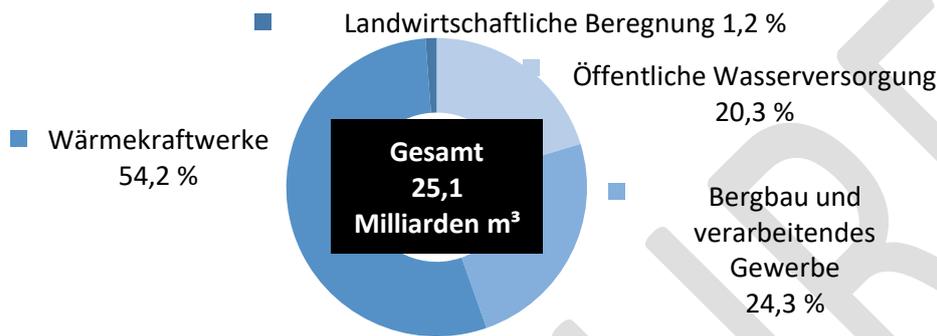


Abbildung 36: Wassernutzung in Deutschland

In beiden untersuchten Szenarien nimmt die Stromerzeugung aus fossilen Wärmekraftwerken sukzessive ab, wodurch auch die Wasserentnahme des Stromsektors stark abnimmt (Abbildung 37):

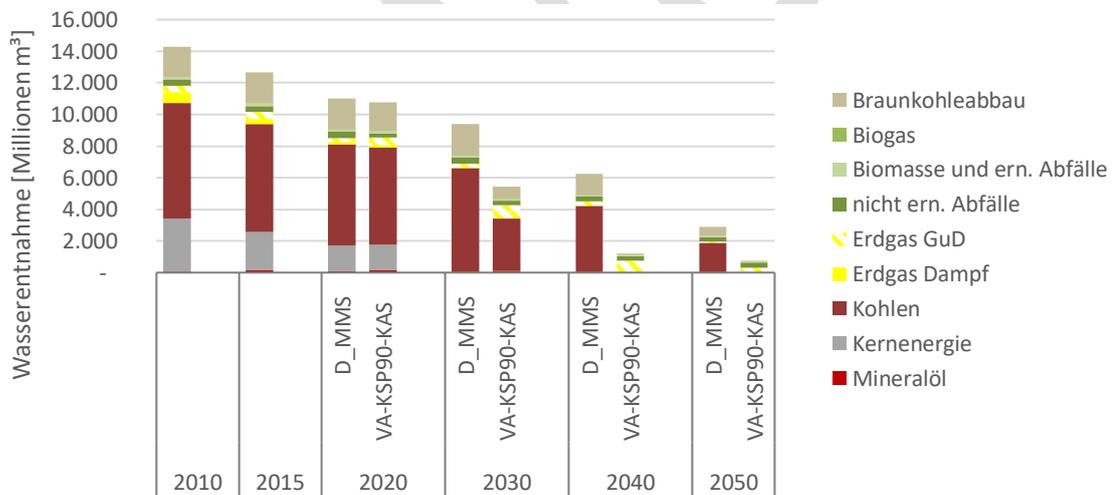


Abbildung 37: Wasserentnahme des Stromsektors

Die Wasserentnahme des Stromsektors nimmt um 81 % im Basisszenario und 93 % im Kohleausstiegsszenario ab. Hierbei wurde angenommen, dass es keine steigende Bewässerung der Energiepflanzen geben wird. Eine zusätzliche Bewässerung der Energiepflanzen zur Flächenproduktivitätssteigerung wäre aus Sicht der verfügbaren Wassermenge möglich. Allerdings sollte neben der Wasserbedarfsprojektion eine wirtschaftliche Analyse der Investitionen des Infrastrukturaufbaus für die Bereitstellung des Bewässerungswassers mit dem Wert der dadurch gewonnenen Fläche in zukünftigen Arbeiten verglichen werden.

Implikationen und Ausblick

- Eine synergetische Doppelnutzung der Fläche (Windparks + Biomasse- oder Nahrungsmittelanbau) sollte angestrebt werden.
- Der Mehrertrag an Flächenproduktivität durch Bewässerung soll in weiteren Arbeiten mit den Investitionen des Infrastrukturaufbaus für Bewässerung verglichen werden.



- Im weiteren Verlauf soll untersucht werden, inwiefern tiefgreifende Emissionsminderungen auch mit begrenzter Bioenergienutzung erreicht werden können, um die damit einhergehenden negativen Nebenwirkungen für Naturschutz und Nahrungsmittelproduktion zu mindern.

Der Flächenverbrauch für den Biomasseanbau soll durch eine Anwendung flexibler räumlicher Auflösung in MAGPIE mit TIMES auf Europäischen/Nationalen Ebene untersucht werden. Zusätzlich sollen in TIMES die Lachgasemissionen (Treibhausgas) des Biomasseanbaus je nach Pflanzentyp implementiert werden.

Verbrauch mineralischer Ressourcen

Stand der Arbeiten: Im Mittelpunkt steht die Frage, welche Bedeutung der durch die Energiewende verursachte Nachfrageschub nach seltenen mineralischen Rohstoffen im europäischen und globalen Kontext hat. Besonderer Fokus liegt hierbei zunächst auf der Abschätzung des zukünftigen Ressourcenbedarfs von Wind und Photovoltaiktechnologien (gemäß Kapitel 3b) und den daraus ableitbaren systemischen Risiken. Zudem wird ein detaillierter Ausblick auf zukünftige Forschungsvorhaben wie der Einbezug weiterer, die Rohstoffe nutzender Sektoren gegeben. Im weiteren Vorgehen dient die Identifikation zusätzlicher relevanter Materialien als Grundlage für detaillierte Analysen mittels des physischen Input-Output-Modells Carbon-PIOT. Durch die Berechnung von sektoral und regional aufgelösten Handelsströmen können lebenszyklusbasierte Erkenntnisse gewonnen werden. Diese umfassen beispielsweise die Berechnung von Umweltindikatoren wie das globale Erwärmungspotenzial, Versauerung, Eutrophierung, Toxizität und erlauben den Vergleich ökologischer Auswirkungen verschiedener Transformationspfade des Energiesystems.

Hintergrund

Die Europäische Kommission identifiziert in ihrer dritten Liste von kritischen Rohmaterialien 27 Rohstoffgruppen als kritisch für die europäische Wirtschaft (Europäische Kommission, 2017). Auch der zunehmende Ausbau erneuerbarer Energien zur Dekarbonisierung des Energiesystems führt neben der reinen Erhöhung der Menge an benötigtem Rohstoff je erzeugter Einheit Elektrizität zu einem vermehrten Bedarf an Spezialmaterialien (wie z.B. die von der EU als kritisch identifizierten seltenen Erden). In der letzten Zeit wurden daher vermehrt Studien zur energiesektorspezifischen Bewertung von kritischen Materialien durchgeführt. So identifizieren Viebahn et. al. (2015) und Marscheider-Weidemann et al. (2016) Dünnschichtsolarzellen, Windkraftanlagen und Batteriespeichertechnologien mit permanent-erregten Magneten als „kritische Technologien“. Für Entscheidungsträger ist es daher unerlässlich zu verstehen, wie sich die Entwicklung des Energiesystems und die globale Nachfrage nach kritischen Materialien wechselseitig bedingen und wie potenzielle Abhängigkeiten zu bewerten sind. Task 7.4 hat daher das Ziel, systemische Implikationen einer erhöhten Nachfrage nach kritischen Materialien durch neue Technologien zu analysieren, die bei der Transformation des Energiesystems auftreten können.

Im Folgenden wird der Einfluss verschiedener politischer Ziele und technologischer Entwicklungen auf den Materialbedarf des deutschen Energiesystems untersucht. Dieser wird in Relation zum europäischen und weltweiten Bedarf sowie zu den verfügbaren Reserven gesetzt. Diese ersten Ergebnisse erlauben eine Analyse der systemischen Risiken durch einen beschleunigten Kohleausstieg (EU95) gegenüber dem Klimaschutzplan der Bundesregierung (D_MMS).

Methodik

Um Materialbedarfe verschiedener Ausbaupfade des deutschen Energiesystems zu bewerten, werden Ergebnisse von Szenariorechnungen aus den Modellen REMIND und TIMES für den Ausbau erneuerbarer Energien auf eine detailliertere technologische Ebene heruntergebrochen. Hierzu wird zunächst ein großer Umfang an Literatur zur Quantifizierung spezifischer Materialbedarfe herangezogen. Um den Einfluss möglicher Entwicklungen innerhalb einer Technologieklasse auf den Ressourcenbedarf zu analysieren, werden Sub-Technologieszenarien aus der Literatur abgeleitet. Jährliche Materialbedarfe werden anhand der Modellergebnisse, verschiedener Technologie-Entwicklungen sowie weitere Experteneinschätzungen (siehe Anhang Abbildung 50) quantifiziert und zur Veranschaulichung über die Ausbauperiode 2010-2050 aggregiert. Hierdurch werden Aussagen über Materialbedarfe verschiedener Transformationspfade innerhalb der Energiewende in Deutschland im Verhältnis zur europäischen und globalen Transformation möglich.

Ergebnisse: Einblicke in EU_MMS und EU95 Szenarien

Die Bewertung von Materialbedarfen der deutschen Energiewende muss alle Ebenen von globalen Transformationspfaden und Ressourcenmärkten bis hin zu spezifischen Materialbedarfen konkreter Technologien abbilden, um zukünftige



Risiken für und durch die Energiewende abschätzen zu können. Für diese erste Analyse in Task 7.4 bietet das KRESSE Projekt (Wuppertal Institut, 2014) die Grundlage für verschiedene Marktanteile der einzelnen Technologien (bspw. CIGS-Zellen) und die entsprechenden zukünftigen Bedarfe (siehe Einzelheiten in Anhang Abbildung 49). Zur Ermittlung der kumulierten Materialbedarfe bis 2050 in Deutschland, der EU und global, wurden Transformationspfade für ein mit Maßnahmen (MMS) und ein EU95 Szenario verwendet (siehe Anhang Abbildung 49).

Abbildung 38 zeigt den Unterschied der Materialbedarfe der Transformation des Energiesystems zwischen den Szenarien beispielhaft anhand der beiden von der Europäischen Kommission (2017) als kritisch eingestuft Elemente Indium (für PV Anlagen) und Neodym (für Windkraftanlagen). Für beide Szenarien wurde eine Marktentwicklung hin zu „kritischen Technologien“ angenommen, um für Deutschland eine Worst-Case Einschätzung zu erhalten. Es ist zu erkennen, dass die Materialbedarfe beim EU95-Szenario in allen Regionen größer sind, was durch einen erhöhten Ausbau erneuerbarer Energien hervorgerufen wird. Während der zusätzliche Bedarf an Neodym durch eine ambitioniertere Klimaschutzpolitik gering ausfällt (DL: +8%, EU:+5%, Global:+19%), ist dieser bei Indium beträchtlich höher (DL:+80%, EU:+34%, Global: +12%).

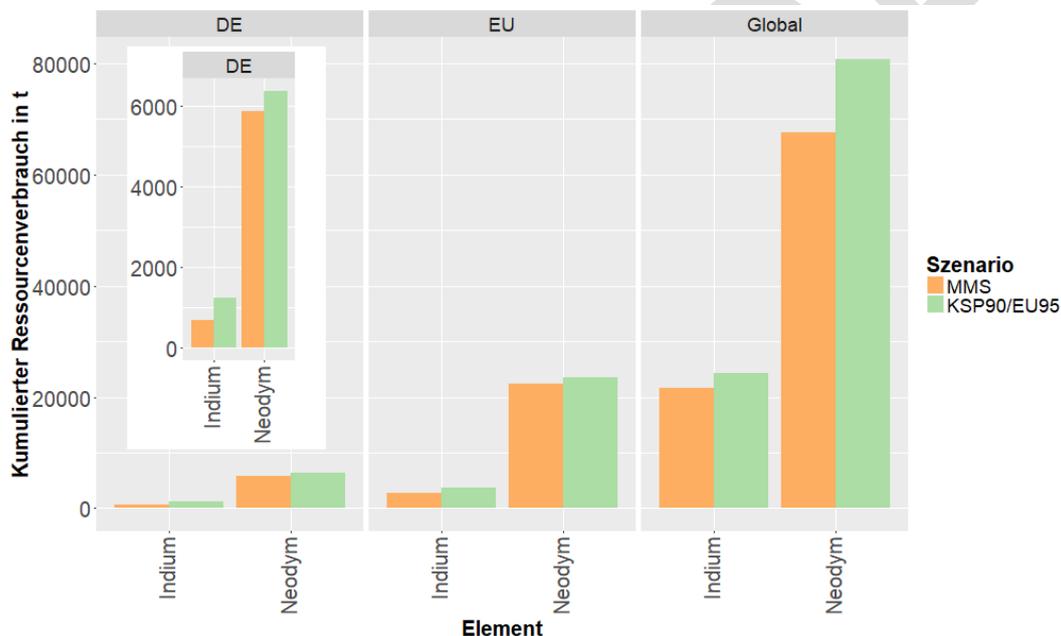


Abbildung 38: Vergleich der Materialbedarfe zwischen den Szenarien MMS und KSP90-EU95, beispielhaft anhand der beiden Elemente Indium (für PV) und Neodym (für Windkraftanlagen)

Anmerkung: Die vergrößerte Darstellung deutscher Ressourcenbedarfe dient der Einordnung der Unterschiede zwischen beiden Szenarien. Für die Marktanteile wurde angenommen, dass es einen technologischen Wandel hin zu „kritischen Technologien“ gibt.

In dieser ersten Abschätzung werden zusätzliche Ressourcenbedarfe durch einen ambitionierten Kohleausstieg als unkritisch bewertet, weil die Nachfrage Deutschlands an der globalen Nachfrage einen sehr kleinen Anteil ausmacht (siehe Tabelle 13). Die angenommene Marktentwicklung ist durch einen starken Anstieg an Dünnschichttechnologien gekennzeichnet. Auf Grundlage einer Analyse der Marktentwicklung von PV-Technologien des (Fraunhofer ISE, 2018) kann jedoch konstatiert werden, dass der zukünftige Ausbau nicht von der Dünnschichttechnologie getrieben wird.



In Tabelle 13 werden die in Deutschland eingesetzten Materialien in dem Szenario EU95 in Relation zu dem Materialbedarf in Europa und global gesetzt. Während sich der Anteil der Bevölkerung in Deutschland im Verhältnis zur europäischen Bevölkerung auf ca. 11,2% beläuft, werden für alle untersuchten Subszenerarien mindestens 27,1% eines kritischen Materials benötigt. Besonders hohe Materialbedarfe treten hierbei für die PV-Dünnschichtmodule auf. Im globalen Vergleich fallen die Unterschiede zur anteiligen Bevölkerung (ca. 1,1%) insbesondere für die in Permanentmagneten benötigten Materialien deutlich höher aus. Interessant ist, dass sich der deutsche Anteil am globalen Bedarf an seltenen Erden bei technologischem Wandel verringert. Dies ist darauf zurückzuführen, dass der Windkraftzubau in Deutschland bereits weit vorangeschritten ist, so dass sich zukünftige Technologien stärker auf globale Materialbedarfe auswirken.

Tabelle 13: Anteil des kumulierten Ressourcenbedarfs in Deutschland in dem Szenario EU95

Vergleichsbereich	Subtechnologieszenerarien	Gallium	Indium	Selen	Dysprosium	Neodym	Praseodym
1 Deutschland in Relation zum Rest Europas	Kontinuität	30.14%	29.58%	29.65%	27.40%	27.51%	27.41%
	Technologischer Wandel	32.81%	32.78%	32.80%	27.07%	27.10%	27.08%
2 Deutschland in Relation zur Welt	Kontinuität	5.54%	5.75%	5.47%	9.15%	9.21%	9.21%
	Technologischer Wandel	5.05%	5.07%	5.05%	7.93%	7.89%	7.96%
Deutschland (Min) in Relation zu Reserven	Kontinuität	0.00%	0.04%	0.03%	0.01%	0.01%	0.01%
	Technologischer Wandel	0.01%	0.46%	0.39%	0.10%	0.05%	0.07%
3 Deutschland (Med) in Relation zu Reserven	Kontinuität	0.00%	0.06%	0.14%	0.02%	0.01%	0.01%
	Technologischer Wandel	0.04%	0.86%	1.97%	0.15%	0.08%	0.07%
Deutschland (Max) in Relation zu Reserven	Kontinuität	0.03%	0.16%	0.31%	0.03%	0.01%	0.01%
	Technologischer Wandel	0.49%	2.19%	4.39%	0.22%	0.09%	0.08%

Anmerkung: In Relation zu Europa und der Welt sowie zu den globalen Reserven für den minimalen (Min), den maximalen (Max) und den aus allen verfügbaren Werten gebildeten Median (Med) zum spezifischen Materialbedarf für Energieerzeugungstechnologien. Die Farbkodierung basiert auf den Werten für die drei Bereiche der Zellen (linke Spalte).

Die hier dargestellten Ergebnisse beruhen auf an vielen Stellen harmonisierten und verifizierten Daten und Modellsätzen. Durch die sehr breite Datenbasis für spezifische Materialbedarfe wird die Unsicherheit für zukünftige Materialbedarfe abgedeckt (siehe Anhang Abbildung 51). Diese Unsicherheit ist beispielsweise für das in PV-Dünnschichtzellen eingesetzte Material Selen unter Berücksichtigung des Technologiesubszenerarios „technologischer Wandel“ erkennbar, bei welchem sich der Anteil an den globalen Reserven zwischen dem minimalen und maximalen Wert zum spezifischen Materialbedarf mehr als verfacht und somit zu deutlich unterschiedlichen Anteilen führt. Zudem sind die Ergebnisse insbesondere durch Unsicherheiten bezüglich zukünftiger Marktanteile verschiedener Technologien behaftet (vergleiche Anhang Abbildung 50).

Deutschland als Importeur abiotischer Rohstoffe

Die Lieferketten von Neodym und Indium sind Beispiele für unsichere Versorgungsketten, da die Förderung größtenteils durch ein einziges Land (China) erfolgt. Die zwei deutschen Hersteller von Permanentmagneten (Vaccuumschmelze GmbH & Co. KG und MS Schamberg GmbH & Co. KG) befinden sich im starken Wettbewerb mit chinesischen Produzenten, verursacht durch hohe Metallpreise und Importsteuern. In diesem Fall treten mikroökonomische Konflikte hinsichtlich der Produktionsmöglichkeiten auf. Die Beschaffung der Metalle für die Eigenproduktion steht einem direkten Import der in China produzierten Halbzeuge gegenüber. Derzeit halten die deutschen Hersteller ihre strategischen Entscheidungen geheim und handeln individuell. Diese strategischen Entscheidungen müssen mit Vorsicht betrachtet werden, andernfalls kann die deutsche Wirtschaft negativ beeinflusst werden und es kann zu makroökonomischen Konflikten kommen.

Obwohl eine mögliche Überschreitung der globalen Reservenbasis voraussichtlich nicht zu einer mangelnden Verfügbarkeit eines Rohstoffes führt (Frenzel, 2017), ist mit Preisanstiegen zu rechnen, welche 1) einen Anstieg der aktuell noch geringen Recyclingquoten ($Dy < 1\%$ (UNEP, 2011)) erfordern und befördern und/oder 2) die Überführung von Teilen aus der Ressourcenbasis (bisher nicht ökonomisch förderbar) bestimmter Rohstoffe in die Reservenbasis wirtschaftlich werden lassen und/oder 3) Substitutionen auf der Technologie-, Einzelkomponenten- oder Materialebene bedingen. So würde beispielsweise der Aufbau einer Recyclingwirtschaft in Deutschland die Abhängigkeit von ausländischen Lieferanten reduzieren und die Möglichkeit bieten, potenzielle Preisanstiege zu kompensieren. Durch die teilweise geringen Umweltstandards in Primärförderländern würde dies voraussichtlich auch eine Reduktion der über die Prozesskette kumulierten Umweltbelastungen für die in Deutschland eingesetzten Materialien bedeuten.



Implikationen und Ausblick

- Der Bedarf von kritischen Metallen ist stark von den Technologiepfaden innerhalb einer Technologiekategorie abhängig.
- Unter Berücksichtigung des bisherigen Analyserahmens ist bei der zunehmenden Nutzung von „kritischen Technologien“ nicht mit materialeitigen Beschränkungen der Transformation des deutschen Stromsystems zu rechnen.
- Es bedarf weiterer Analysen, die alle diese Metalle nutzenden Sektoren (z.B. Verkehrssektor) in die Abschätzung des Materialbedarfs integrieren und daraus Implikationen für das deutsche Energiesystem ableiten.

Weiteres Vorgehen

- Erarbeitung von Kritikalitätsindikatoren zum Materialbedarf in Energieszenarien, auch als Beitrag zur multikriteriellen Bewertung (Kapitel Multikriterielle Bewertung von Politikoptionen).
- Integration der Materialbedarfe des Mobilitätssektors (Haupttreiber von zukünftigen Rohstoffbedarfen nach Seltenerdmaterialien, Lithium und Kobalt) sowie weiterer Sektoren (siehe Darstellung für ein globales Energieszenario im Anhang Abbildung 47).
- Nutzung des physischen Input-Output Modells Carbon-PIOT⁶⁵ zur Berechnung von regional aufgelöste Handelsströmen und lebenszyklusbasierten Umweltindikatoren.

⁶⁵ Carbon-PIOT ist ein physisches Input-Output Modell für Deutschland. Es bildet die primären und sekundären Stoffströme sowie die Energieflüsse in 360 Sektoren und Branchen in Deutschland ab. Darüber hinaus werden der Außenhandel sowie die Assimilation von Kohlenstoff erfasst. Weiterhin bilanziert das Modell die Emissionen von acht umweltrelevanten Wirkungskategorien, u.a. Globales Erwärmungspotenzial, Versauerung, Eutrophierung und Toxizität. Für die Analyse im Task 7.4 wird dieses nationale Modell um EXIOBASE erweitert. EXIOBASE ist ein multiregionales Input-Output-Modell.



ENTWURF

Schwerpunktthema 1: Transformation des Stromsystems

Teil 3: Bewertung und Dialog



7. Multikriterielle Bewertung von Politikoptionen

Ein Beitrag von AP 11.

Autoren: Hannes Gaschnig, Rainer Quitzow, Ortwin Renn.

Einführung

In den vorangehenden Kapiteln wurden detaillierte Analysen zu den Auswirkungen unterschiedlicher Veränderungen im Energie- bzw. Strommix in Deutschland vorgestellt. Besonderer Fokus lag dabei auf alternativen Ausstiegspfaden aus der Kohleverstromung in Deutschland und den damit verbundenen politischen Weichenstellungen. Die Folgen dieser unterschiedlichen Politikoptionen wurden szenariobasiert abgeschätzt. Dabei wurden wirtschaftliche, technologische, rechtliche, ökologische und soziale bzw. verhaltenspsychologische Aspekte diskutiert. Die berücksichtigten Ausstiegsszenarien für Deutschland wurden zudem in verschiedene europäische Klimaschutzszenarien eingebettet. Dadurch konnten wichtige Wechselwirkungen zwischen den klimapolitischen Anstrengungen in Deutschland und Europa aufgezeigt werden.



