

METASTUDIE

Analyse sektorenübergreifender Studien zur Dekarbonisierung des deutschen Energiesystems

Im Auftrag der Deutschen Energie-Agentur GmbH



Forschungsstelle für Energienetze und Energiespeicher (FENES)
Ostbayerische Technische Hochschule Regensburg (OTH Regensburg)

Regensburg, Dezember 2016

Durchführung des Gutachtens	Forschungsstelle Energienetze und Energiespeicher (FENES) an der Ostbayerischen Technischen Hochschule Regensburg (OTH) Seybothstraße 2 93053 Regensburg
Autorenschaft	<p>Prof. Dr.-Ing. Michael Sterner +49 (0) 941 943-9888 michael.sterner@oth-regensburg.de</p> <p>Andreas Hofrichter M. Sc. +49 (0) 941 943-9200 andreas.hofrichter@oth-regensburg.de</p> <p>Fabian Eckert M. Sc. +49 (0) 941 943-9200 fabian.eckert@oth-regensburg.de</p> <p>Franz Bauer M. Eng. +49 (0) 941 943-9294 franz.bauer@oth-regensburg.de</p>
Im Auftrag von	Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) Bereich Bau / ESD Hr. Oliver Krieger Chausseestraße 128a 10115 Berlin
Jahr	2016

I Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
1.1	Ziel und Methodik.....	1
1.2	Definition Sektorkopplung	1
1.2.1	Sektorkopplung im Rahmen der Energiewende.....	1
1.2.2	Definition von Energiespeichern und Power-to-X.....	2
1.3	Bisheriger Fokus der Energieforschung	3
2	Studienübersicht.....	5
3	Analyse der Einzelstudien	7
3.1	Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr.....	7
3.1.1	Annahmen und Rahmenbedingungen	8
3.1.2	Kernergebnisse	9
3.1.3	Ableitung von Transformationspfaden und Handlungsempfehlungen	9
3.2	Klimaschutzszenario 2050.....	10
3.2.1	Studieninhalte.....	10
3.2.2	Annahmen und Rahmenbedingungen	11
3.2.3	Kernergebnisse	12
3.2.4	Ableitung von Transformationspfaden und Handlungsempfehlungen	12
3.3	Leitstudie 2011	14
3.3.1	Studieninhalte.....	14
3.3.2	Annahmen und Rahmenbedingungen	15
3.3.3	Kernergebnisse	16
3.3.4	Ableitung von Transformationspfaden und Handlungsempfehlungen	16
3.4	Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland.....	17
3.4.1	Studieninhalte.....	18
3.4.2	Kernergebnisse	18
3.4.3	Ableitung von Transformationspfaden und Handlungsempfehlungen	19
3.5	Was kostet die Energiewende?.....	19
3.5.1	Studieninhalte.....	19
3.5.2	Annahmen und Rahmenbedingungen	20
3.5.3	Kernergebnisse	20
4	Ergebnisauswertung und -zusammenfassung.....	22
4.1	Auswertung	22
4.1.1	Analyse der definierten Zielkriterien	22
4.1.2	Nicht in den Zielkriterien erfasste Annahmen und Ergebnisse	23

4.1.3	Herausragende Bedeutung der Infrastruktur	25
4.1.4	Vorhandene und fehlende Kostenbetrachtungen	29
4.1.5	Sozialverträglichkeit im energiepolitischen Zielviereck.....	30
4.2	Zusammenfassung.....	32
4.2.1	Untersuchungsschwerpunkte	32
4.2.2	Schwachstellen	32
4.2.3	Studienübergreifende Handlungsempfehlungen	34
4.2.4	Weiterführende Forschungs- und Entwicklungsthemen der Studien	35
5	Literaturverzeichnis	36

II Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1.1: Definition von sektoralen und sektorenkoppelnden Energiespeichern [2]	2
Abbildung 1.2: Themenspezifische Entwicklung der Projektfördermittel von 2012 bis 2015. Quelle: eigene Darstellung nach [3]	3
Abbildung 1.3: Themenspezifische Verteilung der Projektförderung in dem Jahr 2015. Quelle: eigene Darstellung nach [3]	4
Abbildung 2.1: Bewertungsmatrix aller identifizierten Studien. Quelle: eigene Darstellung nach [4, 6–35]	6
Abbildung 3.1: Einordnung aller im Rahmen der Metastudie betrachteten Einzelstudien. Quelle: eigene Darstellung	7
Abbildung 3.2: Einordnung der Studie „Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr“. Quelle: eigene Darstellung	8
Abbildung 3.3: Einordnung der Studie „Klimaschutzszenario 2050“. Quelle: eigene Darstellung	10
Abbildung 3.4: Einordnung der Studie „Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global“. Quelle: eigene Darstellung	14
Abbildung 3.5: Einordnung der Studie „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland“. Quelle: eigene Darstellung	18
Abbildung 3.6: Einordnung der Studie „Was kostet die Energiewende?“. Quelle: eigene Darstellung ...	19
Abbildung 4.1: Untersuchung der Studieninhalte hinsichtlich der Zielkriterien Dekarbonisierung, Infrastruktur, Transformationspfade sowie Sektorkopplung von Strom, Wärme, Verkehr und NEV. Quelle: eigene Darstellung	22
Abbildung 4.2: In den Zielkriterien erfasste Annahmen und Ergebnisse. Quelle: eigene Darstellung .	24
Abbildung 4.3: Darstellung des geplanten bzw. simulierten mit dem tatsächlichen Netzausbau. Quelle: eigene Darstellung nach [30–33, 50–53]	27
Abbildung 4.4: Entwicklung der Redispatchkosten von 2007 bis 2015. Quelle: eigene Darstellung nach [54–64]	28
Abbildung 4.5: Betrachtung aller Netze der Einzelstudien in Abhängigkeit des Detailgrades. Quelle: eigene Darstellung	28
Abbildung 4.6: Themenspezifischer Betrachtungsumfang der Wirtschaftlichkeit der Einzelstudien. Quelle: eigene Darstellung	29
Abbildung 4.7: Untersuchung der Studien im Hinblick auf das energiepolitische Zielviereck bestehend aus Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit, Umweltverträglichkeit und Sozialverträglichkeit. Quelle: eigene Darstellung	30

III Tabellenverzeichnis

Tabelle 4.1: Studienübergreifender Vergleich der eingesetzten Technologien in den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr sowie Relevanz von Power-to-Gas..... 26

Tabelle 4.2: Wichtige Handlungsempfehlungen der untersuchten Studien mit Einordnung hinsichtlich der studienübergreifender Häufigkeit..... 34

IV Abkürzungsverzeichnis

BIP	Bruttoinlandsprodukt
CCS	Carbon dioxide Capture and Storage bzw. CO ₂ -Abscheidung und -Speicherung
CO ₂ -Äq.	CO ₂ -Äquivalent
EE	Erneuerbare Energien
E-Mobilität	Elektromobilität
EUA	European Union Allowances
GHD	Gewerbe, Handel und Dienstleistungen
GuD	Gas und Dampf
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LKW	Lastkraftwagen
LULUCF	Land use, land-use change and forestry bzw. Landnutzung, Landnutzungsänderungen und Forstwirtschaft
NE	Nichtenergetisch
PKW	Personenkraftwagen
PtG	Power-to-Gas
PV	Photovoltaik
THG	Treibhausgas
WP	Wärmepumpe

V Executive Summary

Die Aufgabenstellung der vorliegenden Metastudie war die Analyse von Studien im Umfeld der Sektorkopplung hinsichtlich 1) Betrachtung der Dekarbonisierung, 2) Einbeziehung der Infrastruktur, 3) Beschreibung von Transformationspfaden und 4) Abbildung der Sektorkopplung. Diese Punkte wurden um eine Kostenbetrachtung ergänzt und Wissenslücken samt offenen Themenfeldern identifiziert.

Insgesamt wurden 27 Studien betrachtet, wovon fünf Studien genauer ausgewertet wurden.