Ausgewählte Kohleausstiegsoptionen werden im Rahmen von ENavi in einem zweiten Schritt mithilfe eines multikriteriellen Bewertungsansatzes wissenschaftlich bewertet. Die Ergebnisse dieser Bewertung bildet wiederum die Grundlage für eine systematische und transparente Diskussion von Handlungsoptionen mit Stakeholdern (diskursive Bewertung). Der Bewertungsansatz, der aus insgesamt zehn Bewertungskriterien besteht, schafft in diesem Zusammenhang den formalen Rahmen für einen strukturierten und ganzheitlichen Vergleich der berücksichtigten Maßnahmen. Ziel der wissenschaftlichen und diskursiven Bewertung ist dabei die Weiterentwicklung von Handlungsoptionen auf der Basis der umfangreichen Folgenabschätzung, die im Rahmen des Projektes durchgeführt wird.

Auf den folgenden Seiten werden der Hintergrund und die Kriterien des Bewertungsansatzes vorgestellt und eingeordnet. Darüber hinaus werden die weiteren Prozessschritte für die Bewertung mit ihrem jeweiligen Zwischenstand skizziert.

Stand der Arbeiten: Der Bewertungsansatz wurde im Zeitraum Oktober 2016 bis Juni 2018 entwickelt. Der Ansatz hat inzwischen ein ausreichend hohes Reifestadium erreicht, sodass mit der Anwendung im Rahmen der Schwerpunktthemen (und damit des Kohleausstiegs) begonnen werden kann. Durch die Erprobung soll der Ansatz zudem überprüft und ggfs. weiterentwickelt werden. Da die Entwicklung der Maßnahmenbündel inkl. Folgenabschätzung „work-in-progress“ ist und die wissenschaftliche Bewertung nicht auf Einzelmaßnahmen, sondern auf Maßnahmenbündel angewendet werden soll, steht deren Durchführung momentan aus. Zum gegenwärtigen Zeitpunkt werden daher ausschließlich der Bewertungsansatz (in seiner jetzigen Form) inklusive Kriterien und das geplante Bewertungsverfahren im Kontext des Kohleausstiegs vorgestellt. Bis zum Ende von Förderphase 1 sollen die Ergebnisse der multikriteriellen Bewertung zentraler Handlungsoptionen dann ergänzt werden.

Am Ende von Förderphase 1 wird das Kapitel daher wie folgt aufgebaut sein: Abschnitt 0 wird eine Einführung in den multikriteriellen Bewertungsansatz und die damit verbundenen Kriterien geben (dies sind die Inhalte, die auch in diesem Entwurf bereits enthalten sind). Abschnitt 7.2 wird das Verfahren und die Ergebnisse der multikriteriellen Bewertung von Alternativen für den Ausstieg aus der Kohle in Deutschland darstellen. In Abschnitt 7.3 werden wichtige Wechselwirkungen zwischen den Bewertungskriterien im Rahmen der Szenarien diskutiert werden. Das Kapitel wird in Abschnitt 7.4 mit einem Ausblick zu den wichtigsten Implikationen der Bewertung für die politische Entscheidungsfindung schließen und zentrale Wissenslücken und Unsicherheiten vor diesem Hintergrund identifizieren.

Da auch für die Erstellung der vorgesehenen Abschnitte 7.2 bis 7.4 bereits Fortschritte erzielt werden konnten, werden diese in der Textbox „Ausblick bzw. Stand der nachfolgenden Bewertungsschritte“ am Kapitelende erläutert.



Der Bewertungsansatz⁶⁶

Hintergrund und Einordnung

Der multikriterielle Bewertungsansatz stellt innerhalb des transdisziplinären Forschungsansatzes von ENavi die Schnittstelle zwischen der Forschung und der Diskussion mit Akteurinnen und Akteuren aus Praxis und Politik über politische Handlungsoptionen dar. Durch den Dialog zwischen Wissenschaft und Gesellschaft im Kontext dieses transdisziplinären Forschungsprozesses soll das ENavi-Projekt einen Beitrag zur Gestaltung einer nachhaltigen Energiewende-Politik leisten. Im Austausch zwischen Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftlern aus unterschiedlichen Disziplinen sowie Akteurinnen und Akteuren aus der Praxis werden Maßnahmenbündel konzipiert, die nicht nur die Erreichung der erklärten Energiewende-Ziele der Bundesregierung ermöglichen. Vielmehr werden auch andere wichtige Aspekte einer nachhaltigen Entwicklung berücksichtigt und somit in die Ausgestaltung der Politikoptionen einbezogen.

Diese unterschiedlichen Aspekte sind im Bewertungsansatz in Form von zehn Bewertungskriterien verankert. Keines der Bewertungskriterien ist für sich alleine ausreichend, um den vielfältigen Anforderungen an eine nachhaltige Energiewende-Politik gerecht zu werden. Ausgangspunkt für die Entwicklung der Kriterien waren in diesem Zusammenhang die energiepolitischen Ziele, die in einzelnen Kriterien enthalten sind. Im Rahmen des weiteren Entwicklungsprozesses wurden weitere Aspekte, die aus Sicht einer nachhaltigen Entwicklung sinnvoll erscheinen, ergänzt und Kriterien zusätzlich ausdifferenziert (siehe Grafik „Die energiepolitischen Ziele und der multikriterielle Bewertungsansatz“). Darüber hinaus soll die Konformität mit juristischen, politischen und ethischen Normen gewährleistet werden.

In ihrer Gesamtheit vermitteln die Bewertungskriterien somit ein ausgewogenes und umfassendes Bild über die Wirkungen der Energiewende-Politik. Dabei werden vor allem auch die Wechselbeziehungen und Zielkonflikte zwischen verschiedenen Bewertungskriterien sichtbar. Auf diese Weise fördert der Bewertungsansatz eine transparente Diskussion über die Implikationen unterschiedlicher Entscheidungswege. Der Bewertungsansatz erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit. Vielmehr soll er eine Dimensionen-übergreifende, vor allem aber ausgewogene Grundlage für eine Diskussion von Politikmaßnahmen zur Umsetzung der Energiewende-Politik schaffen. Zu diesem Zweck ist eine Reduzierung auf eine überschaubare Anzahl von Kriterien und Unterkriterien erforderlich. Schließlich soll der Bewertungsansatz an das jeweilige Fokusthema, in diesem Fall der Kohleausstieg in Deutschland, anschlussfähig sein. Im Einzelfall können dem Ansatz daher relevante Kriterien oder Unterkriterien hinzugefügt werden. Der Bewertungsansatz dient so als ein flexibles, anpassungsfähiges und damit anschlussfähiges Instrument zur Strukturierung der Diskussion von Handlungsoptionen. Dazu sollte er keine zu hohe Komplexität aufweisen, er sollte aber auch keine wichtigen Aspekte ausschließen.

Schließlich ist die Entwicklung des Bewertungsansatzes auch selbst Bestandteil des inter- und transdisziplinären Forschungsprozesses von ENavi. Vor diesem Hintergrund wurde ein Entwurf des Ansatzes bereits mit Expertinnen und Experten aus der Praxis sowie mit Vertreterinnen und Vertretern der anderen Arbeitspakete des ENavi-Projekts diskutiert und im Rahmen einer eigenen Veranstaltung am 22. November 2017 weiterentwickelt. Alle Anregungen wurden bei der Erstellung des vorliegenden Bewertungsansatzes berücksichtigt.

Die Bewertungskriterien

Der multikriterielle Bewertungsansatz besteht aus zehn Bewertungskriterien. Einen Überblick über die Bewertungskriterien bietet Tabell 14. Eine ausführliche Darstellung der einzelnen Bewertungskriterien findet sich in Quitzow et al. (2018). Jedes der zehn Bewertungskriterien setzt sich aus mehreren Unterkriterien zusammen. Jedes Unterkriterium umfasst eine methodische Anleitung zu seiner Erfassung bzw. Messung. Gemeinsam bilden die Ergebnisse der Bewertung auf Basis der Unterkriterien das Gesamtergebnis für das jeweilige Kriterium. Dabei ist zu beachten, dass eine zusätzliche Konkretisierung der Kriterien bei der Anwendung auf unterschiedliche Maßnahmenbündel erfolgen kann. Innerhalb der Bewertungskriterien können demnach je nach Anwendungsfall auch unterschiedliche Schwerpunkte in Form von Unterkriterien gesetzt werden. Zudem werden einzelne Aspekte nur dann detailliert behandelt, wenn sie für

⁶⁶ Die folgenden Ausführungen entstammen Quitzow et al. (2018); für eine ausführlichere Darstellung des Bewertungsansatzes und des Bewertungsverfahrens s. ebenda.

das jeweilige Thema und die damit verbundenen gesellschaftlichen Diskussionen relevant sind. Im Dialog mit den Praxisakteurinnen und -akteuren können im Einzelfall auch weitere Kriterien und Unterkriterien aufgenommen und bestehende weiter differenziert werden.

Als grundlegende Bewertungsoption wird bei der Aggregation der Unter- und Oberkriterien Gleichgewichtung unterstellt. Dies ist der Ausgangspunkt der Bewertung (Default Option). Von dieser Gleichverteilung kann bei guter Begründung, vor allem in der Diskussion mit den Stakeholdern, abgewichen werden. Dadurch können auch unterschiedliche Bewertungsprofile auf der Basis der gleichen Datenlage aber unterschiedlicher relativer Gewichtung erstellt werden.

Der multikriterielle Bewertungsansatz, die energiepolitischen Ziele und die ENavi-interne Folgenabschätzung

Die Energiepolitik in Deutschland wird (momentan) von einem „Zieldreieck“ getragen bzw. bestimmt, das häufig mit den Schlagworten „Versorgungssicherheit“, „Wirtschaftlichkeit“ und „Umweltverträglichkeit“ abgekürzt wird. Von verschiedenen Seiten wurde auch ein „Zielviereck“ ins Gespräch gebracht, um für die Dimension der „Sozialverträglichkeit“ oder „gesellschaftlichen Akzeptanz“ zu sensibilisieren und diese Dimension integriert mit zu betrachten (s. hierzu etwa die Kapitel Detaillierte Beschreibung des methodischen Vorgehens und Policy Packages: Konzeptionalisierung & Übersicht der Maßnahmen). Diese bilden den Ausgangspunkt für die Entwicklung des multikriteriellen Bewertungsansatzes in ENavi. Die folgende Graphik gibt einen Überblick über die Verbindung zwischen den Energieziele-Zielen auf der einen Seite und den Bewertungskriterien auf der anderen. In derselben Weise ist der Bewertungsansatz auch an die ENavi-interne Folgenabschätzung anschlussfähig.

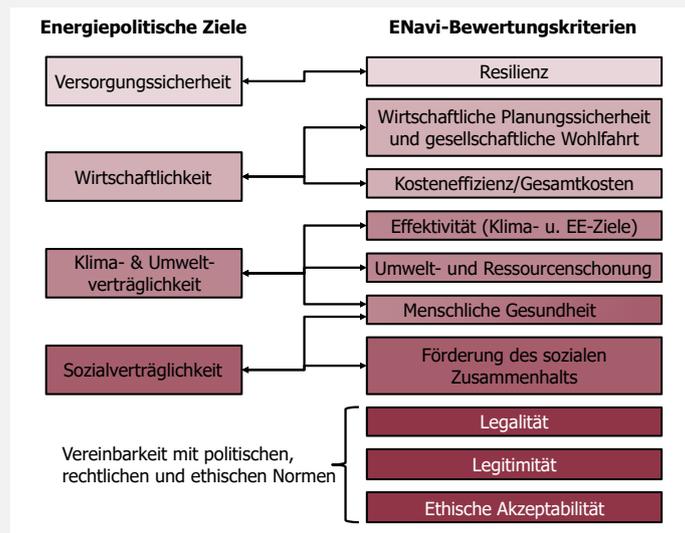


Abbildung: Die energiepolitischen Ziele und der multikriterielle Bewertungsansatz

Hierfür müssen die Ergebnisse der Folgenabschätzung (vgl. Kapitel 6) und die Kriterien des multikriteriellen Bewertungsansatzes einander zugeordnet werden. Diese Zuordnung geschieht auf der Ebene von Indikatoren, wofür bereits eine Abstimmung zwischen den involvierten Arbeitspaketen auf den Weg gebracht wurde (vgl. Textbox „Ausblick bzw. Stand der nachfolgenden Bewertungsschritte“). Sofern die Folgen bzw. Indikatoren nicht direkt für den Ansatz verwendet werden können, weil ggfs. noch eine Übersetzungsleistung erforderlich ist, wird diese festgelegt und transparent dokumentiert werden. Generelles Ziel wird es darüber hinaus sein, den multikriteriellen Bewertungsansatz und die Modelle durch jeweilige Weiterentwicklungen so aufeinander abzustimmen bzw. wechselseitig zu integrieren, dass derartige zusätzliche Hilfsrechnungen zukünftig unterbleiben können.



Tabelle 14: Zentrale Aspekte für die multikriterielle Bewertung (Bewertungskriterien)

Bewertungskriterium	Kurzbeschreibung
Legalität	Legalität als Bewertungskriterium beschreibt die Eigenschaft einer staatlichen Maßnahme als mit dem geltenden Recht vereinbar oder unvereinbar. Im Rahmen dieser Vereinbarkeitsprüfung werden die handelnden Akteursgruppen und ihre Kompetenzbereiche, die rechtliche Handlungsform sowie in Abhängigkeit dazu die jeweiligen Voraussetzungen des geltenden Rechts erfasst.
Legitimität	Die Legitimität von politischen Maßnahmen definiert sich zum einen über den normativen Status, dass diese Interventionen rechtmäßig und anerkennungswürdig sind, und zum anderen über die empirische Anerkennung der Betroffenen. Neben dem Inhalt der Maßnahmen selbst werden auch die Legitimität verantwortlicher Institutionen sowie der Prozess der Maßnahmenentwicklung und -umsetzung bewertet. Ausgenommen des Politikinhaltes, dessen normative Bewertung bereits detailliert im Rahmen der ethischen Akzeptabilität behandelt wird, werden für die unterschiedlichen Teilaspekte jeweils die normative und empirische Legitimität berücksichtigt.
Ethische Akzeptabilität	Das Kriterium „ethische Akzeptabilität“ bewertet Energiewendemaßnahmen unter Gesichtspunkten wie Gerechtigkeit, Zumutbarkeit (etwa von Lasten oder Risiken) oder des Respekts vor Autonomie. Dabei nimmt es eine normative Bewertung vor, die nach der Qualität von Gründen und Begründungsstrategien fragt. Es unterscheidet sich damit von der empirisch-soziologischen Frage nach faktischen Akzeptanzhaltungen.
Resilienz	Das Bewertungskriterium Resilienz überprüft, ob Maßnahmen Gestaltungsprinzipien und -elemente ‚Resilienter Systeme‘ berücksichtigen. Diversität, Redundanz, Feedbackmechanismen, flexible Kopplungen, Subsidiarität und Modularität tragen dazu bei, dass das System mit höherer Wahrscheinlichkeit seine Systemleistung auch bei Turbulenz und äußeren Störungen aufrechterhalten kann. Besonders gut eignet sich das Leitkonzept ‚Resiliente Systeme‘ bei der Vorbereitung auf Überraschungen und Unvorhergesehenes.
Effektivität	Mit dem Kriterium „Effektivität“ wird der Grad der Erreichung von Zielen untersucht, die für die Energiewende in Deutschland insbesondere von Seiten der Bundesregierung gesetzt werden. Dies umfasst die Bereiche Treibhausgas-Emissionen, Anteil Erneuerbarer Energien, Energieverbrauch und -effizienz, sowie Kernenergieausstieg, jeweils konkretisiert anhand ausgewählter Indikatoren.
Kosteneffizienz / Gesamtkosten	Das Kriterium „Kosteneffizienz / Gesamtkosten“ adressiert die Kosten aus den Maßnahmenbündeln für Unternehmen, Sektoren und die Volkswirtschaft insgesamt, je Einheit der Erreichung eines bestimmten Ziels (vgl. insbesondere Ziele des Effektivitäts-Kriteriums, z. B. Kosten je t CO ₂ -Reduktion). Diese werden ergänzt um die absolut anfallenden Kosten aus den Maßnahmenbündeln für Unternehmen, Sektoren und die Volkswirtschaft sowie deren Anteile an der Wertschöpfung (sektorale Ebene) bzw. am Bruttoinlandsprodukt (gesamtwirtschaftliche Ebene).



<p>Förderung des sozialen Zusammenhalts</p>	<p>In diesem Kriterium wird sozialer Zusammenhalt anhand von drei Aspekten definiert: die Bereitschaft in der Gesellschaft, durch gemeinsame Aktivitäten zur Erreichung der Energiewendeziele beizutragen, die wirtschaftliche Fähigkeit des Staates, die Daseinsvorsorge für die Menschen zu gewährleisten sowie die wirtschaftliche Belastung der einkommensärmeren Haushalte durch Energiekosten.</p>
<p>Wirtschaftliche Planungssicherheit und Beitrag zur gesellschaftlichen Wohlfahrt</p>	<p>Wirtschaftliche Planungssicherheit wird hier als Möglichkeit definiert, bei getätigten oder geplanten Investitionen, über einen bestimmten Zeitraum hinweg, ein Mindestmaß an Rendite zu realisieren. Beiträge zur wirtschaftlichen Wohlfahrt werden bezogen auf die Bereiche Wertschöpfung, Wettbewerbsfähigkeit, Innovationskraft und Schaffung von Arbeitsplätzen, jeweils auf einzel- und gesamtwirtschaftlicher Ebene betrachtet.</p>
<p>Schutz der menschlichen Gesundheit</p>	<p>Gegenstand des Kriteriums ist der Schutz der menschlichen Gesundheit vor negativen Einwirkungen durch schädliche Stoffe sowie Lärm oder Strahlen, die im Zusammenhang mit der Produktion, dem Transport oder der Nutzung von Energie in Deutschland stehen. Mit Blick auf das Energiesystem wird die „Output-Seite“, d. h. die (negativen) Gesundheitswirkungen, betrachtet und nicht die „Input-Seite“ (Gesundheits-Grundversorgung, Ausgaben für Gesundheit usw.).</p>
<p>Umwelt- und Ressourcenschonung</p>	<p>Sowohl die Verfügbarkeit natürlicher Ressourcen in ausreichender Menge und Qualität („Quellen“) als auch die Erhaltung der Funktionsfähigkeit von Ökosystemen („Senken“) sind essenziell für die Überlebens- und Entwicklungsfähigkeit heutiger und kommender Generationen. Aus diesem Grund werden im vorgestellten Bewertungsansatz die Verbräuche erneuerbarer und nicht-erneuerbarer Ressourcen adressiert.</p>

Quelle: Quitzow et al. 2018, S. 9 f.

Die Bewertung erfolgt auf der Basis der Ergebnisse der Folgenabschätzungen, die im entsprechenden Kapitel detailliert dargestellt sind. Die Ergebnisse dieser Folgenabschätzungen werden anhand der zehn Kriterien strukturiert und pro Kriterium / Unterkriterium in eine dreistufige Ampelbewertung überführt. Positive Auswirkungen erhalten eine ‚grüne‘ Bewertung, neutrale Auswirkungen werden ‚gelb‘ markiert und negative Auswirkungen ‚rot‘. Für einzelne Kriterien bzw. Unterkriterien, für die keine detaillierten Folgenabschätzungen vorliegen, werden ergänzende Daten gesammelt, um eine möglichst vollständige Anwendung des Bewertungsansatzes zu gewährleisten. Im Fall, dass für einzelne Kriterien oder Unterkriterien keine geeigneten Daten für eine Bewertung vorliegen, werden die Wissenslücken ausgewiesen. Die Diskussion der vorhandenen Wissensbasis ist ein wichtiger Bestandteil der Bewertung (siehe folgenden Abschnitt „Umgang mit epistemischer Unsicherheit“) sowie des darauf basierenden Dialogs mit den Stakeholdern (diskursive Bewertung).

Für die Überführung der Ergebnisse der Folgenabschätzung in eine Ampelskala ist die Festlegung von Grenzwerten erforderlich. Diese hängen von den Erfordernissen des jeweiligen Unterkriteriums ab. Im Rahmen der Bewertung wird für alle verwendeten Indikatoren eine transparente und nachvollziehbare Begründung für die Festlegung des jeweiligen Grenzwertes vorgelegt. Für die Bewertung anhand der einzelnen Kriterien, die auf einer aggregierten Betrachtung der damit verbundenen Unterkriterien basiert, wird dabei angenommen, dass diese Unterkriterien alle gleichgewichtig sind. Eine mögliche Anders-/Ungleichgewichtung von Unterkriterien sowie die Anpassung einzelner Grenzwerte kann im Rahmen der diskursiven Bewertung unter Einbezug der beteiligten Stakeholder vorgenommen werden.

Umgang mit epistemischer Unsicherheit

Bei der multikriteriellen Charakterisierung der Maßnahmenpakete bzw. Szenarien handelt es sich um eine *ex ante* Folgeanalyse. Die Bewertung muss daher auf der Basis von Prognosen erfolgen, die entweder auf formalen Simulationen



und Modellen oder anhand von qualitativen Analysen mithilfe von Heuristiken, Plausibilitätsanalysen oder Befragungen von Expertinnen und Experten erstellt werden. Für den Einsatz der Forschungsergebnisse im Rahmen der Entscheidungsfindung ist es daher wichtig, dass die epistemischen Unsicherheiten, die mit den eingesetzten Analyseinstrumenten einhergehen, explizit ausgewiesen werden. Den Nutzern der Bewertungsergebnisse sollten wesentliche Merkmale der Analyseinstrumente und die damit verbundenen Einschränkungen für die Aussagekraft der Ergebnisse bekannt sein. Von daher ist Transparenz der Aussagekraft der Ergebnisse ein wichtiges Ziel des Bewertungsverfahrens. Für jedes Bewertungskriterium werden die eingesetzten Forschungsergebnisse daher entsprechend aufbereitet und die jeweils geltenden Unsicherheitspielräume angegeben. Für die im Kapitel Folgenabschätzung diskutierten Modellrechnungen kann dafür auf eine Diskussion der eingesetzten Analysemodelle aufgebaut werden.

Ausblick

Ausblick bzw. Stand der nachfolgenden Bewertungsschritte: Anhand der zehn Bewertungskriterien sollen die Stärken und Schwächen, Synergien und Zielkonflikte der Politikoptionen identifiziert, dokumentiert und für einen Dialog mit den Stakeholdern entsprechend anschaulich aufbereitet werden. Die Bewertung unterteilt sich daher in einen „wissenschaftlichen“ und einen „diskursiven“ Teil. Im Rahmen der wissenschaftlichen Bewertung werden in Förderphase 1 mehrere Szenarien für die Bewertung ausgewählt und miteinander bzgl. der obigen Charakteristika verglichen, da die Szenarien auf den Politikoptionen basieren (vgl. 1.1). Zudem wird für die Bewertung auf Indikatoren für die Kriterien bzw. Unterkriterien zurückgegriffen, die im Rahmen einer AP 11-Indikatoren-Inventur im Konsortium zusammengetragen werden (vgl. 1.2).

1. Wissenschaftliche Bewertung

1.1 Multikriterielle Bewertung ausgewählter Alternativszenarien

Die multikriterielle Bewertung von Alternativen für den Ausstieg aus der Kohleverstromung in Deutschland soll auf den Szenarien aufbauen, die zur Modellierung möglicher Veränderungen im Energie- bzw. Stromsektor erstellt und deren Ergebnisse in den vorangegangenen Kapiteln detailliert dargestellt worden sind. Aus den über dreißig Szenarien, die für die detaillierte Folgenabschätzung eingesetzt wurden (vgl. Tabelle 1), wurden bereits drei Szenarien für die Bewertung ausgewählt (KSP90+Set B, ohne und mit langsamem sowie schnellem ordnungsrechtlichem Kohleausstieg).