Dekarbonisierung

Die Dekarbonisierung wird für Strom, Wärme und Verkehr bereits gut abgebildet. Je nach Tiefe der Dekarbonisierung (80 % vs. 95 %) werden Power-to-X vs. Biomasse und CCS eingesetzt. Weitgehend offen ist die Dekarbonisierung des nichtenergetischen Verbrauchs (v. a. Chemiesektor). Die betrachteten Studien kommen zum Punkt, dass die klimapolitischen Ziele beim Fortschreiben des Status Quo nicht erreicht werden. Ferner werden die Szenarien kostenseitig auf 80 % THG-Minderung optimiert. Dies ist nicht zielführend, wenn mit dem Pariser Klimavertrag langfristig eine 95 % THG-Minderung notwendig ist.

Infrastruktur

Die Energieinfrastruktur wird in 80 % der Studien nur für die Stromversorgung betrachtet, in fünf wird zusätzlich die Verkehrsinfrastruktur und in einer Studie die Wärmeinfrastruktur berücksichtigt. Gravierend ist die nahezu pauschale Annahme eines idealen Stromnetzausbaus. Das ist aus Sicht der Sozialverträglichkeit keine realistische Annahme. Entsprechend wenig brauchbar und zielführend sind die darauf basierenden generellen Ableitungen von politischen Handlungsempfehlungen.

Eine große Schwachstelle ist die Abbildung des realen Netzausbaus samt Netzengpässen, Sektorkopplung und Speicher. Alternativen bzw. Ergänzungen zum Stromnetzausbau werden bisher nur ungenügend aufgezeigt. Entsprechende Kostenbetrachtungen fehlen ebenfalls.

Die nötige Infrastruktur in Form von Netzen und Speichern für die Wärme-, Verkehrs- und nichtenergetische Verbrauchswende ist kaum bis gar nicht abgebildet. So werden leitungsgebundene und -ungebundene Methoden zur Energieübertragung (z. B. Fernwärme, Tankstellen) nur in begrenztem Umfang erfasst. Dabei werden die Zusammenhänge zwischen eingesetzten Technologien in den Transformationspfaden und dem Ausbaubedarf der spezifischen Netze nur in begrenztem Umfang betrachtet. Die Betrachtung der Versorgungssicherheit erfolgt ohne reale Infrastrukturbetrachtung. Eine Untersuchung dieser Thematiken im gesamtheitlichen Kontext konnte in den betrachteten Studien nicht gefunden werden.

Transformationspfade

Transformationspfade sind in neun Studien vollständig für Strom, Wärme und Verkehr angelegt. Ein beschleunigter Kohleausstieg sowie ambitionierte Sanierungsraten werden studienübergreifend als fast unumgänglich betrachtet – analog dazu starke Ausbaupfade für erneuerbare Energien und Energieeffizienz. Erneuerbarer Strom wird als Primärenergie betrachtet und sektorkoppelnd über Elektromobilität, Wärmepumpen und Power-to-X eingesetzt. Die Rolle der KWK wird ambivalent bewertet.

Es fehlen Transformationspfade für den nichtenergetischen Verbrauch (Sektorkopplung Strom-NEV) und alternativer Szenarien zu einem vollumfänglichen Stromnetzausbau (Prosumer, regionale Märkte, Redundanzen durch Speicher und Sektorkopplung etc.). Gerade im Zusammenhang mit der Sozialverträglichkeit ist eine genauere Betrachtung unabdingbar für die ganzheitliche Bewertung der Energie-wende und die Aufstellung robuster Transformationspfade.

Sektorkopplung

Die Sektorkopplung ist bereits gut abgebildet und erforscht für die beiden Varianten Strom-Wärme und Strom-Verkehr. Allen Studien gemeinsam ist die Ausweisung eines deutlich höheren Strombedarfs durch die Sektorkopplung bei steigender Primärenergieeffizienz.

Die Sektorkopplung Strom-NEV fehlt in allen Studien. Auf die zugehörige Infrastruktur wird in keiner der analysierten Studien eingegangen. Auch sind die Wechselwirkungen zwischen den Sektoren nur unzureichend abgebildet. Die Aus- und Rückwirkungen auf den Stromsektor als zentraler Nukleus der Energiewende sind ebenfalls zu wenig (in etwa 37 % der Studien) erforscht.

Kosten

Aus den kostenseitig betrachteten Studien geht hervor: Nach abgeschlossener Transformation sind die Kosten nicht höher als in einem Vergleichsszenario, das die heutige fossile Energiewirtschaft weiterführt. Im Gegenteil: die Energiewende ist kostengünstiger als eine Weiterführung des heutigen Energiesystems.

Die Erzeugungskosten der Sektoren Strom, Wärme, Verkehr wird als Grundlage durchgehend betrachtet. Die Untersuchungen sind in allen Fällen auf eine 80 % THG-Minderung optimiert. Mehr als zwei Drittel der Studien betrachten kostenseitig jedoch auch eine Dekarbonisierung um 95 % bzw. 100 %.

Die Betrachtung der Kosten erfolgt in ca. 43 % der analysierten Studien ohne Einbeziehung der notwendigen Infrastruktur (v. a. in allen Sektoren außerhalb des Stromsektors). So werden die Synergien aber auch die Mehraufwände einer sektorenübergreifenden Infrastrukturnutzung im Detail mit hoher zeitlicher Auflösung in etwa 29 % der analysierten Studien betrachtet – eine umfassende Bewertung aller Sektorenkopplungen ist nicht vorhanden.

Gleichermaßen werden Kosten für Speicher und Lastmanagement in ca. 71 % der betrachteten Studien nur eingeschränkt analysiert. Untersuchungen zur 95 – 100 %igen Dekarbonisierung Deutschlands sind in etwa 71 % der kostenseitig untersuchten Studien vorhanden. Es ist zu erkennen, dass zwar alle betrachteten Teilaspekte untersucht wurden, deren Detailgrad und Betrachtungsumfang sind aber noch ausbaufähig. Auch hat keine Studie alle Teilaspekte in einem hohen Detailgrad untersucht.

Hier besteht klar ein weiterer Untersuchungsbedarf zur umfassenden Analyse der Rückwirkungen einer Kopplung aller genannten Sektoren auf die gesamte Volkswirtschaft im Gesamtkontext der Energiewendekosten.

Energiewirtschaftliches Zielviereck

Das energiepolitische Zieldreieck aus Versorgungssicherheit, Umweltverträglichkeit und Wirtschaftlichkeit, das ein zukünftiges Energiesystem zu erfüllen hat, wird zusätzlich durch die **Sozialverträglichkeit** (Akzeptanz) ergänzt.

Während Umwelt- und Kostenverträglichkeit hinreichend abgedeckt sind, bleiben in der Bewertung der Versorgungssicherheit teilweise zentrale Themen (v. a. Netzstabilität – technische Versorgungssicherheit) außen vor. Ebenso wird die Dimension der Sozialverträglichkeit (gesellschaftliche Akzeptanz) kaum bis gar nicht (in 5 % der Studien) betrachtet. Hier gibt es ebenfalls entsprechenden Handlungs- und Forschungsbedarf.

Aus Sicht der Autoren dieser Metastudie ist die zukünftige Betrachtung des nichtenergetischen Verbrauchs (v. a. Chemiesektor) samt Rück- und Wechselwirkung mit dem Stromsektor zentral. Ebenso ist es lohnend, neben den üblichen Szenarien mit idealem Netzausbau („Kupferplatte“) auch Szenarien mit regionalen Märkten und eingeschränktem Netzausbau zu betrachten.

1 Einleitung

1.1 Ziel und Methodik

Die Realisierung der bundespolitischen Zielsetzung der Energiewende und der damit einhergehenden Treibhausgasminderung stellt eine der größten Herausforderungen unserer Zeit dar. Eine Vielzahl von wissenschaftlichen Instituten befasst sich daher mit dieser Problematik und sucht Lösungsansätze. Aus diesem Grund sind bis heute viele Studien zur Transformation der Energiesysteme erschienen. Diese unterscheiden sich u. a. in deren Zielsetzung, Datengrundlage, Vorgehensweise oder auch Randbedingungen erheblich voneinander.

Ziel der vorliegenden Metastudie ist die Analyse der wichtigsten Studien zur Transformation des Energiesystems in Deutschland. Der Fokus liegt dabei auf den Themenfeldern Dekarbonisierung, Sektorkopplung, Infrastruktur und Transformationspfade. Dabei sollen die Kernaussagen sowie die Vorgehensweise der Einzelstudien konkretisiert und verglichen werden.