Im Anschluss sollen zwei bis drei weitere Szenarien bewertet werden, die zusätzlich flankierende Maßnahmen wie vermehrte Stilllegung von Zertifikaten im europäischen Emissionshandel und verstärkten Zubau von erneuerbaren Energieanlagen vorsehen.⁶⁷ Unter Rückgriff auf diese Szenarien können die verschiedenen Handlungsoptionen bzgl. ihrer jeweiligen Stärken und Schwächen, Synergien und Zielkonflikte miteinander verglichen werden.

1.2 Identifikation von Indikatoren für die multikriterielle Bewertung

Zu jedem der zehn Bewertungskriterien existiert ein Bewertungsansatz mit einer detaillierten Beschreibung des Konzepts und seiner Operationalisierung (siehe die obigen Ausführungen für eine Kurzdarstellung und Quitzow et al. 2018 für weiterführende Informationen). Daraus ergeben sich grundsätzliche Anforderungen an die empirische Evidenz, die für eine Bewertung anhand des jeweiligen Kriteriums erforderlich ist. Diese Anforderungen sollen in einem nächsten Schritt auf den gewählten Bewertungsgegenstand – in diesem Fall die gewählten Szenarien – auf der Basis der verfügbaren Forschungsergebnisse angewandt werden.

In einem breit angelegten interdisziplinären Austausch zwischen den Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftlern des ENavi-Konsortiums wurden bereits (und werden noch weiterhin) geeignete quantitative und qualitative Indikatoren zur Operationalisierung der Unterkriterien identifiziert. Hierzu zählen etwa die bereits dargestellten physikalischen Größen aus den Modellrechnungen (vgl. das Kapitel zur Folgenabschätzung), aber auch zum Beispiel Daten aus Befragungen, die im Rahmen des ENavi-Projektes erhoben wurden (vgl. z.B. das soziale Nachhaltigkeitsbarometer).

⁶⁷ Da Stilllegungen von ETS-Zertifikaten und Zubau von EE-Anlagen ohnehin geplant sind, meint „vermehrt“ bzw. „verstärkt“ ein noch ambitionierteres Vorgehen als im Referenzfall.



Zudem muss (projektintern und/oder –extern) für einzelne Kriterien die Wissensbasis ergänzt werden, die noch nicht über die vorhandenen ENavi-Strukturen (Computermodelle, Expertenbefragungen, etc.) bereitgestellt wird. Dadurch sollen identifizierte Bewertungslücken sukzessiv geschlossen und vermeidbare Unsicherheiten für die Diskussion mit den Stakeholdern reduziert werden. (Vorerst) verbleibende Lücken müssen zudem für den Dialog transparent dargestellt werden, um eine wohlinformierte Entscheidungsfindung zu gewährleisten (z.B. für Prioritätensetzung zwischen Politikoptionen unter Unsicherheit). Derartige Lücken könnten wiederum in kommenden Förderphasen von ENavi untersucht werden.

1.3 Nutzung der Modellergebnisse im Rahmen der Bewertung

Für die Nutzung der Modellergebnisse im Rahmen der Bewertung ist es erstens notwendig, diese vor dem Hintergrund ihrer jeweiligen Modelleigenschaften (vereinfachende Annahmen, Modellunsicherheiten, etc.) einzuordnen und zweitens diese in das Ampelsystem zu überführen. Während die Einordnung der Ergebnisse Gegenstand des nächsten ENavi-Modellierer-Workshops der AG Modellierung im September sein wird, wird die Überführung der Ergebnisse in die Ampelskala auf dem Konsortialtreffen im Oktober dieses Jahres besprochen werden (jeweils mit den Verantwortlichen aus AP 1, AP 11, SPT 1 und AG Modellierung).

2. Diskursive Bewertung

Der Diskurs mit den Stakeholdern wird momentan ebenfalls bereits in Kooperation zwischen AP 11 und AP 12 vorbereitet, wobei ein erster gemeinsamer Workshop für November 2018 vorgesehen ist. Hierfür wurden die Punkte bereits weitgehend festgelegt, welche in die diskursive Bewertung eingebracht werden sollen. Dazu gehört insbesondere die Diskussion identifizierter Stärken und Schwächen, Synergien und Zielkonflikte sowie politischer Durch- und Umsetzungsfähigkeit. Zudem sollen zentrale Wissenslücken und Unsicherheiten identifiziert und diskutiert werden, um die Politikmaßnahmen für die Szenarien bestenfalls weiterzuentwickeln. Auf Basis dieser Diskursergebnisse soll schließlich mithilfe der Stakeholder eine (vorläufige) Priorisierung von Maßnahmen bzw. Maßnahmenbündeln erfolgen.

Literaturverzeichnis

Quitrow, R.; Renn, O.; Bangert, A.; Düber, D.; Fraune, C.; Fricke, A.; Gößling-Reisemann, S.; Kaltenecker, O.; Kemmerzell, J.; Kopfmüller, J.; Löschel, A.; Meyer, T.; Ollier, L.; Schlacke, S.; Schnittker, D.; Stelzer, V.; Thier, P.; Zeccola, M. (2018): *Multikriterieller Bewertungsansatz für eine nachhaltige Energiewende. Von der Analyse zur Entscheidungsfindung mit ENavi*, Potsdam.



8. Stakeholderintegration

Einleitung

Ziel der Beteiligung von Stakeholdern aus unterschiedlichen gesellschaftlichen Bereichen ist die Identifizierung von Maßnahmen (siehe Tabelle 4 in Kapitel Policy Packages: Konzeptionalisierung & Übersicht der Maßnahmen) und deren Bewertung im Hinblick darauf, zu einer erfolgreichen Transformation des Stromsystems führen zu können. Um diese Wirkung zu erzielen, wurden die Policy-Packages bereits in einem Entwurfstadium in zwei Etappen mit relevanten Stakeholdern diskutiert. Diese bringen relevantes Wissen aus der Praxis mit ein und ermöglichen so, Konflikte und mögliche Verlierer der geplanten Prozesse im Vorfeld besser abschätzen zu können.

Die Beteiligung fand zum einen in einem gesonderten Workshop am 7. März 2018 in Berlin zum anderen in einem regulären Kompetenzteamtreffen am 17. Mai 2018 in Potsdam statt. Beide werden im Folgenden gesondert dargestellt.

Fortführend sollen in kleineren Fachgesprächen Einzelfragen aus den Policy Packages in kleinen Runden (5 – 8) Teilnehmern vertieft werden („Frühstücksgespräche“). Im Anschluss werden die Policy-Packages in einem iterativen Verfahren mit den Stakeholdern im Herbst in drei Runden bewertet. Die Teilnehmer der Runden werden konstant gehalten und aus dem ersten Workshop resp. Kompetenzteam heraus rekrutiert

Die Auswahl der Stakeholder war bzw. ist an bestimmte Kriterien geknüpft: Zum einen sollen die Stakeholder nicht direkt an ENavi beteiligt sein. Sie sollen auch ein möglichst breites Spektrum von industriellen und zivilgesellschaftlichen Bereichen abdecken. Zum anderen müssen die Stakeholder über ein breites und vertieftes Fachwissen verfügen. Die Bereitschaft zum konstruktiven Dialog und Auseinandersetzung aus einer wertschätzenden Haltung heraus sind wichtige Voraussetzungen für beide Seiten Wissenschaft wie Gesellschaft.

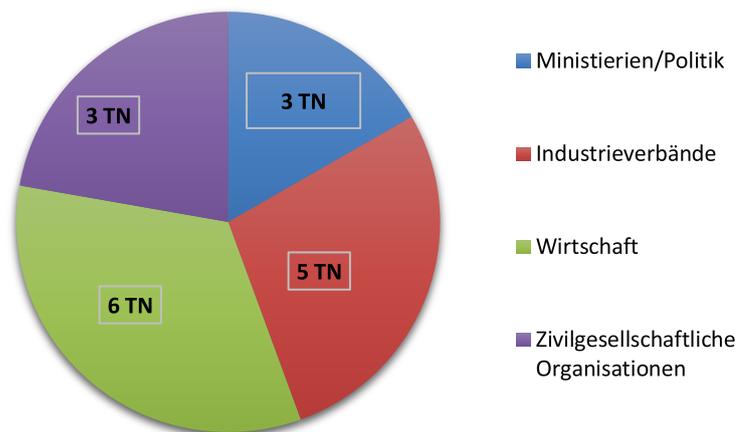


Abbildung 39: Teilnehmende Stakeholder beim ENavi Stakeholder-Dialog "Transformation des Stromsystems"

8.1. Methode

Transdisziplinär zu forschen, bedeutet nicht nur interdisziplinär Geistes- und Naturwissenschaftler miteinzubeziehen, sondern darüberhinaus das Wissen der Praxispartner aus Gesellschaft, Politik und Industrie mit zu beteiligen. Notwendig ist diese Forschung für komplexe Probleme, die sich auf unterschiedlichen Wirkungsebenen zeigen. Sie verlaufen auf unterschiedlichen sozialen, räumlichen und zeitlichen Skalen - lokal wie global - mit aktuellen und langfristigen Auswirkungen, mit Handlungen um Alltag wie in der Politik. Dies können Wissenschaftler nicht alleine erfassen und abschätzen. Daher ist transdisziplinäre Forschung als gemeinsamer Lernprozess angelegt, wie sich in der Erstellung der Policy Packages zeigt. Mit der Vorstellung der ersten Modelle der Policy Packages holen sich die Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftler eine Rückmeldung, ob ihre Problemsicht, ihre Prioritätensetzung und ihre Wirkungseinschätzung allgemein geteilt wird und ob sie auch alle relevanten Parameter erfasst oder wesentliche Seiten des Problems nicht gesehen haben.



Die Ergebnisse aus dem ersten Stakeholderdialog im März wurden in die weiteren Analysen (siehe Kapitel 1) und in die zweite Fassung der Modellpräsentation im Kompetenzteamtreffen einbezogen. Auch dort fand wieder eine Wissensintegration aus dem Stakeholderdiskurs für die Weiterentwicklung der Policy Packages statt.

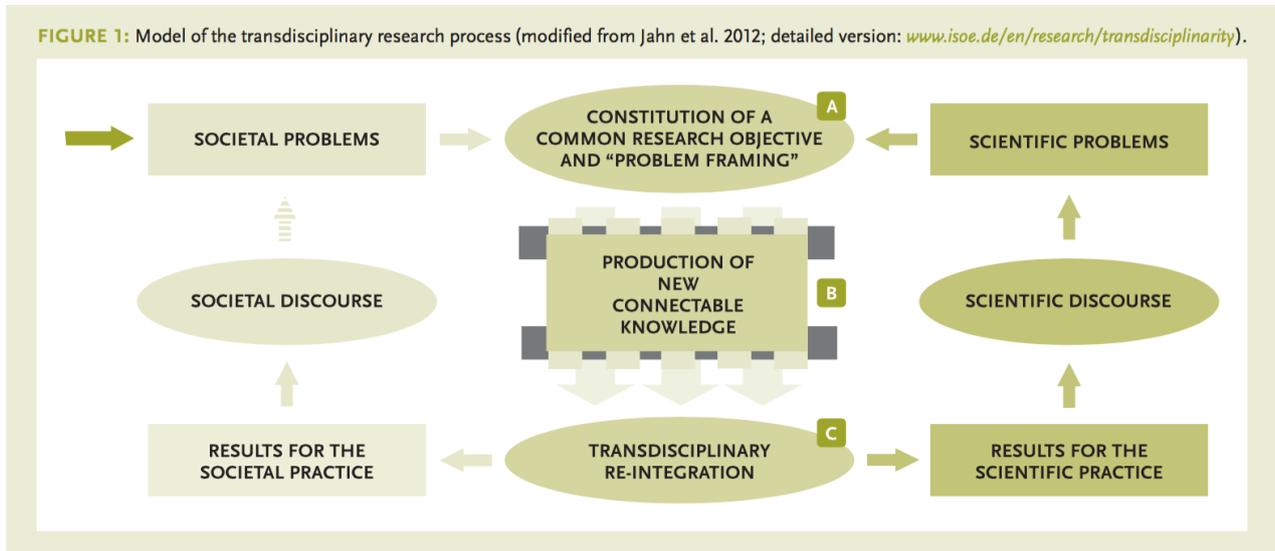


Abbildung 40: Der transdisziplinäre Prozess GAIA 26/4 (2017): 302 - 304

Der erste Stakeholderdialog

Zusammenfassung des Stakeholderdialogs

Am 7. März 2018 wurde ein Stakeholderdialog zum Thema „Transformation des Stromsystems“ veranstaltet, bei dem Szenarien, Simulationen und Analysen mit den zentralen Stakeholdern diskutiert wurden. Nachdem zur Einführung die Rahmenbedingungen von ENavi sowie Szenarien zur Dekarbonisierung des Stromsektors vorgestellt wurden, konnten die Modelle und Szenarien innerhalb einer Diskussionsrunde sowie in Form von moderierter Kleingruppenarbeit von den Teilnehmenden kommentiert und neue Aspekte eingebracht werden⁶⁸.

Um die Kommentare einordnen zu können, werden hier kurz die wesentlichen Eckpunkte der Präsentation der Policy Packages erläutert:

Die Transformationspfade für die deutsche Stromversorgung halten alle (außer im BAU-Szenario) den deutschen Klimaschutzplan mit einer Zielsetzung für 2050 von -90% der Klimagasemissionen ggü. 1990 ein. Die Transformationspfade differenzieren dabei zunächst nach nationalen Rahmenbedingungen, charakterisiert durch die Lastenverteilung zwischen den Sektoren, der möglichen Nutzung von CCS für Kohlekraftwerke bzw. einem beschleunigten national instrumentierten Kohleausstieg, und den europäischen Rahmenbedingungen. Letztere wurden beschrieben durch die EU-Einbettung im Europäischen Emissionshandel im Status quo, eine verstärkte europäische Harmonisierung mit ambitionierteren europäischen Zielen bzw. eine Vorreiterrolle einer Koalition der Willigen.

Inhaltliche Einsichten/Erkenntnisse

Aus der Diskussion heraus konnten einige wichtige Einsichten gewonnen werden, die im Folgenden ausgeführt sind. Allgemein wurde deutlich, dass eine konkrete Einschätzung in Form von Pro- und Contra-Argumenten zunächst einer Klärung der Prämissen für die Modellrechnungen bedarf. So hoben einige Stakeholder hervor, dass eine Kommentierung nicht möglich sei, wenn kein Konsens oder zumindest Klarheit über die Annahmen herrsche, die den Modellen zugrunde liegen. Das Forschungsdesign sowie die zentralen Ergebnisse sollten im Vorfeld klarer kommuniziert werden.

⁶⁸ Dieser Abschnitt basiert auf der ausführlichen Dokumentation zum Stakeholderworkshop



Inhaltlich wurden die Szenarien als zu wenig ambitioniert betrachtet (KSP95!) und CCS als hoch umstritten bewertet. Der frühe Dialog wurde sehr positiv bewertet und eine weitere Einbindung erwünscht.

Im Folgenden findet sich die detaillierte Darstellung der zentralen Erkenntnisse:

Präferiertes Ausstiegsszenario: Die meisten Stakeholder formulierten eine deutliche Präferenz des ordnungsrechtlichen Ausstiegs über den marktwirtschaftlichen Ausstieg (CO₂ Bepreisung).

Sozial gerechter Ausstieg: Das Ziel „sozial gerechter Ausstieg“ wurde von den Stakeholdern als zentral erachtet. Aspekte der sozialen Transformation, insbesondere die Verteilungswirkungen von Maßnahmen, waren für die Wissenschaftler eine wesentliche Erkenntnis aus dem Stakeholderdialog.

Carbon Capture Storage: Von den meisten Stakeholdern werden Nutzen und Akzeptanz als zweifelhaft angesehen. CCS sei wichtig für die Prozessoptimierung in der Industrie, nicht für das Stromsystem. Allerdings gab es auch eine Einzelmeinung: „CCS für Stromerzeugung in Deutschland sei doch schon längst akzeptiert, muss das überhaupt noch diskutiert werden?“

Paris Abkommen: Hier gingen die Meinungen weit auseinander. Zum einen wird das Paris Klimaschutzabkommen nicht als Verpflichtung, sondern nur als freiwillige Selbstverpflichtung gesehen. Zum anderen folge aus dem Paris-Abkommen zwingend ein Klimaschutzszenario 95 (minus 95 % Treibhausgasemissionen bis 2050), was die vorgestellten Transformationspfade des ENavi-Projekts derzeit (noch) nicht erfüllen. Dies führte zur Frage: „Welches ist eigentlich das Leitziel, welches ist das Ambitionsniveau des Forschungsprojekts?“

Wasserbett-Effekt: Der sogenannte „Wasserbett-Effekt“ beschreibt die Sorge, dass „eingesparte“ CO₂-Zertifikate an anderer Stelle verwendet werden und somit der Einwand erhoben werden könnte, dass die Maßnahme im Kontext des EU-ETS keinen wesentlichen Zusatznutzen bringt. Hier bestanden unterschiedliche Auffassungen darüber, ob die aktuelle Reformation des Emissionshandels diesen Effekt in Zukunft begrenzt oder nicht.

Europa / ETS: Je mehr die Transformation des Stromsystems europäisch eingebettet sei, desto besser. Die mittelfristige Finanzplanung der EU wird als Chance für die Energiewende gesehen. Fraglich sei, ob der ETS-Handel auf ewig bestehen solle? Wer soll die Zertifikate 2050 kaufen? ETS nur in Europa? Es wurde hervorgehoben, dass eine globale Lösung wichtig sei – wenigsten oder beginnend im Rahmen der G20-Staaten.

Koalition der Willigen: Da es in Europa bei unterschiedlichen Themen immer Frontrunner gab, sei die Einbindung einer „Koalition der Willigen“ (im Folgenden KdW) realistisch. Eine KdW dürfe aber nicht heißen: Die einen machen alles, die anderen nichts. Eine KdW wird möglicherweise kleiner, siehe die EU-pessimistische Tendenz in Italien und Osteuropa („EU der zwei Geschwindigkeiten“). Vielleicht müsse man eher kleiner denken? Möglicherweise sei „GroKo“ der Willigen zu groß gedacht?

Verteilungseffekte: Wie ein faires „Burden Sharing“⁶⁹ und Verteilungsgerechtigkeit hergestellt werden kann, fehle in den vorgestellten Szenarien. Seitens der Industrie wurden Entschädigungen angemahnt.

Sektorenkoppelung / Sektorziele: Die Diskussion bewegte sich zwischen „Keine Sektorziele für 2030, besser für 2050 optimieren“ vs. „Sektorenübergreifende Kosteneffizienz ist ein falscher Ansatz“.

Zeitliche Umsetzung: Es kam die Frage auf, ob es sinnvoller wäre, auf 2050 hin zu optimieren? Marktstabilitätsressourcen in der Braunkohle müsse man vorhalten, die Versorgungssicherheit solle immer gewährleistet sein.

Die Kleingruppenarbeiten vertieften dann einzelne Instrumentenpakete zu:

- A. Rechtspolitische Perspektive: Instrumentarium Ordnungsrechtlicher Kohleausstieg oder indirekte Stilllegung nach Industrieanlagenrecht.
Hier wurde eindeutig der ordnungsrechtliche Kohleausstieg präferiert.
- B. Nationale Instrumente: Beschleunigter ordnungsrechtlicher Kohleausstieg sowie die Auflösung sektoraler Ziele.
Die Auflösung sektoraler Ziele wurde kritisch kommentiert.

⁶⁹ Nach dem Prinzip der Lastenteilung (Burden Sharing) haben die EU-Mitgliedstaaten die gemeinsame Reduktionsverpflichtung aus dem Kyoto-Protokoll des Jahres 2002 in unterschiedlich hohe Einzelziele der jeweiligen Staaten untereinander aufgeteilt.



- C. Europa und Emissionshandel: Reform des Emissionshandels und Umsetzung einer Koalition der Willigen
Die Reform des Emissionshandel wurde skeptisch betrachtet, die Koalition der Willigen grundsätzlich begrüßt

8.2. Der zweite Stakeholderdialog Kompetenzteamtreffen

Zusammenfassung des Stakeholderdialogs

Die Kompetenzteams haben sich am 17. Mai in Potsdam getroffen. Die drei Kompetenzteams Mobilität, Infrastruktur/Netze und Wärme/Gebäude bringen Personen aus Wirtschaft, Technik, Verbänden und Zivilgesellschaft zusammen, die besonderes Praxis- und Erfahrungswissen für das jeweilige Handlungsfeld der Energieversorgung besitzen.

Zunächst wurde das Schwerpunktthema in seiner aktuellen Begrenzung steckbriefhaft vorgestellt – Worum geht es; Was sind die Ziele; Was sind zentrale Annahmen – und der Stand der Entwicklung sowie die Analyse von Maßnahmen skizziert. Der Überblick wurde jeweils von einem ENavi-Wissenschaftler gegeben, der mit dem Schwerpunktthema zentral befasst ist. Die Kurzvorstellungen lieferten die inhaltlichen Erläuterungen für 3-4 Fragen zur Maßnahmenentwicklung und -bewertung, die die Wissenschaftler und ihre Teams an die Kompetenzteams richteten.

Im Anschluss beschäftigten sich die Mitglieder der Kompetenzteams mit den Fragen in separaten Räumen an sogenannten Frage-Inseln (eine Frage pro Insel) in einem moderierten Austausch⁷⁰ und mit Unterstützung der mit den Schwerpunktthemen befassten ENavi-Wissenschaftler/innen. Die Mitglieder der Kompetenzteams konnten die Fragen, die zur Bearbeitung anstanden, frei wählen. Sie konnten sich die volle Zeit mit einer Frage beschäftigen (40 Min.) oder mehr als eine Frage-Insel besuchen.

Schließlich fasste der ENavi-Sprecher (Ortwin Renn) in seiner Rolle als zentraler Berichtersteller (der alle Frage-Inseln besuchte und sich mit Hilfe der Moderator/innen über Inhalte und Verlauf der Gespräche informierte) hervorstechende Punkte des Austauschs an den Frageinseln für alle Teilnehmer/innen zusammen und setzte damit Impulse für Erläuterungen, Ergänzungen und Diskussion im Plenum.⁷¹

Inhaltliche Einsichten/Erkenntnisse

Es braucht klare Rahmenbedingungen für den Kohleausstieg

Es gab bei den Mitgliedern der Kompetenzteams weitgehende Einigkeit darüber, dass es für den Kohleausstieg klare Rahmenbedingungen braucht und dass es nicht ausreicht, auf den derzeitigen EU-Emissionshandel zu setzen, der die beabsichtigte klimapolitische Lenkungswirkung nicht erzielt. Es herrschte aber Unklarheit darüber, welche die geeigneten Instrumente oder geeignete Kombinationen von marktwirtschaftlichen und ordnungsrechtlichen Instrumenten wären.

In diesem Zusammenhang wurde die Frage gestellt, ob der Kohleausstieg und andere Maßnahmen zur Umsetzung der Energiewende es erforderten, die deutschen Klimaschutzziele auf eine gesetzliche Grundlage zu stellen. Aus Sicht der Wirtschaftsakteure, aber auch anderer Akteure, wie etwa Autofahrer/innen, könnte ihnen damit die notwendige Glaubwürdigkeit verliehen und die Dringlichkeit von Maßnahmen unterstrichen werden. Es wurde davor gewarnt, die durch den Klimaschutzplan 2050 gesetzten Emissionsminderungsziele für die Energiewirtschaft aufzuweichen. Dies könnte als Signal für die anderen Sektoren (Gebäude, Verkehr, Landwirtschaft) wirken und die Wahrnehmung der Verbindlichkeit aller Sektorziele (noch weiter) absenken.