Vor diesem Hintergrund werden die themenrelevanten Studien durch eine Literaturrecherche identifiziert und in tabellarischer Form erfasst. Die betrachteten Studien sind mit einer Ausnahme („Leitstudie 2011“) nicht älter als drei Jahre. Diese besitzt jedoch erhebliche Relevanz und die Nachfolgestudie ist zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Metastudie noch nicht erschienen, weshalb sie in die Betrachtungen aufgenommen wird.

In der Analyse der Einzelstudien sind Ziele, Auftraggeber, Zielgruppen und studienspezifischen Inhalte sowie Datengrundlagen erfasst. In diesen Kurzdarstellungen sind auch die Themen Wirtschaftlichkeit und Finanzierung abgebildet. Prioritär werden die jeweils abgeleiteten Transformationspfade dargestellt; inklusive der Ausweisung des weiterführenden Forschungsbedarfs sowie konkreter Maßnahmen.

In der abschließenden Auswertung der Ergebnisse werden die Unterschiede und zentralen Erkenntnisse der Einzelstudien aufbereitet und hervorgehoben. Auf dieser Basis werden weiterführende Fragestellungen für die Transformationsforschung abgeleitet. Auch besonders relevante bzw. mehrfach genannte politische und gesellschaftliche Handlungsempfehlungen werden herausgestellt.

1.2 Definition Sektorkopplung

1.2.1 Sektorkopplung im Rahmen der Energiewende

In den letzten Jahrzehnten ist energiepolitisch verstärkt und vorwiegend im Bereich der Erzeugung erneuerbaren Energien agiert worden, während auf der dazu gehörigen Infrastruktur wenig Fokus lag. In den Bereichen Netze, Speicher und Integration erneuerbarer Energien besteht also noch erheblicher Handlungsbedarf – sowohl in der Energiepolitik als auch in der Energieforschung. Diverse Studien leiten zur Dekarbonisierung der Sektoren Wärme und Verkehr die Sektorkopplung als zentrales Element ab [1]. Ein wesentlicher Klärungsbedarf liegt noch in der Umsetzung von Infrastrukturmaßnahmen (Stromnetzausbau), von Effizienzsteigerungen sowie der wirtschaftlichen Marktintegration von Energiespeichern und -erzeugern.

Eine noch unbeantwortete Frage ist die Dekarbonisierung des nicht-energetischen Verbrauchs fossiler Rohstoffe. Dazu gehört der weitgehend unerforschte Bereich der CO₂-Entnahme aus der Atmosphäre, die Verwendung von CO₂ als Rohstoff für die chemische Industrie (Carbon Capture and Usage (CCU)) und die Frage, wie damit in Kombination mit erneuerbaren Energien die verbleibende fossile Rohstoffnutzung „dekarbonisiert“ bzw. CO₂-neutral gestaltet werden kann. Entscheidend für diese Energie- und Rohstoffwende sind die Speicher- und Wandlungstechnologien, die unter dem Begriff Power-to-X zusammengefasst sind.

1.2.2 Definition von Energiespeichern und Power-to-X

Eine Klassifizierung von Energiespeicher erfolgt entweder nach physikalischen, energetischen, zeitlichen, räumlichen oder ökonomischen Kriterien. Die häufigste Differenzierung [2] erfolgt nach dem physikalischen Speicherprinzip in

- elektrische,
- elektrochemische,
- chemische,
- mechanische und
- thermische Energiespeicher.

Im Zuge der Sektorkopplung gewinnt zudem die Klassifizierung nach sektoralen und sektorkoppelnden Energiespeicher an Bedeutung.

Sektorale Energiespeicher sind Energiespeicher, welche Energie in ein und demselben Sektor ein- und ausspeichern. Der Klassiker der sektoralen Energiespeicher sind Stromspeicher wie Pumpspeicher, aber auch Wärmespeicher in der Wärmeversorgung. Sektorkoppelnde Energiespeicher hingegen sind nach [2] definiert als:

„Energiespeicher, die in einem oder mehreren Energiesektoren eingesetzt werden und uni- und/oder bidirektional arbeiten und dabei zwei oder mehrere Sektoren miteinander koppeln. Das Ein- und Ausspeichern erfolgt nicht zwangsläufig im selben Sektor.“

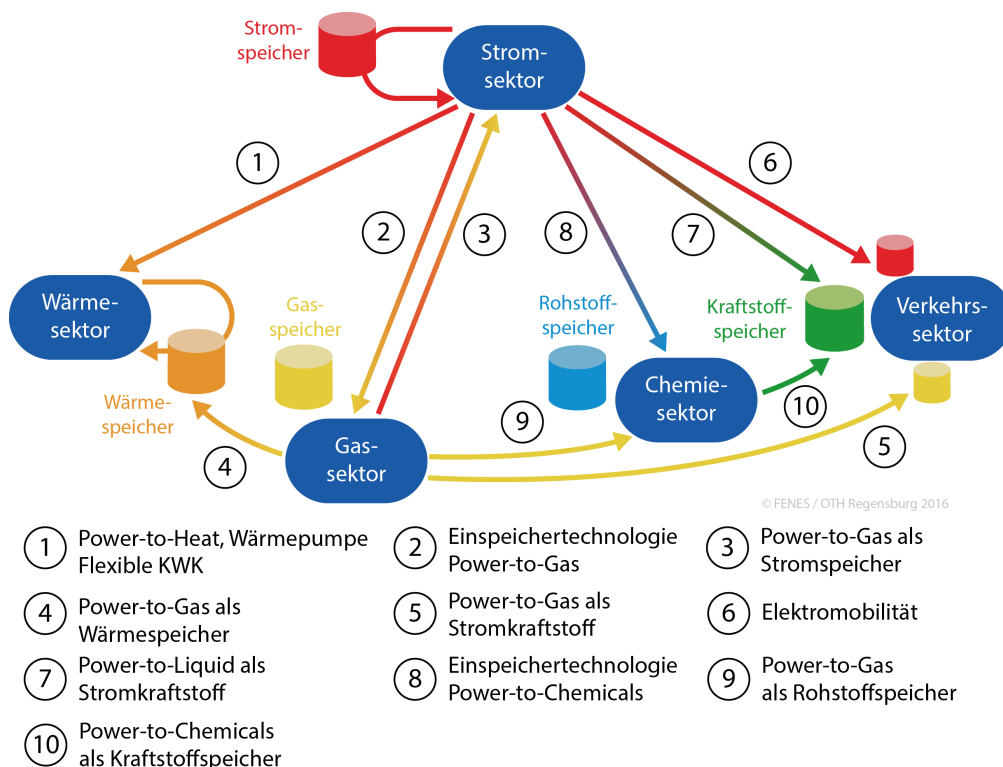


Abbildung 1.1: Definition von sektoralen und sektorenkoppelnden Energiespeichern [2]

Erneuerbarer Strom wird zur Primärenergie aller Energiesektoren, weshalb die Sektorkopplung immer wichtiger wird. Strom kann im Verkehrssektor als „Kraftstoff“ für Elektromobile eingesetzt werden oder im Wärmesektor über Power-to-Heat konventionelle Energieträger wie Erdgas und Heizöl ersetzen (s. Abbildung 1.1).

Zur Schlüsseltechnologie der Sektorkopplung wird zukünftig Power-to-X, welche nach [2] definiert ist als:

„Die Wandlung von Strom als Primärenergie und Rohstoff in einen Energieträger, also in Wärme, Kälte, Produkt, Kraft- oder Rohstoff. Es ist ein Sammelbegriff für Power-to-Gas, Power-to-Liquid, Power-to-Fuel, Power-to-Chemicals, Power-to-Product und auch Power-to-Heat.“

Die Nutzung von günstiger, CO₂-vermeidender Wind-, Solar- und Wasserkraft zur Dekarbonisierung aller Sektoren ist demnach wesentlicher Bestandteil von Power-to-X, v. a. zur Gewinnung von Rohstoffen der chemischen Industrie wie z. B. Kunststoffe oder Düngemittel. Entscheidend dafür ist der Bezug von erneuerbarem Strom, da die Dekarbonisierung auf Basis von Graustrom nicht möglich ist. Das gilt für Wärmepumpen, Elektromobile und jede Anwendung von Power-to-X gleichermaßen.

Die Sektorkopplung selbst wird auch gleichwertig als Sektorenkopplung bezeichnet, da immer mehrere Sektoren miteinander gekoppelt werden.