Die Aufgabe von ENavi wurde darin gesehen, vergleichend zu untersuchen, welche Kombinationen von Interventionen (marktwirtschaftlich, ordnungsrechtlich, sozialpolitisch) in Hinsicht auf Budget und Nebenwirkungen am sinnvollsten für den Kohleausstieg sind. Wichtig sei, dass die Wissenschaftler/innen dabei eine unvoreingenommene Sichtweise übten.

Der Europäische Kontext muss mit berücksichtigt werden

Es wurde betont, dass eine isolierte Betrachtung der deutschen Situation nicht zielführend sei. Es müsse der Blick auch auf die europäischen Nachbarländer gerichtet werden. Der im Plenumsvortrag thematisierte „Wasserbett-Effekt“ im

⁷⁰ Die Moderation an den Frage-Inseln erfolgte über Mitglieder des Organisationsteams (DIALOGIK und IASS).

⁷¹ Die Darstellung der Perspektiven, Rückmeldungen und Informationen aus den Kompetenzteams im vorliegenden Bericht nimmt diese zentrale Berichterstattung und die anschließende Diskussion im Plenum auf und ergänzt weitere Punkte aus den Gruppengesprächen.



europäischen Strommarkt, das heißt, die in einem Land reduzierten Emissionen führen in einem anderen Land zur Emissionserhöhung, sei nicht zu unterschätzen: „Wenn Deutschland seine Kohlekraftwerke abstellt, werden Kohlemeiler bei den Nachbarn ans Netz gehen.“ Wichtig sei es, lautete ein Kommentar hierzu, nicht die eigenen Pläne zurückzunehmen, sondern engen Kontakt zu den europäischen Partnern zu suchen und aktiv mit ihnen die Thematik zu behandeln.

Die Ausgestaltung des Kohleausstiegs erfordert einen regional-differenzierten Ansatz

Von mehreren Mitgliedern der Kompetenzteams wurde betont, dass eine dichotome Sicht auf die Ausgestaltung des Kohleausstiegs als schnell (zum Beispiel 2025-2030) oder langsam (zum Beispiel 2035-2040) zu kurz greife. Es brauche in erster Linie, auch was den Zeithorizont anbetrifft, einen regional differenzierten Ansatz. Dieser müsse standortspezifisch zum Beispiel in Rechnung stellen, ob der Braunkohletagebau der dominante regionale Wirtschaftszweig und/oder die gesamte regionale Kultur von der Kohle geprägt ist. Andere spezielle Fälle wären gegeben, wenn mit dem Stilllegen von Kohlekraftwerken auch zentrale Quellen für die regionale Wärmeversorgung wegfallen, weil die Kohlekraftwerke neben Strom als Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK-Anlagen) auch Fernwärme liefern. In diesen Fällen müsse geprüft werden, welche Optionen es als Ersatz in Bezug auf Fernwärme aus den Kohlekraftwerken gibt und Konzepte für die zukünftige Erzeugung der Wärme erstellt werden. Die Ausrichtung an konkreten, transparent gemachten Zielen könne für den Umbau der Wärme- und Stromversorgung hilfreich sein: „Wir brauchen Zwischenzielmarken: zum Beispiel 15 Windräder gegen ein Kohlekraftwerk, und das auch kommunizieren: Tue Gutes und rede darüber“.

Es braucht rechtliche Erleichterungen bei neuen Sharing-Modellen

In Bezug auf Gelingens-Bedingungen des Kohleausstiegs wurden die den Bürgerstromhandel hemmenden regulatorischen Rahmenbedingungen herausgestellt. Derzeit müssten Privatpersonen ein eigenes Gewerbeunternehmen gründen, wenn sie zum Beispiel Stromüberschüsse aus einer Wärmepumpe für Nachbarn oder eine Energiegenossenschaft nutzbar machen möchten. Dies seien unverhältnismäßig hohe Hürden für diese kleinteilige Form des Strommarktes, die aber wichtig für ein dezentrales Energiesystem sei. Es sei die Frage, wie Rechtsnormen so geändert werden könnten, dass sie den vielen Sharing-Initiativen Möglichkeitsräume bieten können und innovative Ideen nicht von vornherein blockiert werden. Rechtliche Erleichterungen des Stromhandels zwischen privaten Energieproduzenten und ihren Nachbarn könnten sich positiv auf die Akzeptanz der Energiewende auswirken.

Wichtig für den Umgang mit politisch brisanten Verteilungseffekten ist eine sozial verträgliche Gestaltung des Strukturwandels vor Ort

Viele Mitglieder der Kompetenzteams identifizierten soziale Probleme für die betroffenen Regionen als die größte politische Barriere beim Kohleausstieg. Vor allem dort, wo der Braunkohletagebau der dominante regionale Wirtschaftszweig ist, wie im Rheinischen Revier in Nordrhein-Westfalen und in der Lausitz in Brandenburg, bedeute der Kohleausstieg signifikante Belastungen, wie den Verlust von Arbeitsplätzen, einbrechende Einnahmen aus der Einkommenssteuer sowie große Unsicherheit über die Zukunft dieser Gegenden und ihre mögliche neue kulturelle Identität. Um den Übergang zu meistern, brauche es Visionen und konkrete Vorschläge dafür, wie sich die betroffenen Regionen jeweils weiterentwickeln können. „Das passiert nicht, wenn wir nur auf die Vergangenheit schauen“, es müsse also gezielt in die Zukunft geplant werden. Was wäre eine Strukturentwicklung, mit der Wachstum und Beschäftigung in den Kohleregionen gestärkt werden könnten?⁷². In der Lausitz seien zum Beispiel Lithiumreserven gefunden worden, vielleicht könnte sich der Bergbau in Richtung der Batterieproduktion entwickeln; oder wäre es eine sinnvolle Option, wenn die Kohle künftig statt zur Energieversorgung als Rohstoff für die Nutzung in der Chemieindustrie abgebaut würde?

Der Kohleausstieg sollte nicht zum Zentralthema der Energiewende avancieren

Es erfolgte in diesem Zusammenhang der Hinweis, dass die Transformation der Elektrizitätswirtschaft nicht auf den Kohleausstieg reduziert werden und kein „Kohlemythos“ geschaffen werden sollte. Es bestünde ansonsten die Gefahr, dass die Energiewende insgesamt wegen sozial-politischer Probleme abgelehnt werde. Es brauche bei der Behandlung des Themas Kohleausstieg verstärkt Verweise darauf, dass industrielle und strukturelle Veränderungen Bestandteil der modernen Gesellschaften seien, und auf Good-Practice-Beispiele, wo regionale Umbrüche erfolgreich bewältigt wurden.

⁷² Diese Frage wird von der inzwischen eingesetzten „Strukturkommission“ adressiert.



Versorgungssicherheit muss gewährleistet werden – wir brauchen den Übergang zum intelligenten Netz mit Speichern

Es wurde kontrovers diskutiert, ob der Kohleausstieg die Sicherstellung der Versorgungssicherheit gefährdet oder nicht. Vor allem ein schneller Kohleausstieg berge das Risiko von Versorgungsengpässen, so ein Kommentar, da nicht gesichert sei, dass in diesem Fall ausreichend alternative Erzeugungskapazitäten und die für den Ausbau von erneuerbaren Energien erforderlichen Speicherkapazitäten bei Strom, Gas und Wärme gegeben wären: „Brauchen wir nicht doch die Kohle, um Flauten zu überbrücken?“. Eine Gefährdung der Versorgungssicherheit wäre fatal, weil sie auch eine Gefährdung der Unterstützung der Energiewende wäre. In diesem Kontext wurde betont, dass es fundierte Vorstellungen davon geben müsse, ob der Energieverbrauch in Zukunft wachse oder zurückgehe und mit welchen Größenordnungen zu rechnen sei. Hier erfolgte auch der Hinweis, dass digital gesteuerte Systeme auf der einen Seite unabdingbar für das Gelingen der Energiewende seien, auf der anderen Seite die Digitalisierung den Strombedarf stark nach oben treibe. Andere Stimmen betonten, dass es derzeit eher Überkapazitäten beim Strom gäbe. Sie unterstrichen, dass Investitionen in Speicher und intelligente Netze notwendig wären, um den Ausgleich zu schaffen. Die zentrale Frage sei, „wie schaffen wir den Übergang vom statischen zum intelligenten Netz mit Speichern“.

8.3. Prozessrelevante Einsichten

Für den Ansatz des Stakeholderdialoges konnten einige relevante Einsichten aufgenommen werden

Die Rückmeldung der TeilnehmerInnen aus dem ersten Workshop war recht aufschlussreich. Zum einen wurde eine klare Agenda vermisst, die deutlich machen, was man am Ende des Tages erreichen will. Einfach nur zu diskutieren, wurde von manchen nicht als ausreichend betrachtet. Andere fanden die Veranstaltung sehr hilfreich, um Fragestellungen zu identifizieren, die von den Praktikern als relevant angesehen werden. Eine Weiterführung im ähnlichen Format wurde von vielen erwünscht. Wir haben aus diesem ersten Workshop folgende Schlüsse gezogen:

a. Checklisten & Templates für Wissenschaftler_innen

Aufbauend auf den Erkenntnissen des Stakeholderdialogs am 7.3. wurden Checklisten und Templates für Folien entwickelt, die den Wissenschaftler_innen die inhaltliche Planung und das methodische Herangehen an Stakeholderdialoge erleichtern. Damit waren nach Aussage der Wissenschaftler_innen in der Folge die Stakeholderdialoge wie das Kompetenzteamtreffen im Mai wesentlich effektiver.

b. Rahmenannahmen transparent machen

Die Stakeholder benötigen mehr Transparenz bzgl. der Rahmenannahmen und Prämissen für die Modellrechnungen und Szenarien, um ihre Expertise zielgerichtet hinzuzufügen zu können. So hoben einige Stakeholder hervor, dass eine Kommentierung nicht möglich sei, wenn kein Konsens oder zumindest Klarheit über die zugrunde gelegten Annahmen herrsche, die in die Modellerstellung einfließen. Das Forschungsdesign sowie die zentralen Fragestellungen und Ergebnisse sollten im Vorfeld klarer kommuniziert werden.

Damit einhergehend wurde auch gefordert, dass im Vorfeld klarer gemacht wird, was eigentlich von den Stakeholdern erwartet wird: Kommentierung, Mitarbeit, Debatte, Akzeptanz?

c. Interaktionen stärken

Die Input-Session (Vorträge) wurde als zeitlich und inhaltlich zu ausgeprägt empfunden. Es sei sinnvoller, mehr Zeit für Interaktion und Kleingruppenarbeit einzuplanen und die essenziellen Aspekte der Szenarien detaillierter durchzuspielen.

d. Akademischer Sprachgebrauch

Die Stakeholder haben den Wunsch formuliert, dass seitens der Wissenschaftler eine Sprache gewählt wird, die bestimmte akademische Abkürzungen und Begriffe meidet und von den Stakeholdern gut verstanden werden kann.



e. Diskurs fortsetzen

Es wurde um mehr Termine gebeten, um den Diskurs fortzusetzen und zu intensivieren.

Das zweite Treffen mit den Kompetenzteams setzte die genannten Erkenntnisse schon teilweise um. Wir gaben Templates für die Inputs der Wissenschaftler vor, die vor allem die Stakeholder ins Zentrum des Vortrages rückten. Sie fokussierten auf die folgenden Fragen:

- Was ist für die Stakeholder relevant?
- Was wollen die Wissenschaftler heute mit ihnen diskutieren, von ihnen wissen? Wie geht es weiter?

Es wurde weitaus mehr Raum für interaktive Formate gegeben und weniger frontal kommuniziert. Die Zufriedenheit sowohl seitens der Wissenschaftler als auch der Teilnehmer war im zweiten Stakeholderprozess sehr hoch, das Vorgehen hatte sich bewährt.

ENTWURF



Exkurs: Partizipationsprozess in Rahmen des Klimaschutzplan NRW

Im Rahmen des ENavi-Projektes werden nicht nur partizipative Prozesse genutzt, sondern auch Partizipationsprozesse die bereits in anderen Projekten oder Situationen Anwendung fanden untersucht, um von den Erfahrungen anderer profitieren zu können. Dazu zählt auch der Partizipationsprozess, der im Rahmen des Klimaschutzplan NRW durchgeführt wurde. In der folgenden „Fokus-Box“ wird dieser Prozess geschildert.

Box 7: Partizipationsprozesse in der Praxis - Der Klimaschutzplan NRW

Der Klimaschutzplan NRW dient der Umsetzung des Klimaschutzgesetzes vom 23.01.2013. In einem umfassenden Partizipationsprozess wurden von über 400 Akteuren Strategien und Maßnahmen zum Klimaschutz sowie zur Anpassung an den Klimawandel erarbeitet.

Vor der eigentlichen Erstellung des Klimaschutzplans wurde ein Konzept für die methodische, fachliche und chronologische Ausgestaltung eines solchen Partizipationsprozesses erarbeitet.

Um möglichst früh die Vertrauensbildung in den geplanten Prozess und die beteiligten Akteure zu fördern sowie die Analyse von Erwartungshaltungen und Befindlichkeiten wesentlicher Kernakteure sicherzustellen, wurden mit Schlüsselakteuren vorab Sondierungsgespräche geführt. Im Rahmen der Gespräche wurden Vertreterinnen und Vertreter von insgesamt 41 Institutionen aus den Bereichen Wirtschaft und Verkehr, Gewerkschaften, kommunale Spitzenverbände, Umweltverbände, etc. befragt. Die Auswahl der Interviewpartnerinnen und -partner erfolgte auf Basis einer umfangreichen Akteursanalyse.

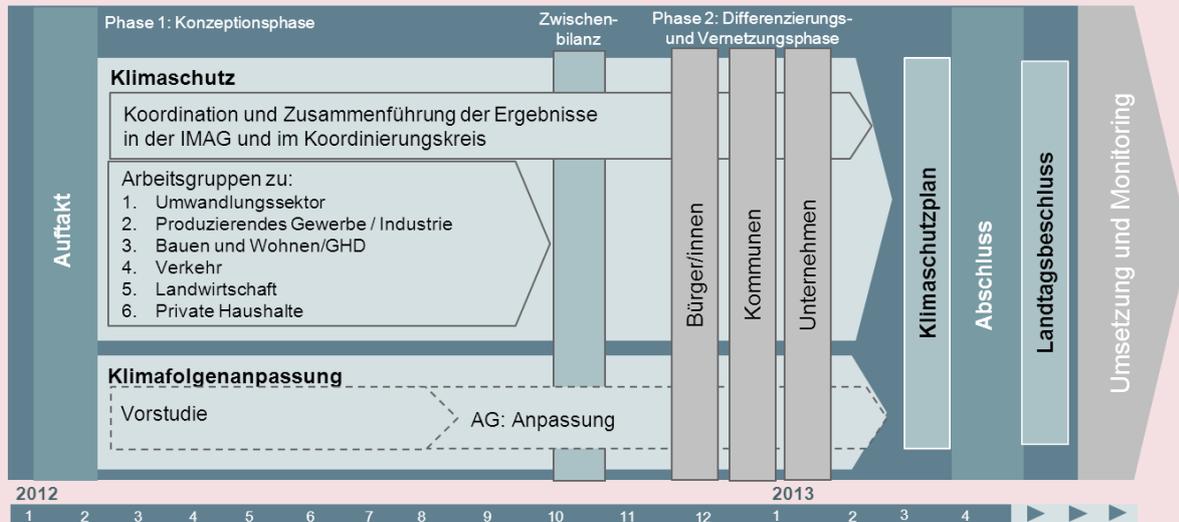
Die Analyse zeigt übersichtsartig die Verflechtungen der einzelnen Akteure in den Prozess zum Klimaschutzplan. Betrachtete Kriterien waren u.a. welcher gesellschaftlichen Gruppe sie angehören, welche Art der Betroffenheit existiert und ob es explizite Stellungnahmen zum Klimaschutzgesetz gab. Neben einer allgemeinen Zuordnung zu einer Akteursgruppe oder einem Sektor wurden zunächst die generellen Interessen und Handlungsmotive dargestellt. Aufgrund der großen Spannweite relevanter Akteure umfasst dies diverse Aspekte, die von der ökonomischen Prozessoptimierung und regionalen Wirtschaftsförderung bis zu explizit klima- und umweltschutzbezogenen Interessen reichen. Als Ergebnis der Analyse lassen sich Cluster von Akteuren benennen, die ähnliche Ressourcen, Interessen und Konflikte in Bezug zum Klimaschutz aufweisen. Im Rahmen des Partizipationsprozesses für den Klimaschutzplan sind diese Akteursgruppen in vergleichbarer Weise in die Strategieentwicklung einzubeziehen.

Aus diesen Interviews wurden Hinweise für das Prozessdesign abgeleitet.

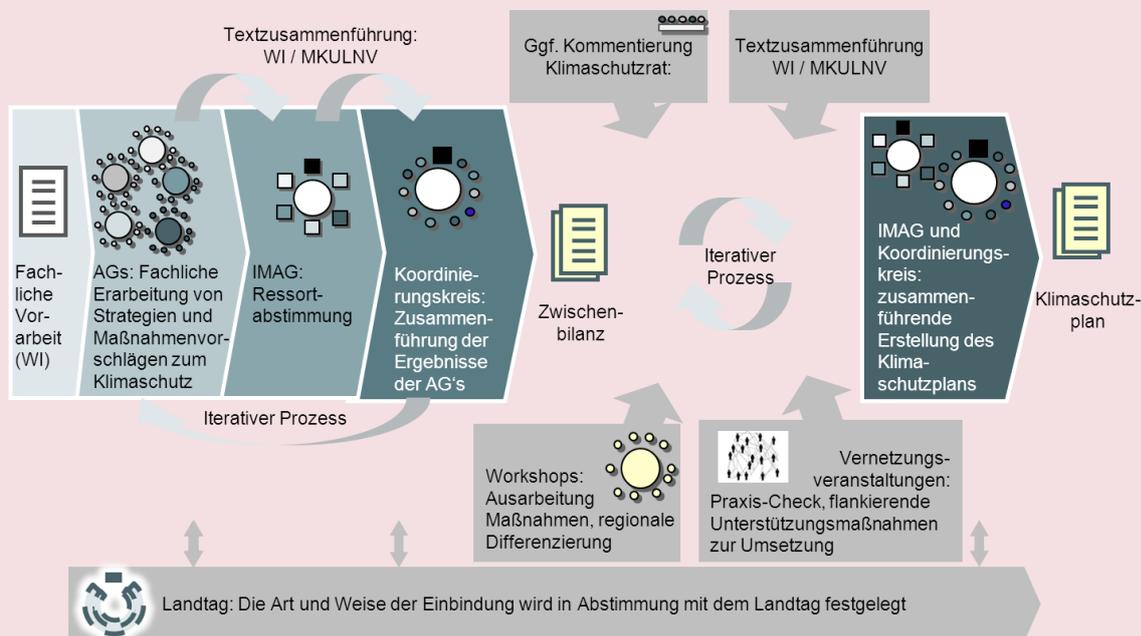
- Zur Ausgestaltung des Beteiligungsprozesses
- Zur Struktur möglicher Arbeitsgruppen
- Zu Erfolgsfaktoren des Prozesses
- Zu den zu beteiligenden Akteure und der Schaffung geeigneter Gremien



Die folgende Abbildung zeigt den Arbeitsprozess zur Entwicklung des Klimaschutzplans auf.



In einer ersten Phase wurden in sektoral abgegrenzten Arbeitsgruppen Maßnahmenvorschläge für den Klimaschutzplan entwickelt. Beteiligt waren auch hier Vertreterinnen aus Politik, Wirtschaft, Wissenschaft und Zivilgesellschaft. Nach der Erarbeitung der Strategien und Maßnahmen in der ersten Phase wurde eine Zwischenbilanz erstellt, welche im Rahmen einer Plenumsveranstaltung der Öffentlichkeit vorgestellt wurde. In einer zweiten Phase wurden die Maßnahmen in einer Bürgerbeteiligung ergänzt. Die folgende Abbildung zeigt in einem schematischen Entwurf das Zusammenspiel der in den Erarbeitungsprozess eingebundenen Akteure, Gremien und Beteiligungsformate.



Der Umfang und die inhaltliche Tiefe dieses Beteiligungsprozesses ist bisher einzigartig. Die 154 Maßnahmen aus dem Bereich Klimaschutz umfassen alle emissionsrelevanten Sektoren. Darüber hinaus wurden sektorspezifische Zwischenziele für die Emissionsminderung in NRW für 2020 und 2050 sowie ein Emissionskorridor bis 2050 definiert. Die Maßnahmen umfassen einen breiten Instrumentenmix, von Förderung über Information und Beratung bis zu Gesetzesänderungen. Die einzelnen Klimaschutzmaßnahmen ergänzen teilweise bundesweite Instrumente wie das erneuerbaren Energien Gesetz oder die Altbausanierungsprogramme der KfW. Einzelne Maßnahmen im Bereich der Sanierung von Bestandsgebäuden oder Informationskampagnen für Mieterinnen und Mieter zielen auf die Aktivierung von privatem Kapital und lassen positive Arbeitplatzeffekte er-



warten. In der Impactanalyse zu den Szenarien des Klimaschutzplanes sind die Effekte auf Wachstum und Beschäftigung entweder leicht positiv oder gering. Die stärksten positiven Effekte werden durch die Bauwirtschaft erwartet. Eine umfassende partizipative Entwicklung von Klimaschutzstrategien und -maßnahmen ist als Politikinstrument grundsätzlich auf alle Bundesländer übertragbar. Ähnliche Prozesse auf Maßnahmenebene wurden in Rheinland-Pfalz, Thüringen, Berlin und auf Bundesebene bereits durchgeführt. Die gemeinsame Erarbeitung und der Abgleich von Klimaschutzstrategien in einem partizipativen Szenarioprozess bleibt bisher einzigartig.

8.4. Fazit & Ausblick

Aus den Praxiserfahrungen wurden wesentliche Erkenntnisse in die wissenschaftlichen Analysen von SPT 1 übernommen. Der Kohleausstieg wird im weiteren Forschungsverlauf nicht nur hinsichtlich Kosteneffizienz, sondern stärker an der Frage der Verteilungseffekte von Maßnahmen betrachtet. Wer die Gewinner und Verlierer sind spielt unter Fairnessgesichtspunkten eine wichtige Rolle. Die Einschätzung der Wissenschaftler, dass der ordnungspolitische Kohleausstieg die bevorzugte Maßnahme ist, wurde ebenso bestätigt wie der europäische Weg der „Koalition der Willigen“.

Der Stakeholderdialog wird weiter fortgeführt, um die Konzepte und Handlungsoptionen zu vertiefen. Angedacht sind dafür kleinere Formate mit Praxisexperten, die mit wenigen Personen und höchstens drei bis vier Stunden ab Spätsommer stattfinden sollen.

Ebenso soll der Bewertungsansatz für die in SPT 1 entwickelten Szenarien – und darüber hinaus auch in ENavi insgesamt – in einem partizipativen Format weiterentwickelt werden. Deshalb wird für den multi-kriteriellen Bewertungsansatz des Schwerpunktthemas 1 im Sinne des transdisziplinären Diskurses gemeinsam mit Vertreter_innen des IASS aus dem AP11 eine Einbindung von Stakeholdern umgesetzt. Ziel ist ein möglichst „agiles“ Vorgehen, das in mehreren kleinen, möglichst aufeinander aufbauenden Gesprächsrunden den Expert_innen die Möglichkeit gibt, Bewertungskriterien zu modifizieren und Hinweise für die Bewertung von Szenarien zu geben: Was ist richtig, was ist moralisch gut? Was ist relevant im politischen Diskurs?

Literatur:

Basiswissen: <https://www.isoe.de/forschung/transdisziplinaritaet/>



ENTWURF

Schwerpunktthema 1: Transformation des Stromsystems

Anhang

9. Modellbeschreibungen

Stand der Arbeiten: Da die bestehenden Modell-Dokumentationen nicht immer aktuell sind, werden diese für den Endbericht überarbeitet. Im Rahmen der Überarbeitung sollen auch zentrale Annahmen transparent aufbereitet und zur Verfügung gestellt werden.

E2M2

Das europäische Elektrizitätsmarktmodell E2M2 (European Electricity Market Model) bildet sowohl den Kraftwerkseinsatz (Dispatch) als auch modellendogene Kapazitätzubauten als lineares Optimierungsproblem ab.

Zudem umfasst es die Abbildung der Erzeugung aus erneuerbaren Energien, der Bewirtschaftung von Speichern als auch der Auslastung der Netze jeweils in zeitlich hoch aufgelöster Betrachtung mit 8760h pro Jahr. Als Fundamentalmodell bildet E2M2 den deutschen Kraftwerkspark anlagen- und ggf. blockscharf mit regionaler Zuordnung ab und fasst alle sonstigen Erzeugungstechnologien auch im europäischen Ausland zu repräsentativen Kraftwerksklassen zusammen. Für die zukünftige Investitionsplanung bis zum Jahr 2050 werden repräsentative Zubauoptionen vorgesehen. Thermische Kraftwerke werden sowohl durch betriebswirtschaftliche Parameter (spezifische Investitionskosten, fixe und variable Betriebskosten, Kosten für den Anfahrvorgang, etc.) als auch durch technische Parameter charakterisiert. Die Reserve wird kostenoptimal durch stehende (non-spinning) und in Betrieb befindliche (drehende, spinning) Kraftwerke bereitgestellt. Neben der zeitlich hoch aufgelösten Betrachtung von 8760 Stunden ist ebenso eine Abbildung von Typstunden für jeweils ein Jahr möglich, um den Rechenaufwand zu verringern und gleichzeitig eine zufriedenstellende Modellierungsgenauigkeit zu gewährleisten. Lastmanagement, Speicherbewirtschaftung und Biomasse als erneuerbare Flexibilitätsoption (siehe Eltrop et al. 2016) werden bereits abgebildet. Abbildung 41 zeigt eine zusammenfassende Darstellung des Elektrizitätssystems und der in E2M2 abgebildeten Komponenten. Eine detaillierte Modell- und Methodenbeschreibung von E2M2 ist in Sun 2013 zu finden.

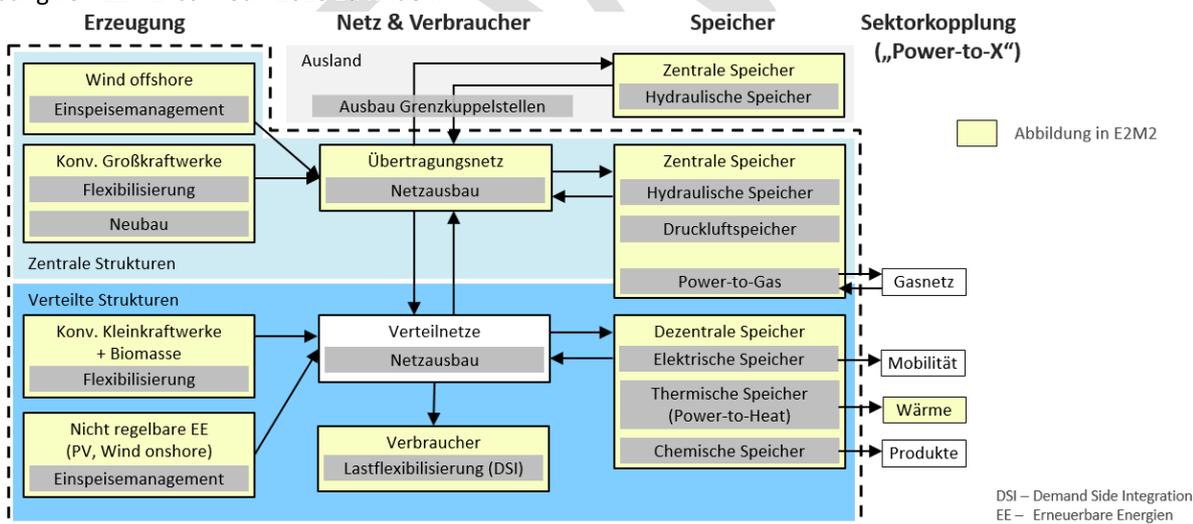


Abbildung 41: Flexibilisierungs- und Integrationsoptionen im Elektrizitätssystem
Quelle: Bothor 2015

Referenzen:

Bothor 2015: Bothor, S.; Steurer, M.; Eberl, T.; Brand, H.; Voß, A.: Bedarf und Bedeutung von Integrations- und Flexibilisierungsoptionen in Elektrizitätssystemen mit steigendem Anteil erneuerbarer Energien. 9. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien. Stuttgart 2015.



Eltrop et al. 2015: Eltrop, L.; Fleischer, B.; Härdtlein, M.; Panic, O.; Maurer, C.; Daiber, R.; Dieter, H.; Beirow, M.; Spörl, R.: Speicherung und flexible Betriebsmodi zur Schonung wertvoller Ressourcen und zum Ausgleich von Stromschwankungen bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien in Baden-Württemberg (BioenergieFlex BW). Forschungsbericht BWPLUS, Förderkennzeichen: BWE 13006 – 13008.

Sun 2013: Sun, N.: Modellgestützte Untersuchung des Elektrizitätsmarktes –Kraftwerkseinsatzplanung und -investitionen, Von der Fakultät Energie-, Verfahrens- und Biotechnik der Universität Stuttgart zur Erlangung der Würde eines Doktors der Ingenieurwissenschaft (Dr.-Ing.) genehmigte Abhandlung, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung. Stuttgart 2013.

LIMES

Das europäische Stromsektormodell LIMES-EU ist ein lineares Optimierungsmodell, welches simultan kostenminimierende Investitions- und Kraftwerkseinsatzentscheidungen für Erzeugungs-, Speicher- und Übertragungstechnologien bestimmt. Sein integrierter Ansatz zusammen mit einer intertemporalen Optimierung bis 2050 ermöglicht es, konsistente und kosteneffiziente Wege für die zukünftige Entwicklung des europäischen Stromsystems unter unterschiedlichen Energie- und Klimaschutzpolitiken zu analysieren - sowohl auf aggregierter als auch auf regionaler Ebene. Es basiert auf einer detaillierten Abbildung der techno-ökonomischen Parameter der verschiedenen Altersklassen an existierenden Technologien, sowie Pfade für die erwartete zukünftige Entwicklung der Parameterwerte.

Es beinhaltet einen neuartigen Cluster-Ansatz zur Bestimmung der verwendeten Typtage, was zu einer besseren Darstellung der zeitlichen Variabilität von Last-, Wind- und Solarenergie bei Minimierung des Rechenaufwands führt (Nahmacher et al. 2016). Das Modell umfasst 26 der 28 EU-Mitgliedstaaten (ohne Malta und Zypern) sowie die Schweiz, Norwegen und die Balkanregion. Eine umfassende Modelldokumentation findet sich in (Nahmacher et al. 2014).

Der LIMES-Modellierungsrahmen wurde in zahlreichen Peer-Review-Studien zum deutschen (Ludig et al. 2015) und europäischen Energiesystem (Haller et al. 2012; Knopf et al. 2015; Schmid und Knopf 2015, Nahmacher et al. 2016) angewendet.

Referenzen:

Haller, M., Ludig, S., Bauer, N., 2012. Decarbonization scenarios for the EU and MENA power system: Considering spatial distribution and short term dynamics of renewable generation. *Energy Policy* 47, 282–290. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.04.069>

Knopf, B., Nahmacher, P., Schmid, E., 2015. The European renewable energy target for 2030 – An impact assessment of the electricity sector. *Energy Policy* 85, 50–60. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2015.05.010>

Ludig, S., Schmid, E., Haller, M., Bauer, N., 2015. Assessment of transformation strategies for the German power sector under the uncertainty of demand development and technology availability. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 46, 143–156. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.02.044>

Nahmacher, P., Schmid, E., Knopf, B., 2014. Documentation of LIMES-EU-A long-term electricity system model for Europe. preparation.

Nahmacher, P., Schmid, E., Hirth, L., Knopf, B., 2016. Carpe diem: A novel approach to select representative days for long-term power system modeling. *Energy* 112, 430–442. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.06.081>

Schmid, E., Knopf, B., 2015. Quantifying the long-term economic benefits of European electricity system integration. *Energy Policy* 87, 260–269. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2015.09.026>

TIMES PanEU

Das Pan-Europäische TIMES Energiesystemmodell (kurz TIMES PanEU) ist ein 30 Regionen umfassendes Energiesystemmodell (Blesl et al. 2010a), welches alle Staaten der EU-27 sowie die Schweiz, Norwegen und Island beinhaltet. Der Modellierungszeitraum erstreckt sich von 2000 bis 2050, wobei die Modellierung in Stützjahren mit einer Länge von 5 Jahren erfolgt. Jedes Stützjahr ist durch 12 Zeitsegmente (3 Tageszeitsegmente und 4 Jahreszeitsegmente), anhand derer jahreszeitlich verschiedene Zustandsgrößen bzw. Last- und Nachfrageverteilungen abgebildet werden. Zielfunktion des Modells ist eine zeitintegrale Minimierung der gesamten diskontierten Systemkosten für den Zeithorizont 2000 bis



2050. Dabei ist im Modell ein vollständiger Wettbewerb zwischen verschiedenen Technologien bzw. Energieumwandlungspfaden unterstellt. Des Weiteren gehen die Rahmenbedingungen bezüglich der Energiesteuern und Subventionen mit in die Kalkulation ein, ebenso wie typische Gewinnmargen bei den Energiesektoren, so dass im Zuge der einzelnen Stufen der Energiebereitstellungskette die Preise ansteigen (NEEDS 2006).⁷³

Als Energiesystemmodell enthält TIMES PanEU auf einzelstaatlicher Ebene alle an der Energieversorgung und -nachfrage beteiligten Sektoren, wie beispielsweise den Rohstoffbereitstellungssektor, die öffentliche und industrielle Strom- und Wärmeerzeugung, die Industrie, den Gewerbe-, Handel-, Dienstleistungssektor, die Haushalte und den Transportsektor. Sowohl die Treibhausgasemissionen (CO₂, CH₄, N₂O) als auch Schadstoffemissionen (CO, NO_x, SO₂, NMVOC, PM10, PM2.5) sind in TIMES PanEU erfasst.

Im **Verkehrssektor** sind die vier Bereiche Straßenverkehr, Schienenverkehr, Schifffahrt und Luftverkehr abgebildet. Der Straßenverkehr enthält insgesamt fünf Nachfragekategorien für den Personenverkehr (Pkw Kurzstrecke, Pkw Langstrecke, Linienbusse, Reisebusse, Krafträder) und eine für den Gütertransport (Lkw). Der Schienenverkehr umfasst die drei Kategorien Schienenpersonenverkehr nah und fern sowie Schienengüterverkehr. Die Verkehrsmodi Schifffahrt und Luftverkehr werden jeweils durch einen Technologie unspezifischen allgemeinen Prozess abgebildet, bei dem die Entwicklung der Verkehrsnachfrage durch die Entwicklung der Endenergienachfrage repräsentiert wird. Im Bereich Luftverkehr kann weiter nach Inlandsflügen, intra-EU Flügen und extra-EU Flügen unterschieden werden.

In den einzelnen Fahrzeugkategorien stehen verschiedene Kraftstoff- und Antriebsvarianten zur Verfügung (Tabelle 15). Neben den konventionellen Kraftstoffen auf Mineralölbasis (Benzin, Diesel, Kerosin) sind auch alternative Kraftstoffe wie Erdgas, Autogas, mehrere Arten von Biokraftstoffen, Methanol, Strom, Dimethyleter und Wasserstoff im Modell abgebildet. Bei Biokraftstoffen besteht sowohl die Möglichkeit der Nutzung in Reinform in speziell darauf abgestimmten Motoren als auch die Möglichkeit der Beimischung von Biokraftstoffen zu konventionellen Kraftstoffen. Kraftstoffe wie Methanol, Dimethyleter, Strom oder Wasserstoff können sowohl aus fossilen als auch aus erneuerbaren Quellen erzeugt werden, wobei im Modell alle Emissionen von der Rohstoffgewinnung über die Umwandlung zum Kraftstoff bis hin zum Verbrauch im Fahrzeug (Well-to-Wheel) erfasst sind.

⁷³ NEEDS project: „Key Drivers for Energy Trends in EU - Specification of the Baseline and Policy Scenarios“ (2006), URL: www.needs-project.org. – Aktualisierungsdatum: 2006.



Tabelle 15: Im Energiesystemmodell TIMES PanEU modellierte Kraftstoff- und Antriebsalternativen

Kraftstoff / Fahrzeugkategorie	Pkw	Bus	leichte Nfz	schwere Nfz	Kraftfahrzeuge	Schieneverkehr	Luftverkehr	Schifffahrt	
Benzin	+*	+*	+*		+*		+		+ Im Modell implementiert * Beim Isolation von Blockkraftstoffen und synthetischen Kraftstoffen möglich BZ: Brennstoffzelle VM: Verbrennungsmotor FT: Fischer-Tropsch Nfz: Nutzfahrzeug BtL: Biomass-to-Liquid GtL: Gas-to-Liquid CtL: Coal-to-Liquid Fossile Kraftstoffe Blockkraftstoffe Kraftstoffe, die sowohl aus fossilen als auch aus erneuerbaren Energieträgern erzeugt werden können
Hybrid	+*		+*						
Plug-In-Hybrid	+*		+*						
Diesel	+*	+*	+*	+*		+*		+*	
Hybrid	+*	+*	+*	+*					
Plug-In-Hybrid	+*		+*						
Autogas	+		+	+					
Schweres Heizöl								+	
Kerosin							+		
Erdgas	+*	+*	+*	+*					
Hybrid	+*	+*	+*	+*					
Plug-In-Hybrid	+*		+*						
Biodiesel	+	+	+	+					
Ethanol (E85)	+	+	+						
Hybrid	+		+						
Plug-In-Hybrid	+		+						
FT-Diesel (BtL, GtL, CtL)	+	+	+	+			+		
Strom	+		+		+	+			
Methanol VM	+	+	+						
Methanol BZ	+								
Dimethyleter	+	+	+	+					
Wasserstoff (g) VM	+		+						
Wasserstoff (g) BZ	+	+	+	+					
Hybrid	+	+	+	+					
Wasserstoff (l) BZ	+		+						

Zudem sind im Straßenverkehr auch unterschiedliche alternative Antriebskonzepte wie Hybrid- und Plug-In-Hybridfahrzeuge sowie Batterie- und Brennstoffzellen betriebene Elektrofahrzeuge abgebildet. Die im Modell erfassten Antriebstechnologien unterscheiden sich hinsichtlich ihrer Investitions- und Fixkosten sowie Effizienzen und Emissionen, wobei für alle Parameter ein zeitlicher Entwicklungspfad vorgegeben ist. Tendenziell nehmen dabei die Mehrkosten bei alternativen Antriebskonzepten, wie z. B. Elektroantrieben, gegenüber konventionellen Antrieben im Zeitverlauf ab, während der spezifische Kraftstoffverbrauch je Fahrzeugkilometer auch bei konventionellen Antrieben kontinuierlich sinkt (Blesl et al. 2010b; Bruchof & Voß 2010). Des Weiteren besteht im Modell die Möglichkeit zur Investition in Energieeinsparmaßnahmen, die eine zusätzliche Verbrauchsreduktion bei konventionellen Antrieben ermöglichen. Im Straßenverkehr zählen dazu unter anderem Maßnahmen wie verstärktes Downsizing kombiniert mit Turboaufladung, Start-Stopp-Systeme, Direkteinspritzung beim Ottomotor oder Steigerung des Hochdruckwirkungsgrads beim Dieselmotor. Auch für den Luftverkehr existieren zusätzliche Einsparmaßnahmen. Sie umfassen Maßnahmen wie Upgrades der vorhandenen Flugzeugflotte (z. B. Nachrüstung von Winglets, Gewichtsreduzierung durch leichtere Bestuhlung etc.), Verbrauchsoptimierungen beim Flugzeugeinsatz (z. B. Schwerpunktoptimierung, verbessertes Wartungsmanagement) und Steigerung der mittleren Effizienz der Gesamtflotte durch vorgezogenes Ausrangieren und Ersetzen älterer Flugzeuge.

Der **Haushaltssektor** umfasst elf Nachfragekategorien (Raumwärme, Raumklimatisierung, Warmwasser, Kochgeräte, Beleuchtung, Kühlschränke, Waschmaschinen, Wäschetrockner, Spülmaschinen, sonstige Elektrogeräte, sonstiger Energieverbrauch), wovon die ersten drei Kategorien weiter differenziert werden nach Gebäudetyp und –alter (Einfamilienhäuser in städtischen und ländlichen Gebieten sowie Mehrfamilienhäuser, jeweils unterteilt in Gebäudebestand (3 Altersklassen) und Neubauten). Für die unterschiedlichen Gebäudetypen sind verschiedene energetische Sanierungsoptionen sowohl kostenseitig als auch bzgl. deren Einsparpotenzial hinterlegt. Dadurch kann beispielweise die Nachfrage nach Raumwärme entweder dezentral durch einen Niedertemperatur-Heizkessel oder zentral durch Nah- oder Fernwärme gedeckt werden bzw. durch Austausch der Fenster oder Wärmedämmung gegenüber dem Standard reduziert werden.

Der Sektor **Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD)** wird durch ein ähnlich strukturiertes Referenzenergiesystem (RES) abgebildet und umfasst neun Nachfragekategorien (Raumwärme, Raumklimatisierung, Warmwasser, Kochgeräte, Kühlschränke, Beleuchtung, öffentliche Straßenbeleuchtung, sonstige Elektrogeräte, sonstiger Energieverbrauch). Die



ersten drei Kategorien werden weiter untergliedert nach Gebäudetyp (groß/klein). Betrachtete Technologien für den Bereich Haushalte und GHD sind unter anderem Absorptionswärmepumpen und -kältemaschinen, Elektroheizungen, Biomasseheizungen oder Solarkollektoren.

Der Sektor **Landwirtschaft** wird durch einen allgemeinen Prozess beschrieben mit einem Mix aus mehreren Energieträgern als Input und einer aggregierten Nutzenergienachfrage als Output.

Im Bereich **Industrie** wird zwischen energieintensiven und nicht energieintensiven Branchen unterschieden. Die energieintensiven Branchen werden dabei durch ein prozessorientiertes RES abgebildet. Dieser Bereich besteht aus den Branchen Eisen u. Stahl, Aluminium, Kupfer, Ammoniak, Chlor, Zement, Kalk, Flachglas, Behälterglas und Papier. Ausgangspunkt sind die absoluten Produktionsmengen dieser Branchen in physischen Mengeneinheiten (Mio. t). Zur Erfüllung dieses Bedarfs stehen auf unterschiedlichen Prozessstufen verschiedene Technologien zur Auswahl. So wird in der Papierindustrie beispielsweise auf einer Prozessstufe Holz- bzw. Zellstoff produziert. Dazu stehen sowohl mechanische, chemische als auch Recyclingverfahren zur Verfügung. Im nächsten Schritt erfolgt die Herstellung der Endprodukte high quality bzw. low quality Papier, auch hier stehen verschiedene Verfahren zur Verfügung.

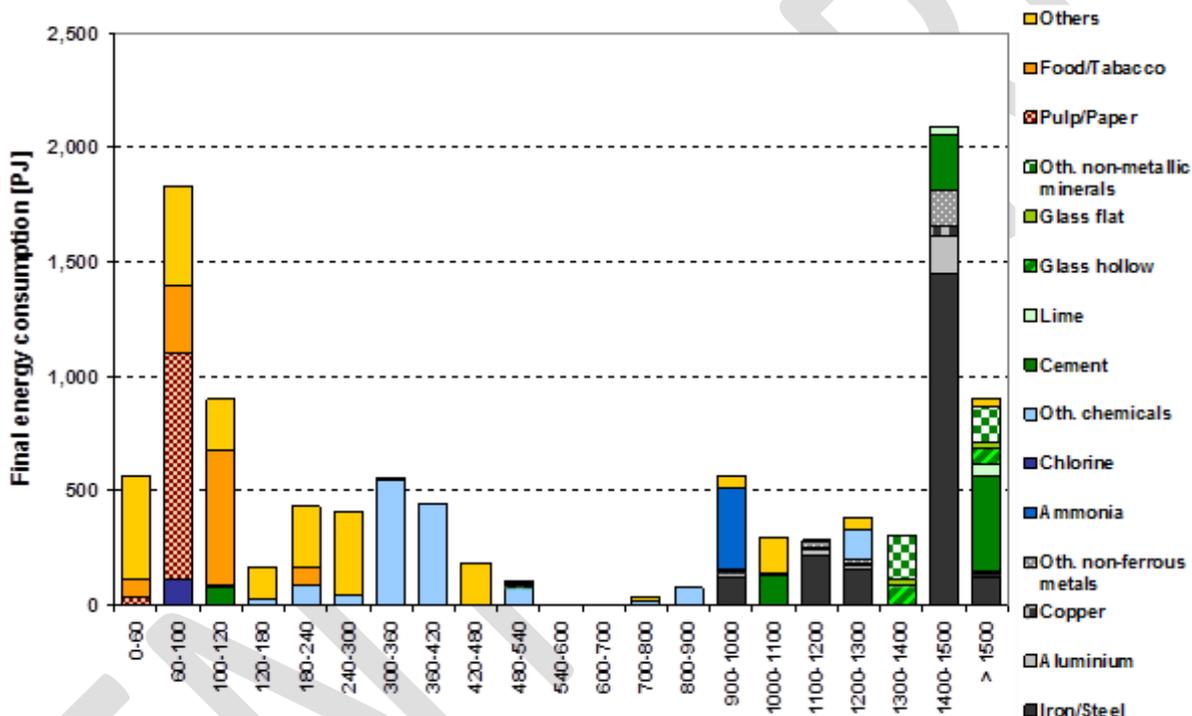


Abbildung 42: Endenergieverbrauch der Industrie zur Wärmebereitstellung nach Temperaturniveaus in der EU-27 in 2005

Diese Möglichkeit durch den Einsatz komplett unterschiedlicher Produktionsverfahren, wie etwa der Einsatz von Recyclingprozessen in der Aluminiumindustrie anstatt von Primäraluminiumprozessen oder von Elektrolichtbogenverfahren statt der üblichen Hochofen-Oxystahlprozesse, stellt eine zusätzliche und industriespezifische Dimension der Emissionsreduktionspfade dar. Weitere Möglichkeiten sind wie in anderen Sektoren der vermehrte Einsatz von Erneuerbaren Energien oder Effizienzsteigerungen in den Energiebereitstellungsprozessen (Wärme, Dampf, Kälte).

Neben den Produktionsverfahren spielt die Energiebereitstellung innerhalb des Industriesektors eine wichtige Rolle. Für die Wärmebereitstellung werden in Abhängigkeit vom benötigten Temperaturniveau unterschiedliche Technologien angeboten (z. B. KWK-Anlagen, Öfen, Boiler, Wärmepumpen, solare Technologien) (Abbildung 42). In Abhängigkeit vom Temperaturniveau existieren unterschiedliche Einsatzpotenziale für diese Technologien und somit auch unterschiedliche Möglichkeiten zur Emissionsreduktion. Weiterhin stehen unterschiedliche Technologien zur Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser sowie für Kälte (Kompressionskälteanlagen, Absorptionskälteanlagen, solare Kühlung) zur Verfügung.



Die länderspezifische Struktur der Industrie mit unterschiedlichen Schwerpunkten in einzelnen Branchen bestimmt ebenfalls die Temperaturverteilung des Wärmebedarfs sowie die Einsatzmöglichkeiten und damit auch Emissionsreduktionspotenziale in den einzelnen Ländern. Durch die hohe Bedeutung der Zementindustrie in Italien und Spanien dominiert beispielsweise in diesen Ländern die Wärmenachfrage auf einem hohen Temperaturniveau. In Finnland und Schweden dagegen spielt die Papierindustrie eine wichtige Rolle, in der der Temperaturbedarf auf vergleichsweise geringem Niveau anfällt und unter anderen durch KWK-Anlagen bereitgestellt werden kann.

Die sonstigen Industriezweige sind durch eine einheitliche Struktur abgebildet. Dieser Bereich besteht aus den Branchen sonstige Nichteisenmetalle, sonstige Chemie, sonstige nichtmetallische Mineralien, Lebensmittel sowie den übrigen Industrien. Im Modell sind diese Branchen durch die Nachfrage nach den fünf Energiedienstleistungen Dampf, Prozesswärme, Maschinenantrieb, elektrochemische Anwendungen, Sonstige repräsentiert.

Innerhalb dieser Gruppe der nicht energieintensiven Branchen sind die Lebensmittelindustrie sowie die übrigen Industrien detaillierter abgebildet. Zu den genannten Energiedienstleistungen kommt die Nachfrage nach Raumwärme, Warmwasser und Kälte. Weiterhin werden die Anwendungen Beleuchtung sowie innerhalb der mechanischen Anwendungen Pumpen, Ventilatoren, Druckluft sowie sonstige mechanische Anwendungen unterschieden und einzeln nachgefragt.

Bei der **Strom- und Wärmeerzeugung** in Kraftwerken, KWK-Anlagen und Heizwerken wird zwischen öffentlicher Erzeugung und industrieller Eigenproduktion unterschieden. So sind im Bereich öffentliche, fossile Kraftwerke unter anderem Kondensationskraftwerke, IGCC (Integrated Gasification Combined Cycle) ohne und IGCC mit CO₂-Sequestrierung für Stein- und Braunkohle abgebildet. Weiterhin sind die Technologien zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien detailliert repräsentiert. Auszugsweise seien Wind onshore, Wind offshore, Lauf- und Speicherwasser, Geothermie, Biomasse-KWK, Wellenkraftanlagen und Brennstoffzellen an dieser Stelle genannt. Die abgebildete zentrale Wärmeerzeugung setzt sich aus einer Vielzahl unterschiedlicher Erzeugungstechnologien auf Basis fossiler und erneuerbarer Energieträger zusammen. Hierbei handelt es sich um alle in Deutschland bestehenden Anlagen und um mögliche zukünftige Anlagen (z. B. Erdgas-GuD-Anlagen oder Biomasse-Heizwerke). Innerhalb der Erzeugungstechnologien wird nach Leistungsklassen unterschieden.

Das Modell umfasst drei verschiedene Elektrizitätsniveaus (Höchstspannung, Mittelspannung, Niederspannung) und zwei unabhängige Wärmeverteilungssysteme (Fernwärme, Nahwärme). Die Nahwärme- und Fernwärmeverteilung ist entsprechend der unterschiedlichen funktionellen Teilaufgaben (Antransport, Hauptverteilung, Mittel- und Feinverteilung) als aufeinander folgende parallele Ketten von Prozessen abgebildet. Aufgrund der Parallelität können unterschiedliche alternative Verteilungsklassen abgebildet werden. Diese unterscheiden sich in ihren Kosten und zugehörigen Versorgungspotenzialen. Dadurch wird grob z. B. zwischen unterschiedlichen Erschließungskosten für Blockbebauung und Neubaugebiet oder Versorgungsstrukturen in Städten innerhalb von Kernregionen oder in ländlichen Regionen differenziert. Innerhalb des Modells sind die existierenden Netze als Bestände abgebildet, die bei entsprechender Nachfrage im Modell erweitert werden.

TIMES PanEU enthält eine Vielzahl unterschiedlicher CCS-Technologien, wie zum Beispiel die drei Kraftwerkskonzepte Precombustion, Postcombustion und Oxyfuel für verschiedene Energieträger als auch CCS-Technologien für industrielle Anwendungen in der Zement- und Ammoniakindustrie sowie im Umwandlungssektor zur Herstellung synthetischer Kraftstoffe und Wasserstoff aus fossilen Energieträgern. Die jeweiligen Infrastrukturoptionen für den CO₂-Transport und die Speicherung ist in Form von detaillierten Kosten-Potenzial-Kurven für die europäischen Länder hinterlegt. Diesen liegt eine Analyse möglicher zukünftiger CCS-Kraftwerksstandorte und CO₂-Speichern mittels eines Geoinformationssystems zugrunde (Abbildung 43).

Im **Rohstoffbereitstellungssektor** werden alle Primärenergieressourcen (Rohöl, Erdgas, Steinkohle, Braunkohle) durch Angebotskurven mit mehreren Kostenstufen modelliert. Dabei werden drei verschiedene Kategorien unterschieden: entdeckte Reserven (oder erschlossene Quellen), Reservenwachstum (oder Sekundär- und Tertiärförderung) und Neuentdeckungen. Zusätzlich werden sieben verschiedene Bioenergieträger unterschieden: Alt- und Restholz, Biogas, Hausmüll, Industriemüll, sowie zuckerhaltige, stärkehaltige und lignocellulosehaltige Energiepflanzen, die wiederum in unterschiedlich Kostenkategorien in Abhängigkeit des Sammel- und des Transportaufwandes unterschieden sind.

Durch seine regionale Auflösung erlaubt TIMES PanEU die Berücksichtigung länderspezifischer Besonderheiten, wie z. B. unterschiedliche Kraftwerksstrukturen des Bestandes, regional verschiedene Ausbaupotenziale für Erneuerbare Energien sowie Potenziale zur Speicherung von CO₂. Im Fall der Speicheroptionen für CO₂ wird einerseits zwischen Gasfeldern, Salinen Aquifere, Kohleflözen, Kohlebergwerken, Salzbergwerken und Ölfeldern und andererseits zwischen offshore und onshore Optionen unterschieden. Wie erwähnt, ist im Modell ein interregionaler Stromhandel implementiert, so dass Elektrizitätsexporte und -importe unter Berücksichtigung bestehender Kuppelleitungskapazitäten entsprechend ETSO endogen im Modell berechnet werden.

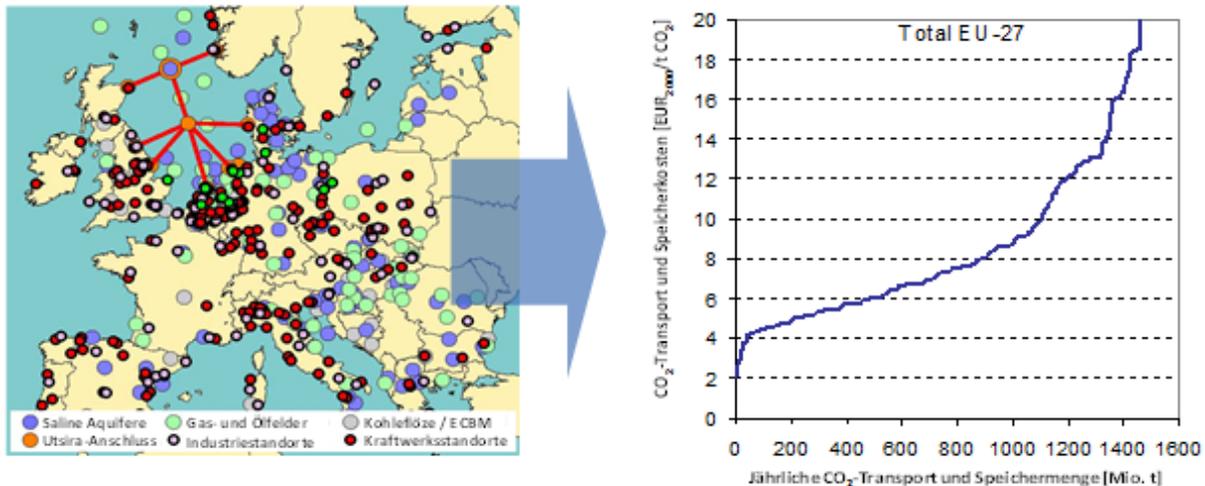


Abbildung 43: Schematische Darstellung der Herleitung der Kosten-Potenzial-Kurven für CO₂-Transport und Speicherung in TIMES PanEU

Der im Rahmen dieser Studie angewandte integrierte Planungsansatz bietet somit den Vorteil, z. B. gegenüber den sonst üblichen „Spreadsheet“-Modellen, dass damit alle sektoralen und regionalen Rückkopplungen berücksichtigt werden können, ohne dass an den Koppelstellen der einzelnen Module Informationen verloren gehen. Dies ermöglicht unter vorgegebenen energie- und klimapolitischen Rahmenbedingungen jeweils die Ermittlung ökonomisch optimaler und aufeinander abgestimmter Handlungsstrategien in einzelnen Sektoren und Regionen. Angesichts der zunehmenden Liberalisierung der Energiemärkte erscheint dies von besonderer Bedeutung, da die jeweiligen wettbewerblichen Konkurrenzbeziehungen unbedingt zu erfassen sind. Eine Betrachtung, die sich aus einzelnen sektoralen oder regionalen Überlegungen oder aus gesonderten Analysen der verschiedenen Energieträger zusammensetzt.

NEWAGE

Das NEWAGE-Modell (National European Worldwide Applied General Equilibrium) ist ein rekursiv-dynamisches Allgemeines Gleichgewichtsmodell mit besonderem Fokus auf den Energiesektor, insbesondere der Elektrizitätserzeugung. Es dient der gesamtwirtschaftlichen Analyse von Energie- und Klimapolitikstrategien im Hinblick auf ihre volkswirtschaftlichen Kosten. Aufgrund des totalanalytischen Rahmens des Allgemeinen Gleichgewichtsansatzes kann die Interaktion von Akteuren auf Märkten der Volkswirtschaft in einem geschlossenen Einkommenskreislauf beschrieben werden. Dadurch können sowohl direkte Effekte in einzelnen Sektoren (z. B. Energiewirtschaft) als auch indirekte Rückkopplungseffekte in der gesamten Volkswirtschaft erfasst werden, die durch preisinduzierte Angebots- und Nachfrageverschiebungen hervorgerufen werden. Anwendungsbeispiele finden sich in Beestermöller et al. 2013, Beestermöller & Fahl 2013, Zürn 2010, Küster et al. 2009, Küster 2009 und Küster et al. 2007.

PACE

Das PACE-Modell (Policy Analysis based on Computable Equilibrium) ist ein multisektorales, multiregionales, rechenbares, allgemeines Gleichgewichtsmodell (CGE-Modell), dessen besondere Stärken die Darstellung des globalen Handels sowie des Energieverbrauchs sind. Es wurde am ZEW insbesondere für die Beantwortung klima-, energie- und umweltpolitischer Fragestellungen entwickelt. PACE beschreibt die Zusammenwirkung sämtlicher Märkte einer Volkswirtschaft in einem globalen Kontext und kann somit regionale und sektorale Verflechtungen (bilateraler Handel, Verwendung von



Zwischenprodukten) erfassen. Die Auswirkungen politischer Eingriffe auf zahlreiche Indikatoren, wie z.B. Bruttoinlandsprodukt, Konsum, sektorale Produktion, Energieverbrauch und Beschäftigung, können mit dem PACE-Modell berechnet werden. In seiner momentanen Aggregationsstufe bildet PACE 23 Regionen, mit einem besonderen Schwerpunkt auf die EU, weitere wichtige Industrienationen (USA, Japan, Kanada) sowie die BRIC-Länder, und 36 Sektoren ab. Diese Liste kann aber je nach Bedarf und entsprechender Verfügbarkeit der Daten erweitert werden. Neben der detaillierten Darstellung des Elektrizitätssektors auf der Basis verschiedener Energieträger (Kohle, Erdgas, Erdöl, Kernkraft, Erneuerbare Energien) zeichnet sich das PACE-Modell durch seine besonders feine sektorale Struktur aus, die insbesondere die energieintensiven und handelsorientierten Industrien, beispielsweise Zement und Aluminium, umfasst. Somit konnte das PACE-Modell in der Vergangenheit speziell für die sehr genaue sektorale Bewertung des EU-Emissionshandels und vor allem für dessen Wirkung auf potentiell von Carbon Leakage bedrohte Sektoren verwendet werden. Anwendungsbeispiele mit PACE sind in Böhringer et al. (2009), Heindl und Voigt (2012), Alexeeva-Talebi et al. (2012) zu finden.

REMIND

REMIND ist ein globales, multiregionales Modell, das die Wirtschaft, das Klimasystem und eine detaillierte Darstellung des Energiesektors beinhaltet. Seine Lösung entspricht einem intertemporalen Pareto-Optimum von Wirtschafts- und Energieinvestitionen in den Modellregionen und berücksichtigt dabei vollständig den interregionalen Handel mit Gütern, Energieträgern und Emissionszertifikaten. REMIND ermöglicht die Analyse von Technologieoptionen und Politikinstrumenten für den Klimaschutz.

Der makroökonomische Kern und das Energiesystemmodul sind über den Endenergiebedarf und die Kosten des Energiesystems miteinander verbunden. Wirtschaftliche Aktivität führt zu einer Nachfrage nach Endenergie wie Transportenergie, Elektrizität und nicht-elektrische Energie für stationäre Endanwendungen. Eine Produktionsfunktion mit konstanter Substitutionselastizität (geschachtelte CES-Produktionsfunktion) bestimmt den Endenergiebedarf.

REMIND zeichnet sich durch eine detaillierte Darstellung der Energienutzung und -umwandlung aus. Das Energiesystemmodul berücksichtigt die Ausstattung mit erschöpfbaren Primärenergieressourcen sowie Erneuerbare Energiepotenziale. Mehr als 50 Technologien stehen für die Umwandlung von Primärenergie in sekundäre Energieträger sowie für die Verteilung von Sekundärenergieträgern in Endenergie zur Verfügung.

REMIND verwendet Emulatoren, die aus dem detaillierten Landnutzungs- und Landwirtschaftsmodell MAGPIE abgeleitet wurden, um Landnutzungs- und Landwirtschaftsemissionen sowie Bioenergiebereitstellung und andere landgestützte Minderungsoptionen darzustellen. Das Modell berücksichtigt die gesamte Bandbreite der anthropogenen Treibhausgasemissionen, von denen die meisten explizit über ihre Quellen repräsentiert werden. Das MAGICC 6 Klimamodell wird verwendet, um Emissionen in Veränderungen der atmosphärischen Zusammensetzung, des Strahlungsantriebs und des Klimawandels zu übersetzen.

10. Anhang zum Kapitel Umwelt

Luftverschmutzung

Methodik

Die Modellkette ist schematisch in Abbildung 44 dargestellt.

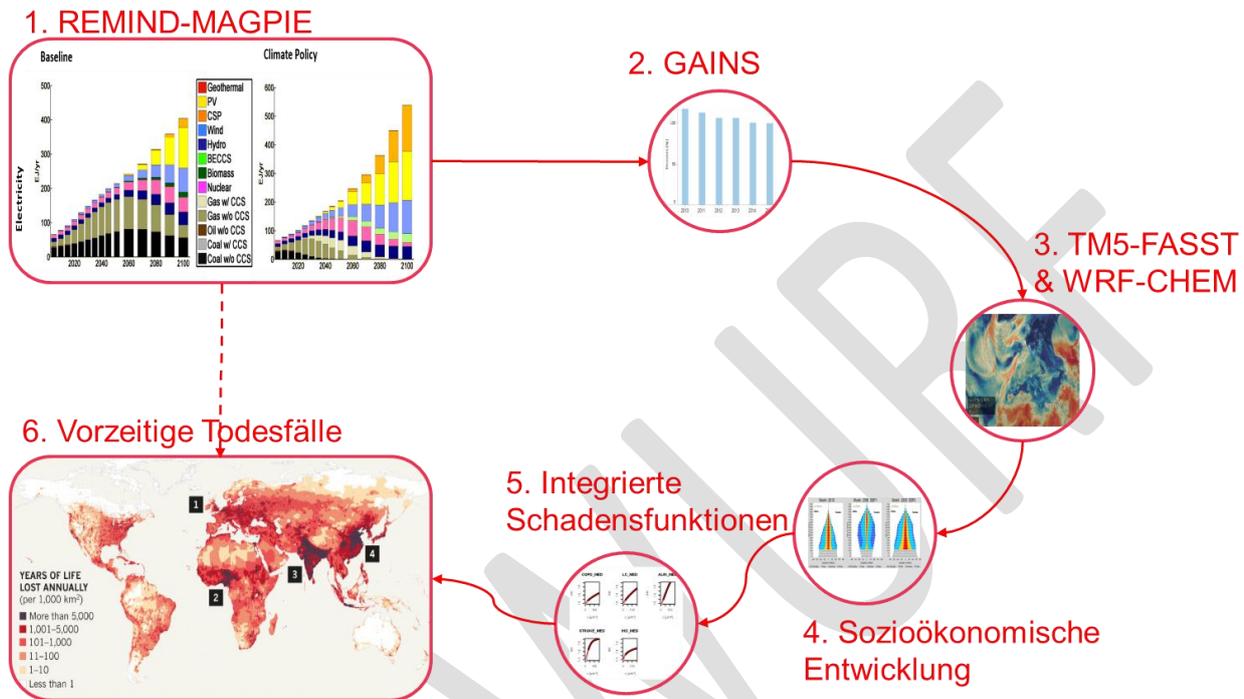


Abbildung 44: Entwickelte Modellkette zur Abbildung der Wirkungskette von Luftschadstoffen auf die menschliche Gesundheit

In einem ersten Schritt wird das Energieökonomiemodell REMIND-MAGPIE für die Modellierung von Schadstoffemissionen ertüchtigt. Hierzu liefert das GAINS Modell des International Institute for Applied Systems Analysis (IIASA) sektorspezifische Emissionsfaktoren für alle relevanten Luftschadstoffe. Nun werden hinsichtlich der Umweltwirkungen potentiell kontrastierende Szenarien aus dem Portfolio des AP3 ausgewählt und um für die Schadenbewertung relevante sozioökonomische Parameter ergänzt. Um die angestrebte Vergleichbarkeit der Ergebnisse der Modellansätze sicherzustellen wird hier besonders Wert auf Kohärenz gelegt. Die räumlich und zeitlich aufgelösten Szenarienergebnisse werden dann in ein chemisches Transportmodell eingespeist welches die sich einstellende Atmosphärenzusammensetzung vereinfacht darstellt. Hierfür werden das vereinfachte flexible Modell TM5-FASST sowie in Zukunft das höher aufgelöste WRF-CHEM des IASS in die Modellkette integriert.

Die sich ergebenden Gesundheitsschäden und Kosten hängen stark von sozioökonomischen Trends wie der Urbanisierung und dem demographischen Wandel ab. Deshalb werden die sich einstellenden Luftschadstoffkonzentrationen mit räumlich hoch aufgelösten sozioökonomischen Daten verschnitten. Durch demographiespezifische Schadensfunktionen lassen sich nun die assoziierte Mortalität und auch vorzeitige Gesundheitseinschränkungen errechnen. Die monetarisierten volkswirtschaftlichen Schäden werden perspektivisch in einem letzten Schritt in die ökonomische Analyse integriert und lassen sich so ins Verhältnis zu den Kosten der Transformation des Energiesystems setzen.

REMIND-MAGPIE

Integrierte Energie-Ökonomie-Klima-Modelle sind eines der zentralen Werkzeuge zur wissenschaftlichen Analyse von Klimaschutzstrategien. Das am PIK entwickelte Modell REMIND besteht aus (Bauer *et al* 2012, Leimbach *et al* 2010, Luderer *et al* 2015):

- Einem makro-ökonomischen Wachstumsmodell, mit dem die Entwicklung der globalen Wirtschaft im Verlauf des 21. Jahrhunderts abgebildet wird.



- Einem Energiesystemmodell, das die Bereitstellung von Energie für den Verbrauch in Haushalten, Industrie und für den Transportsektor abbildet. Sowohl fossile als auch erneuerbare Energieträger sind regional detailliert abgebildet und ca. 70 Technologien zur Umwandlung in verschiedene Endenergienutzungen sind berücksichtigt. Relevante Dynamiken der Technologieanpassung sind dargestellt, so dass Ergebnisse mit Bezug auf die Skalierzeit von Technologien mit historischen Prozessen vergleichbar sind.
- Einem Landnutzungsmodul, welches die Bereitstellung von Bioenergie modelliert. Möglich ist hierbei sowohl eine iterative Kopplung an das MAgPIE-Modell, als auch eine Verwendung von Angebotskurven, die aus MAgPIE-Ergebnissen gebildet wurden.
- Einem optionalen Klimamodul, mit dem untersucht werden kann, wie sich die Emissionen des Menschen auf die atmosphärischen Treibhausgaskonzentrationen und die globale Temperaturentwicklung auswirken. Es werden neben CO₂ auch die anderen Treibhausgase explizit berücksichtigt.

Das REMIND-Modell wird zur Untersuchung integrierter, kostenoptimaler, globaler Vermeidungsstrategien benutzt (Luderer *et al* 2012). Durch die Formulierung als Optimierungsmodell ist es möglich zu ermitteln, auf welche Weise die Klimaschutzziele zu minimalen Kosten erreicht werden können.

GAINS

GAINS liefert länder- und sektorspezifische Emissionsfaktoren für die wichtigsten Luftschadstoffe (Amann 2009). Diese werden anhand internationaler Statistiken der Energie und Industrie sowie Emissionsdaten erstellt. Szenarien für die Diffusion von Technologien und die Implementierung von Standards und Regulierungen erlauben die Projektion der Entwicklung der Emissionsfaktoren in die Zukunft.

TM5-FASST

TM5 ist ein globales, dreidimensionales Atmosphärenchemiemodell welches den Transport, die chemische Oxidation sowie die Ablagerung von relevanten Luftschadstoffen simuliert. Diese umfassen chemisch aktive Spurengasen (O₃, SO₂, NO_x, VOCs, NH₃) sowie Feinstaubkomponenten (SO₄, NO₃, NH₄, PM_{2,5}, CO, Meersalz, Staub). Es beschreibt die Beziehung zwischen einem emittierten Schadstoff der Quellregion und den sich einstellenden Konzentrationen in dieser und allen anderen Regionen. Hierbei werden sowohl Primär- als auch Sekundärschadstoffe berücksichtigt.

TM5-FASST ist eine linearisierte Form von TM5 mit einer räumlichen Auflösung von 1x1° (Van Dingenen *et al* 2018). Die Übersetzung der komplexen Beziehung zwischen Emissionen und sich einstellenden Konzentrationen in eine Koeffizientenmatrix ermöglicht die deutliche Reduktion des Rechenaufwands. Das vereinfachte Modell kann nun in Minuten anstatt Tagen sich einstellende Schadstoffkonzentrationen liefern und so in die Modellkette integriert werden.

WRF-CHEM

WRF-CHEM ist eine Kombination des „Weather Research and Forecasting“-Modells zur Wetterforschung und –prognose (Skamarock *et al* 2008) und der Chemie (Grell *et al* 2005). Das Modell simuliert den Ausstoß, den Transport, die Vermischung und die chemische Umwandlung von Spurengasen und Aerosolen zeitgleich mit der Meteorologie. Es hilft bei der Erforschung der regionalen Luftqualität und der Simulation möglicher Szenarien zur Emissionsbegrenzung. Aufgrund seiner großen räumlichen Reichweite mit einer Auflösung von 1-2 km bis zu 100 km Entfernung kann WRF-CHEM in Städten und ländlichen Regionen genutzt werden.

Sozioökonomische Entwicklungen

Relevante sozioökonomische Entwicklungen für die Abschätzung der Effekte der Luftverschmutzung auf die Gesundheit sind die Altersstruktur sowie die Urbanisierung. Hierfür wird auf die räumlich expliziten Bevölkerungsentwicklungsszenarien des Shared Socioeconomic Pathways framework zurückgegriffen (Jones and O'Neill 2016). Beide Trends, der demographische Wandel und die Urbanisierung, lassen eine Verstärkung der Gesundheitseffekte der Luftverschmutzung erwarten.

Berechnung von Gesundheitsschäden

Die Berechnung der Gesundheitsschäden basiert auf der von (Anenberg *et al* 2010) entwickelten Methode mit aktualisierten Parametern von (Burnett *et al* 2014) welche auch in der aktuellen Global Burden of Disease (GBD) Studie (Cohen *et al* 2017) verwendet wurde. Wir berechnen die vorzeitige Mortalität, die auf Feinstaub (PM_{2,5}) in der Umgebungsluft für die fünf Krankheiten zurückzuführen ist, für die Feinstaub als Risikofaktor in der GBD betrachtet wurde. Für Erwachsene über 30 sind diese Krankheiten: ischämische Herzkrankheit (IHD), zerebrovaskuläre Erkrankung (STROKE), chronisch obstruktive Lungenerkrankung (COPD) und Lungenkrebs (LC), und für Kinder unter 5, akute Lungeninfektion (ALRI). Die Folgenabschät-



zung zu Atemwegserkrankungen folgt (Jerrett et al 2009). Sie basiert auf der saisonalen (April-September) durchschnittlichen täglichen 1-Stunden-Höchstkonzentration von Ozon. Konkret werden integrated exposure response functions verwendet welche das relative Risiko RR pro Krankheit abhängig von der jährlichen Durchschnittskonzentration c darstellen (siehe Abbildung 45).

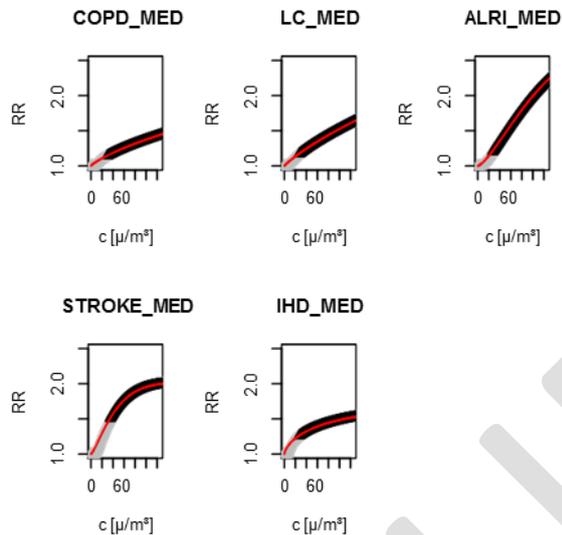


Abbildung 45: Relative Risiko-Funktionen des Integrated Exposure Response Modells

Mithilfe von länder-, demographie- und krankheitsspezifischen Daten der WHO zur Grundsterblichkeit und deren Entwicklung können nun durch Luftverschmutzung zusätzlich auftretende vorzeitige Todesfälle berechnet werden. Diese Todesfälle werden durch einen willingness-to-pay Ansatz empfohlen von der OECD in Gesundheitskosten übersetzt (OECD 2012).

Szenarien

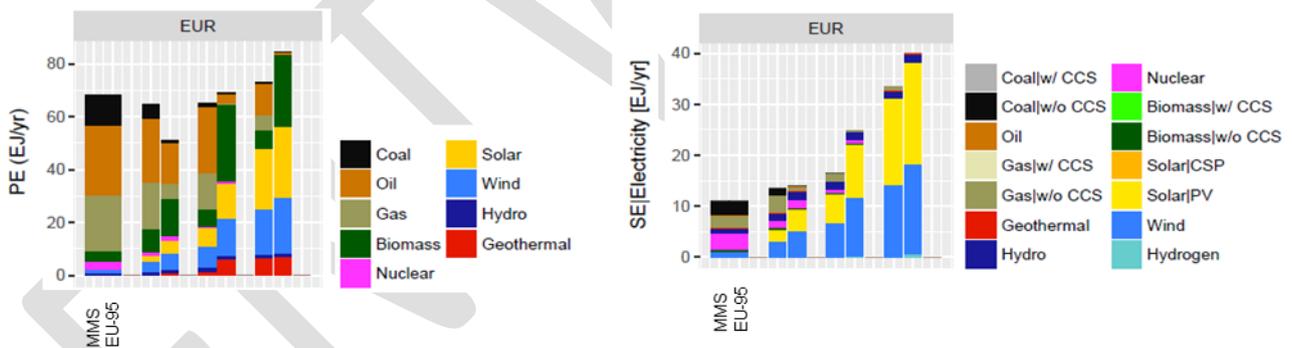


Abbildung 46: Primärenergieeinsatz und Stromerzeugung

Energie-Wasser-Land Nexus

Zwei Wege um den Energie-Wasser-Land Nexus zu analysieren sind im folgenden Schema skizziert:

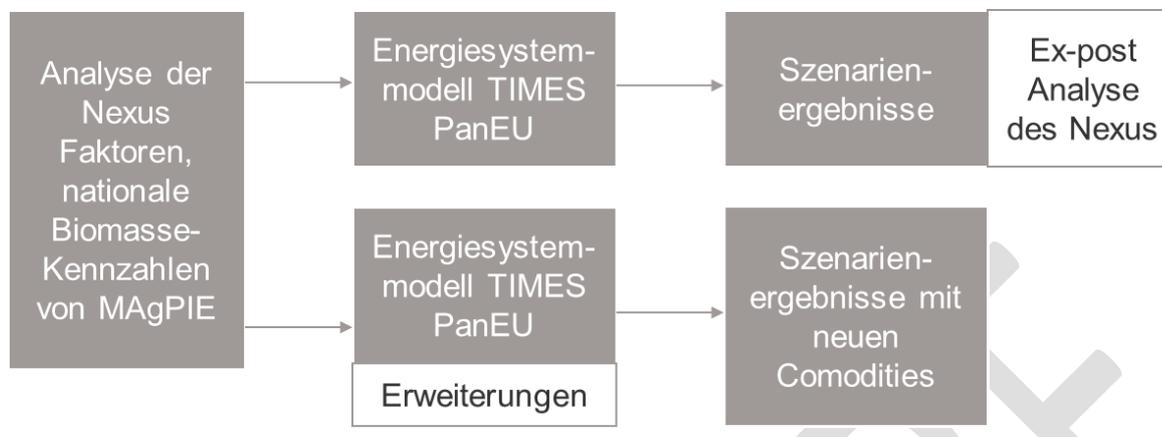


Abbildung 47: Methodik der Nexus-Analyse

Im ersten Schritt werden Nexus Faktoren wie Flächen- und Wasserverbrauch recherchiert und aggregiert. Des Weiteren werden Erträge der Energiepflanzen aus MAgPIE (partielles Gleichgewichtsmodell des Agrarsektors) generiert, an TIMES PanEU übergeben und als Biomassepotential implementiert. Für die erste Auswertung wird der Weg einer Ex-Post Analyse gewählt, um alle Auswirkungen verschiedener Transformationspfade der Energiewende auf das Land- und Wassersystems zu bilanzieren. Für zukünftige Arbeiten können so diejenigen Auswirkungen identifiziert werden, welche durch eine Rückkopplung auf das Energiesystem in Deutschland wirken können. Diese werden dann zukünftig in TIMES PanEU integriert und fließen so in das Optimierungsmodell mit ein. Das neu entwickelte Ex-Post Analysetool NEXSim setzt sich aus einem Land- und Wassernutzungs-Tool zusammen, welche nachfolgend beschrieben werden:

Für das Landnutzung Tool werden die Flächenverbräuche/Erträge der Energiepflanzen aus MAgPIE (partielles Gleichgewichtsmodell des Agrarsektors) auf nationale Ebene generiert. Der Flächenbedarf für Windkraft wird in versiegelte Fläche (Fundament und weitere Infrastruktur) und in gesamte Windparkfläche unterteilt. Die Windparkfläche wird des Weiteren in Parkfläche auf Agrar- sowie Waldfläche unterschieden, da sich verschiedene Abstandsflächen der Windkraftanlagen zueinander je nach Rauigkeitswert des Untergrunds ergeben. Für die Faktoren von Pumpspeichern und Freiflächen PV werden mehrere Quellen gemittelt. Das Analysetool wird mit aktuellen Statistikwerten der Landnutzungen validiert.

Da die Wassernutzung nicht nur für verschiedene Strombereitstellungstechnologien, sondern auch für verschiedene Kühlturmtechnologien variiert, wird als erster Schritt die Verteilung der Kühlturmtechnologien nach Energieträger recherchiert. Da es keine Literaturquelle zu dieser Verteilung für Deutschland gibt, wurden die Kühlturmtechnologien der 200 größten Kraftwerke Deutschlands mittels Fernerkundung oder eigenen Angaben der Kraftwerksbetreiber recherchiert. Damit ergibt sich folgende Verteilung für die Kühlturmtechnologien bezogen auf die Energieträger:

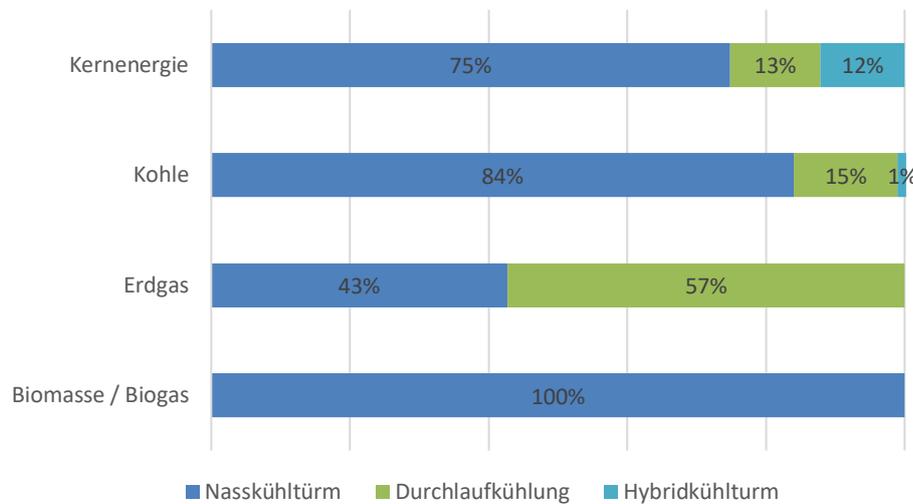


Abbildung 48: Verteilung der Kühltechnologien nach Energieträger

Mit dieser Verteilung und den Faktoren für die Wasserentnahme und -verbrauch der verschiedenen Kraftwerks- und Kühlturmtypen können nun die TIMES Ergebnisse gekoppelt werden. Die Faktoren entstammen aus einer vergleichenden Studie der Wasserverbrauchswerte von Macknick et al [4]. Diese Berechnungsdaten bergen allerdings noch die Unsicherheiten, dass bei der Fernerkundung der Kühltechnologien keine kombinierten Kühltechnologien, wie z. B. Flusskühlung und Kühlturm, erkannt werden und so der Anteil der Durchlaufkühlung unterschätzt sein könnte. Außerdem stammen die Wasserverbrauchswerte aus einer US Studie, wo andere klimatische Bedingungen vorliegen, welche die Kühlwassermenge beeinflussen.

Neben der Wasserentnahme für die Strombereitstellungstechnologien wurde noch die Wasserentnahme aus dem Braunkohletagebau recherchiert und mit dem Tool bilanziert. Für die Bewässerung von Energiepflanzen wurde der aktuelle Stand recherchiert und als Wert bis 2050 fortgeschrieben. Eine intensivere Bewässerung von Energiepflanzen als Option zur Steigerung der Flächenproduktivität soll in weiteren Arbeiten noch untersucht werden.

Bei der Wassernutzung wurde in dem Simulationstool nach Wasserentnahme und Wassernutzung hin unterschieden. Als Wasserentnahme wird die Entnahme aus einem Wasserkörper und die anschließende Zurückleitung in den selbigen verstanden. Dieser Wasserkörper kann natürlichen Ursprungs (Fluss, See, Meer) oder künstlich angelegt sein. Bei Kühlanwendungen wird das Wasser mit einer höheren Temperatur zurückgeleitet, als es entnommen wurde, was als thermische Verschmutzung bezeichnet wird. Als Wasserverbrauch wird diejenige Wassermenge bezeichnet, welche infolge der Wassernutzung zur Rückleitung in die Gewässer nicht mehr zur Verfügung steht. Dies kann durch Verdampfen oder durch chemisch Bindung in einem anderen Produkt geschehen. Der Wasserverbrauch ist dabei stets Teil der Wasserentnahme.

TIMES

Das Energiesystemmodell TIMES PanEU ist ein 31 Regionen umfassendes Energiesystemmodell, welches alle Staaten der EU-28 sowie die Schweiz und Norwegen beinhaltet. Der Modellierungszeitraum erstreckt sich von 2010 bis 2050, wobei die Modellierung in Stützjahren mit einer Länge von 5 Jahren erfolgt. Jedes Stützjahr ist durch 12 Zeitsegmente unterteilt (3 Tageszeitsegmente – Tag, Nacht und Spitzenlast – sowie 4 Jahreszeitsegmente – Sommer, Herbst, Winter und Frühjahr), anhand derer jahreszeitlich verschiedene Zustandsgrößen bzw. Last- und Nachfrageverteilungen abgebildet werden. Zielfunktion des Modells ist eine zeitintegrale Minimierung der gesamten diskontierten Systemkosten für den Zeithorizont 2010 bis 2050. Dabei ist im Modell ein vollständiger Wettbewerb zwischen verschiedenen Technologien bzw. Energieumwandlungspfaden unterstellt.

Als Energiesystemmodell enthält TIMES PanEU auf einzelstaatlicher Ebene alle an der Energieversorgung und -nachfrage beteiligten Sektoren, wie beispielsweise den Rohstoffbereitstellungssektor, die öffentliche und industrielle Strom- und Wärmeerzeugung, die Industrie, den Gewerbe-, Handel-, Dienstleistungssektor, die Haushalte und den Transportsektor. Sowohl die Treibhausgasemissionen (CO₂, CH₄, N₂O) als auch Schadstoffemissionen (CO, NO_x, SO₂, NMVOC, PM₁₀, PM_{2.5}) sind in TIMES PanEU erfasst. Ziel ist die Ermittlung der wirtschaftlich optimalen Energieversorgungsstruktur bei einem vorzugebenden Nutzenergie- bzw. Energiedienstleistungsbedarf und energie- und umweltpolitischen Vorgaben.

MAgPIE

MAgPIE (Model of Agricultural Production and its Impact on the Environment) ist ein globales Landnutzungsoptimierungsmodell und dient als Werkzeug für szenario-basierte Projektionen bis zum Jahr 2100 des landwirtschaftlichen Flächenbedarfs (Ackerland, Weideland), sowie dessen Auswirkungen auf Wälder und andere natürliche Ökosysteme (Lotze-Campen et al. 2008; Popp et al. 2010, 2014; Humpenöder et al. 2018). Der landwirtschaftliche Flächenbedarf in MAgPIE hängt von mehreren Faktoren ab. Einer dieser Faktoren ist die zukünftige Nachfrage nach landwirtschaftlichen Produkten wie etwa Nahrungsmitteln und Bioenergie. Ein weiterer wichtiger Faktor sind die Produktionskosten für landwirtschaftliche Güter. Des Weiteren hängt der landwirtschaftliche Flächenverbrauch auch von biophysikalischen Größen, wie etwa Ertragspotentiale und Wasserverfügbarkeit, ab. Hierzu verwendet MAgPIE Daten des Hydrologie- und Vegetationsmodell LPJmL (Lund-Potsdam-Jena managed Land) (Bondeau et al. 2007; Müller and Robertson 2014). Die Zielfunktion von MAgPIE ist die Minimierung der globalen landwirtschaftlichen Produktionskosten für eine vorgegebene Nachfragemenge unter Berücksichtigung von biophysikalischen Gegebenheiten. Bei Nachfragersteigerungen entscheidet MAgPIE endogen, basierend auf Kosteneffizienz, zu welchen Teilen diese durch Extensivierung (Flächenexpansion), Intensivierung (Ertragssteigerungen) und Produktionsverlagerungen (Handel) erfüllt wird (Lotze-Campen et al. 2010; Schmitz et al. 2012; Bonsch et al. 2014; Stevanović et al. 2016).

Verbrauch mineralischer Ressourcen

Entwicklungen von Technologieklassen und Annahmen zum spezifischen Materialbedarf

Eine Analyse der Materialbedarfe auf Ebene von Kraftwerkstypen, wie beispielsweise Photovoltaik und Onshore-Windturbinen, genügt nicht. Jede Untertechnologie (wie z. B. c-Si- oder CIGS-Zellen oder direktbetriebene Synchrongeneratoren von Windkraftanlagen) hat unterschiedliche spezifische Materialbedarfe.

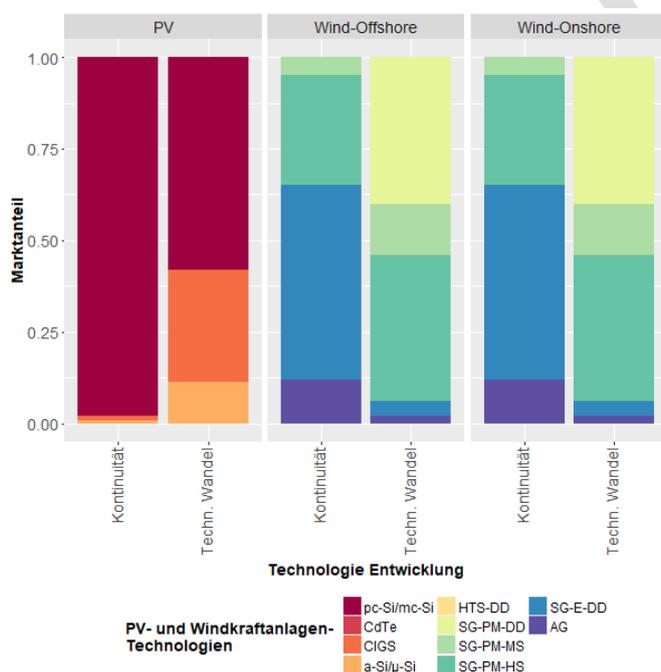


Abbildung 49: Angenommenen Marktanteile in 2050 nach Wuppertal Institut, 2014

Abkürzungen: pc-Si: Polykristallines Silicium, mc-Si: Monokristallines Silicium, CdTe: Cadmium-Tellurid, CIGS: Kupfer-Indium-Gallium-Diselenid, a-Si: Amorphes Silicium, μ-Si: Mikrokristallines Silicium, HTS: High Temperature Superconductor, DD: Direct-Drive (getriebeless), SG: Synchrongenerator, PM: permanentmagneterregt, MS: Medium speed, HS: High speed, E: Elektrisch erregt, AG: Asynchron-generator

Abbildung 49 zeigt die angenommenen Marktanteile der wichtigsten Photovoltaik- und Windkraftanlagentechnologien für das Jahr 2050 nach KRESSE Projekt (Wuppertal Institut, 2014). Es werden nur die prognostizierten Marktanteile der einzelnen Szenarien für das Jahr 2050 dargestellt. Allerdings wurde mit linear interpolierten jährlichen Werten gerechnet, um in zukünftigen Analysen auch jährliche Materialbedarfe auswerten zu können und diese der jährlichen europäischen und globalen Rohstoffnachfrage und -verfügbarkeit gegenüberzustellen. Die "Kontinuität"-Entwicklungen nehmen an, dass sich



die Marktanteile entsprechend heutiger Marktanteile bzw. -trends der PV- und Windkraftanlagentechnologien fortsetzen. Bei dem Technologieszenario „technologischer Wandel“ wird ein zunehmender Bau von Windkraftanlagen mit Permanentmagnet-Generator sowie Dünnschicht-Solarmodulen angenommen.

Die spezifischen Materialbedarfe der einzelnen Technologien aus Abbildung 50 (in kg/MW) basieren auf einer ausführlichen Literaturrecherche für Materialien, die in diesem Zusammenhang als kritisch bewertet werden. Die Analysen konzentrieren sich auf die Elemente Dysprosium, Neodym und Praseodym (für Windkraftanlagen) sowie auf Cadmium, Gallium, Indium, Selen und Tellur (für PV-Anlagen).

Für die Darstellung der kumulierten Materialbedarfe wird mit Medianwerten (Säulen) sowie Extremwerten (Min, Max in den Fehlerbalken) gerechnet, um die große Unsicherheit spezifischer Materialbedarfe abzubilden. Eine zukünftige Erhöhung der Materialeffizienz wird als konservative Annahme nicht berücksichtigt.

Der deutschen Materialnachfrage (als Teil der weltweiten Nachfrage) oder der Energiewirtschaft (als ein Sektor der gesamten Wirtschaft) wird kein Kritikalitätsgrenzwert zugewiesen (anders als in (Wuppertal Institut, 2014)). Stattdessen wird die deutsche Nachfrage für den gesamten Betrachtungszeitraum (2010-2050) für verschiedene Szenarien mit der europäischen und der globalen Nachfrage verglichen. Zusätzlich werden Rohstoffbedarfe auf den Ebenen Deutschland, EU und global im Ausbaubereich bis 2050 mit den global verfügbaren Rohstoffreserven verglichen, um verschiedene Ausbaupfade miteinander vergleichen zu können.

Globale Reserven stellen die Gesamtheit der heutzutage wirtschaftlich abbaubaren Rohstoffbasis dar. Für Selen werden globale Reserven dem aktuellsten USGS-Bericht (USGS, 2018) entnommen. Globale Reserven seltener Erden werden in USGS (2018) lediglich für die gesamte Rohstoffgruppe quantifiziert, so dass Daten für die Elemente Dysprosium, Neodym und Praseodym aus (Grandell, et al., 2016) entnommen werden. Abschätzungen für Gallium- und Indium-Reserven werden (Europäische Kommission, 2017) entnommen, sind aber mit großer Unsicherheit behaftet.

Materialbedarfe differenziert nach der Entwicklung zukünftiger Marktanteile für PV und Windkraftanlagentechnologien

Abbildung 50 zeigt die Materialbedarfe für den Kraftwerksausbau der Jahre 2010-2050 im Szenario EU95. Es wird nach regionaler Auflösung, Elementen und der Entwicklung der Marktanteile einzelner Kraftwerkstechnologien differenziert. Letztere werden mithilfe von zwei Technologieentwicklungen angenommen, weil die technologische Auflösung der Modelle auf die technologische Ebene „PV vs. Wind“ beschränkt ist und die Wahl einzelner Subtechnologien in den Modellen nicht berücksichtigt wird (für Annahmen der Marktanteile in 2050 siehe Abbildung 49).

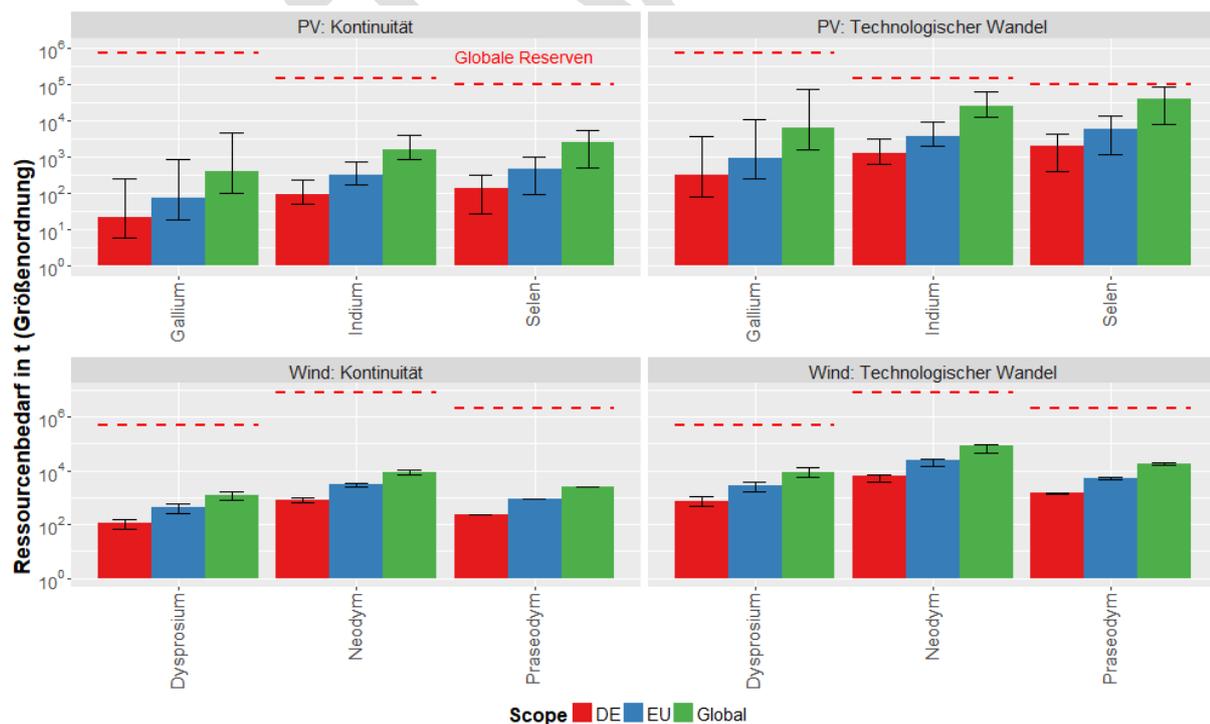


Abbildung 50: Kumulierte Materialbedarfe des Szenarios EU95 auf verschiedenen geographischen Scopes



Anmerkung: In der oberen Reihe sind Materialbedarfe der drei am kritischsten eingestuften Elemente Gallium, Indium und Selen aufgetragen. In der unteren Reihe entsprechende Bedarfe Seltenerdelemente Dysprosium, Neodym und Praseodym für Windkraftanlagen. Die beiden linken Kacheln zeigen die Bedarfe für eine moderate Entwicklung an „kritischen Technologien“, die rechte Spalte nimmt starke Zuwächse der Marktanteile von Permanentmagnet-Generatoren sowie Dünnschichtsolarzellen an (Details siehe unten). Rot gestrichelt sind Schätzungen für die globalen Reserven für alle sechs Elemente aufgetragen, diese sind allerdings mit großer Unsicherheit behaftet. Die Fehlerbalken bilden die Unsicherheit der spezifischen Materialinhalte (in kg/MW) ab und basieren auf einer breiten Basis an Literaturdaten.

Es ist zu erkennen, dass die Ressourcenverbräuche der Seltenerdelemente durch den Kraftwerksausbau im Verhältnis zu Schätzungen globaler Reserven als unkritisch zu bewerten sind. Insbesondere im Falle von Neodym und Praseodym (leichte Seltene Erden) wird dies auch durch die geographisch stark verteilte Verfügbarkeit von Ressourcen bspw. in Finnland und Australien unterstrichen.

Bei hohen Marktanteilen von Dünnschichtsolarzellen („technologischer Wandel“) am zukünftigen PV-Ausbau können im ungünstigen Fall bereits globale Reserven von Indium und Selen erreicht werden. Die Materialbedarfe des weltweiten Ausbaus von Windkraftanlagen liegen für alle drei analysierten Materialien unter 10% der globalen Reserven. Rohstoffbedarfe des PV-Ausbaus unterscheiden sich zwischen den beiden Szenarien wesentlich stärker als Rohstoffbedarfe des Windkraftausbaus. Während der Indiumbedarf der EU ca. 15% am globalen Bedarf für Kraftwerkstechnologien ausmacht, beträgt der Neodymbedarf der EU knapp 30% am globalen Neodymbedarf für Windkraftanlagen.

Abbildung 50 verdeutlicht den erheblichen Einfluss der Technologiewahl innerhalb der Gruppen Windkraftanlagen und PV. Für PV unterscheiden sich die kumulierten Bedarfe durch die technologische Entwicklung um mehr als zwei Größenordnungen. Dieser Einfluss ist bei Windkraftanlagen schwächer ausgeprägt. Hier unterscheiden sich die kumulierten Rohstoffbedarfe durch einen stärkeren technologischen Wandel ca. um eine Größenordnung, also um den Faktor 10.

Abbildung 51 zeigt für das Szenario EU95 Materialbedarfe verschiedener Technologien. Es wurde angenommen, dass vermehrt „kritische Technologien“ zum Einsatz kommen. Die Hauptbedarfe der Elemente Gallium, Indium und Selen resultieren aus dem Zubau an CIGS-PV-Systemen, während der Cadmium-Bedarf sowohl durch CIGS als auch durch CdTe-Zellen

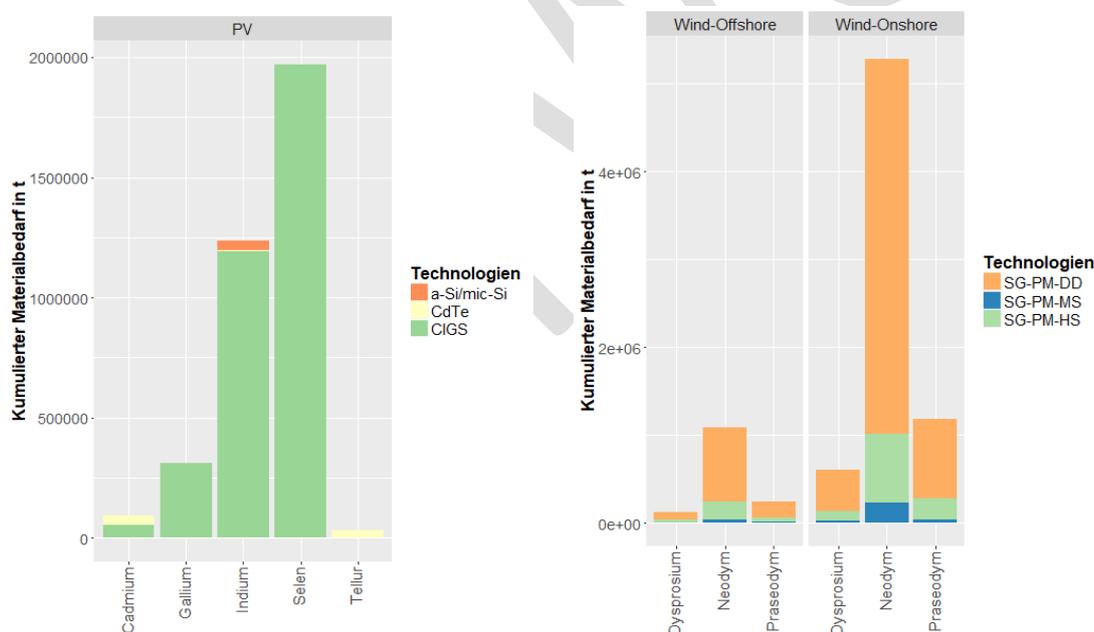


Abbildung 51: Materialbedarfe von PV Technologien (links) und Windkraftanlagen Technologien (rechts) bei Annahme der Technologieentwicklung "technologischer Wandel"

hervorgerufen wird. Bei Windkraftanlagen ergeben sich ca. 80% der Bedarfe aus dem Zubau direktgetriebener Anlagen mit permanenterregtem Generator. Die Nachfrage aus Offshore-Windkraftanlagen ist um einen Faktor 5 kleiner als die Nachfrage aus Onshore-Windkraftanlagen.

Sektorenübergreifende globale Nachfrage nach Dysprosium



Zur besseren Abschätzung der Ressourcenkritikalität für die deutsche Energiewende müssen alle diese Metalle nutzenden Sektoren im globalen Kontext analysiert werden. Dies ist in Abbildung 52 exemplarisch für das “Advanced Energy [R]evolution” Szenario (E[R] ADV) (Teske, et al., 2015) für Dysprosium (Dy) dargestellt. Das Ziel der vollständigen Dekarbonisierung des Strom-, Wärme- und Verkehrssektors führt zu einer flächendeckenden Einführung von neuen, materialintensiven Technologien und erfordert eine starke Rolle des Wasserstoffs und anderer synthetischer Kraftstoffe, die komplementär zu Batterie-Elektrofahrzeugkonzepten eingesetzt werden (Teske, et al., 2015).

Während in diesem Szenario der Windausbau lediglich einen kleinen Teil der gesamten Nachfrage nach Dysprosium verursacht, tragen Elektromotoren im Mobilitätssektor (H₂, BEV und PHEV), in anderen Motoren (insb. in der automatisierten industriellen Fertigung) und in sonstigen Anwendungen von Permanentmagneten wesentlich zur Erschöpfung globaler Reserven bei.

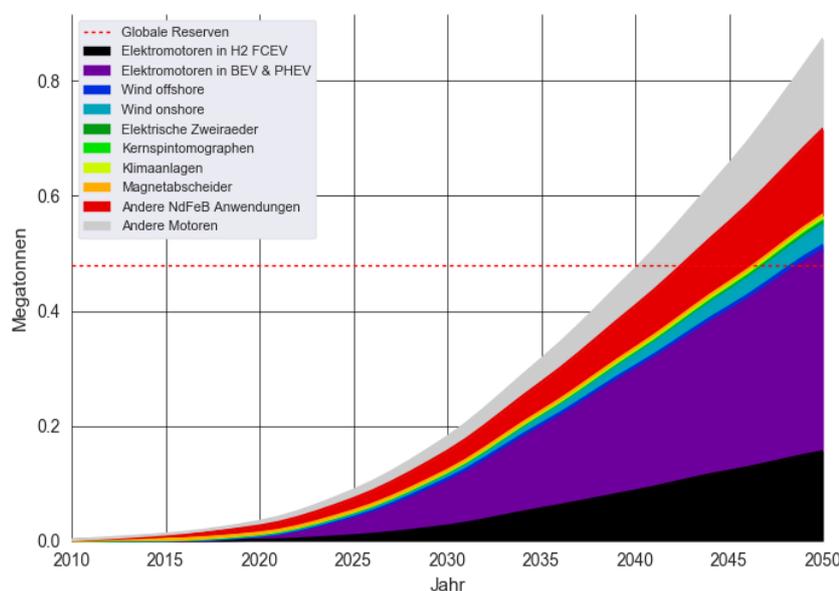


Abbildung 52: Kumulierte globale Nachfrage nach in der Technologie gebundenem Dysprosium

Anmerkung: Das E[R] ADV Szenario bildet Technologien aus den Sektoren Mobilität (ohne elektrische Zweiräder) sowie Wind onshore und Wind offshore mit Annahme der zunehmenden Installation großer, wartungsarmer Windturbinen mit Permanentmagneten („technologischer Wandel“ [Abbildung A1]) ab. Abschätzungen zu der Entwicklung des globalen Materialbedarfs in weiteren Sektoren erfolgt auf Grundlage von publizierten Ergebnissen aus dem europäischen EREAN Projekt (EREAN, 2018) und eigenen Annahmen.

Quellen

Air Pollution

Amann M 2009 The GAINS Integrated Assessment Model European Consortium for Modelling of Air Pollution and Climate Strategies *Pollut. Atmos.*

Anenberg S C, Horowitz L W, Tong D Q and West J J 2010 An Estimate of the Global Burden of Anthropogenic Ozone and Fine Particulate Matter on Premature Human Mortality Using Atmospheric Modeling *Environ. Health Perspect.* **118** 1189–95 Online: <http://ehp.niehs.nih.gov/0901220>

Bauer N, Brecha R J and Luderer G 2012 Economics of nuclear power and climate change mitigation policies *Proc. Natl. Acad. Sci.* **109** 16805–10 Online: <http://www.pnas.org/cgi/doi/10.1073/pnas.1201264109>

Burnett R T, Pope, C, Arden I, Ezzati M, Olives C, Lim S S, Mehta S, Shin H H, Singh G, Hubbell B, Brauer M, Anderson H R, Smith K R, Balme J R, Bruce N G, Kan H, Laden F, Prüss-Ustün A, Turner M C, Gapstur S M, Diver W R and Cohen A 2014 An Integrated Risk Function for Estimating the Global Burden of Disease Attributable to Ambient Fine Particulate Matter Exposure *Environ. Health Perspect.* **122** 397–404 Online: <http://ehp.niehs.nih.gov/1307049/>

- Cohen A J, Brauer M and Burnett R T 2017 Estimates and 25-year trends of the global burden of disease attributable to ambient air pollution: An analysis of data from the Global burden of Diseases Study 2015 *Lancet In press* 1–12
Online: [http://dx.doi.org/10.1016/S0140-6736\(17\)30505-6](http://dx.doi.org/10.1016/S0140-6736(17)30505-6)
- Van Dingenen R, Dentener F, Crippa M, Leitao J, Marmer E, Rao S, Solazzo E and Valentini L 2018 TM5-FASST: a global atmospheric source-receptor model for rapid impact analysis of emission changes on air quality and short-lived climate pollutants *Atmos. Chem. Phys. Discuss.* 1–55 Online: <https://www.atmos-chem-phys-discuss.net/acp-2018-112/>
- European Environment Agency 2017 *Air quality in Europe — 2017 report* Online: <https://www.eea.europa.eu/publications/air-quality-in-europe-2017>
- Grell G A, Peckham S E, Schmitz R, McKeen S A, Frost G, Skamarock W C and Eder B 2005 Fully coupled “online” chemistry within the WRF model *Atmos. Environ.* **39** 6957–75 Online: <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1352231005003560>
- International Energy Agency 2016 Energy and Air Pollution *World Energy Outlook - Spec. Rep.* 266
- Jerrett M, Burnett R T, Pope C A, Ito K, Thurston G, Krewski D, Shi Y, Calle E and Thun M 2009 Long-Term Ozone Exposure and Mortality *N. Engl. J. Med.* **360** 1085–95 Online: <http://www.nejm.org/doi/abs/10.1056/NEJMoa0803894>
- Jones B and O’Neill B C 2016 Spatially explicit global population scenarios consistent with the Shared Socioeconomic Pathways *Environ. Res. Lett.* **11** 084003 Online: <http://stacks.iop.org/1748-9326/11/i=8/a=084003?key=crossref.51e5432142aaf508d829ebd92d31e7ca>
- Landrigan P J, Fuller R, Acosta N J R, Adeyi O, Arnold R, Basu N, Baldé A B, Bertollini R, Bose-O’Reilly S, Boufford J I, Breyse P N, Chiles T, Mahidol C, Coll-Seck A M, Cropper M L, Fobil J, Fuster V, Greenstone M, Haines A, Hanrahan D, Hunter D, Khare M, Krupnick A, Lanphear B, Lohani B, Martin K, Mathiasen K V., McTeer M A, Murray C J L, Ndahimananjara J D, Perera F, Potočnik J, Preker A S, Ramesh J, Rockström J, Salinas C, Samson L D, Sandilya K, Sly P D, Smith K R, Steiner A, Stewart R B, Suk W A, van Schayck O C P, Yadama G N, Yumkella K and Zhong M 2017 The Lancet Commission on pollution and health *Lancet* **6736**
- Leimbach M, Bauer N and Baumstark L 2010 Technological Change and International Trade – Insights from REMIND-R **31** 161–88
- Luderer G, Brecha R J and Luderer G 2015 Description of the ReMIND Model 1.6 *SSRN Work. Pap.*
- Luderer G, Pietzcker R C, Kriegler E, Haller M and Bauer N 2012 Asia’s role in mitigating climate change: A technology and sector specific analysis with ReMIND-R *Energy Econ.* **34** S378–90 Online: <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0140988312001661>
- OECD 2012 *Mortality Risk Valuation in Environment, Health and Transport Policies* (OECD Publishing) Online: http://www.oecd-ilibrary.org/environment/mortality-risk-valuation-in-environment-health-and-transport-policies_9789264130807-en
- Skamarock W C, Klemp J B, Dudhia J, Gill D O, Barker D M, Duda M G, Huang X-Y, Wang W, Powers J G and Mesoscale 2008 *A Description of the Advanced Research WRF Version 3*

Land-Water-Energy Nexus

Statistisches Bundesamt, 2017. Umweltnutzung und Wirtschaft, Tabellen zu den Umweltökonomischen Gesamtrechnungen, Teil 5: Verkehr und Umwelt, Landwirtschaft und Umwelt, Waldgesamtrechnung.

UBA, 2017. Daten und Fakten zu Braun- und Steinkohlen.

Schaffitzel, T., 2018: Analyse des Flächenverbrauchs von Windparks und Ableitung des Leistungspotentials für Deutschland. Bachelorarbeit Universität Stuttgart.

März, J., 2014. Photovoltaik und ihr Naturverbrauch.

Macknick, J., Newmark, R., Heath, G., Hallett, C., 2011. Operational water consumption and withdrawal factors for electricity generating technologies: a review of existing literature. USA.

Henne, M., 2017. Auswirkung der Energiewende auf die Wassernutzung bei der Stromerzeugung in Deutschland. Masterarbeit Universität Stuttgart.

Lotze-Campen, H., Müller, C., Bondeau, A., Rost, S., Popp, A., Lucht, W., 2008. Global food demand, productivity growth, and the scarcity of land and water resources: a spatially explicit mathematical programming approach. *Agricultural Economics* 39, 325–338.

Popp, A., Calvin, K., Fujimori, S., Havlik, P., Humpenöder, F., Stehfest, E., Bodirsky, B.L., Dietrich, J.P., Doelmann, J.C., Gusti, M., Hasegawa, T., Kyle, P., Obersteiner, M., Tabeau, A., Takahashi, K., Valin, H., Waldhoff, S., Weindl, I., Wise, M., Kriegler, E., Lotze-Campen, H., Fricko, O., Riahi, K., Vuuren, D.P. van, 2017. Land-use futures in the shared socio-economic pathways. *Global Environmental Change* 42, 331–345. <https://doi.org/10.1016/j.gloenvcha.2016.10.002>

Statistisches Bundesamt, 2015. Umweltnutzung und Wirtschaft, Tabellen zu den Umweltökonomischen Gesamtrechnungen, Teil 4: Rohstoffe, Wassereinsatz, Abwasser, Abfall.

Statistisches Bundesamt, 2015. Land- und Forstwirtschaft, Fischerei – Bodenfläche nach Art der tatsächlichen Nutzung. Fachserie 3 Reihe 5.1.

Bondeau A, Smith PC, Zaehle S, et al (2007) Modelling the role of agriculture for the 20th century global terrestrial carbon balance. *Global Change Biology* 13:679–706. doi: 10.1111/j.1365-2486.2006.01305.x

Bonsch M, Humpenöder F, Popp A, et al (2014) Trade-offs between land and water requirements for large-scale bioenergy production. *GCB Bioenergy* n/a-n/a. doi: 10.1111/gcbb.12226

Humpenöder F, Popp A, Bodirsky BL, et al (2018) Large-scale bioenergy production: how to resolve sustainability trade-offs? *Environ Res Lett* 13:024011. doi: 10.1088/1748-9326/aa9e3b

Lotze-Campen H, Müller C, Bondeau A, et al (2008) Global food demand, productivity growth, and the scarcity of land and water resources: a spatially explicit mathematical programming approach. *Agricultural Economics* 39:325–338. doi: 10.1111/j.1574-0862.2008.00336.x

Lotze-Campen H, Popp A, Beringer T, et al (2010) Scenarios of global bioenergy production: The trade-offs between agricultural expansion, intensification and trade. *Ecological Modelling* 221:2188–2196. doi: 10.1016/j.ecolmodel.2009.10.002

Müller C, Robertson RD (2014) Projecting future crop productivity for global economic modeling. *Agricultural Economics* 45:37–50. doi: 10.1111/agec.12088

Popp A, Lotze-Campen H, Bodirsky B (2010) Food consumption, diet shifts and associated non-CO2 greenhouse gases from agricultural production. *Global Environmental Change* 20:451–462. doi: 10.1016/j.gloenvcha.2010.02.001

Schmitz C, Biewald A, Lotze-Campen H, et al (2012) Trading more food: Implications for land use, greenhouse gas emissions, and the food system. *Global Environmental Change* 22:189–209. doi: 10.1016/j.gloenvcha.2011.09.013

Stevanović M, Popp A, Lotze-Campen H, et al (2016) The impact of high-end climate change on agricultural welfare. *Science Advances* 2:e1501452. doi: 10.1126/sciadv.1501452

Verbrauch mineralischer Ressourcen

EREAN, 2018. EREAN. FP7 Marie-Curie Initial Training Network Project. [Online]

Available at: <http://erean.eu/index.php> [Zugriff am 30 Juni 2018].

Europäische Kommission, 2017. COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL on the 2017 list of Critical Raw Materials for the EU., Luxemburg: EUROPEAN PARLIAMENT.

Fraunhofer ISE, 2018. Photovoltaic Report, Karlsruhe: Fraunhofer Institut.

Frenzel, M. K. J. R. M. A. & G. J., 2017. Raw material 'criticality'—sense or nonsense? *Journal of Physics D: Applied Physics*, 50(12), pp. 1-18.

Grandell, L. et al., 2016. Role of critical metals in the future markets of clean energy technologies. *Renewable Energy*, Issue 95, pp. 53-62.

Marscheider-Weidemann, F. L. S. H. T. E. L. E. L. T. A. G. M. M. & B. S., 2016. *Rohstoffe für Zukunftstechnologien 2016*, Berlin: DERA Rohstoffinformationen 28.

Teske, S. et al., 2015. *Energy [r]evolution - A sustainable world*, Hamburg: Greenpeace.

UNEP, 2011. *U Recycling Rates of Metals—A Status Report. Report 2*. UNEP–International Resource Panel., Brussels: International Resource Panel.

USGS, 2018. *Mineral commodity summaries 2018*, Virginia: U.S. Department of the Interior; U.S. Geological Survey.

Viebahn, P. et al., 2015. Assessing the need for critical minerals to shift the German energy system towards a high proportion of renewables. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Band 49, pp. 655-671.

Wuppertal Institut, 2014. *KRESSE - Kritische mineralische Ressourcen und Stoffströme bei der Transformation des deutschen Energieversorgungssystems*, Wuppertal: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)