1.3 Bisheriger Fokus der Energieforschung

Forschung und Entwicklung ist ein Grundstein der Energiewende. Die Bundesregierung nimmt darauf u. a. durch die themenspezifische Projektförderung Einfluss. In Abbildung 1.2 ist die Entwicklung der Fördermittel von 2012 bis 2015 dargestellt.

Bei Photovoltaik und Wind sind schwankende Verläufe bei der Entwicklung der Projektfördermittel zu erkennen, wohingegen sich die Förderung der Bioenergie auf einem annähernd konstanten Niveau bewegt. Die Förderung für die sonstigen erneuerbaren Energien, also tiefe Geothermie, solarthermische Kraftwerke und Wasserkraft ist deutlich geringer als die der anderen Technologien und nimmt tendenziell geringfügig ab.

Für die Atomkraft werden seit 2012 jährlich Fördergelder von mehr als 40 Mio. € bereitgestellt. Themenschwerpunkte sind v. a. die Reaktorsicherheits-, die Endlager- und Entsorgungsforschung. Die Kernfusionsforschung ist darin nicht aufgeführt.

Die Bedeutung der Infrastruktur (Netze, Speicher, Digitalisierung) hat in den letzten Jahren deutlich zugenommen, was sich besonders durch den starken Anstieg der Fördermittel bei den Stromnetzen von 17 Mio. €/a (2012) auf 53 Mio. €/a (2015) erkennen lässt. Für die Energiespeicher werden seit 2013 Projektfördermittel von etwa 60 Mio. €/a bereitgestellt. Dies entspricht einer Erhöhung um den Faktor 2 im Vergleich zu 2012. Demgegenüber ist das Interesse für Brennstoffzellen und Wasserstoff nach vorübergehenden Anstieg der Projektförderung wieder leicht rückläufig.

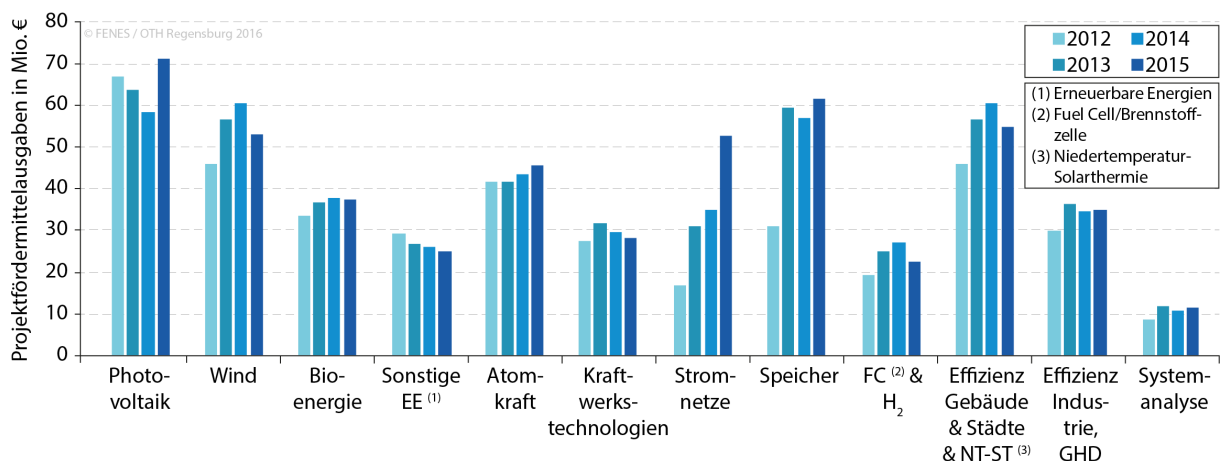


Abbildung 1.2: Themenspezifische Entwicklung der Projektfördermittel von 2012 bis 2015. Quelle: eigene Darstellung nach [3]

Die Projektförderung für die Energieeffizienz im Gebäude- und Städtebereich liegt auf einer Ebene mit den Fördermitteln für Wind und Energiespeicher. Die Projektförderung für Effizienz in Industrie und GHD bewegt sich auf einem ähnlichen Niveau wie die Bioenergieforschung. Vergleichsweise wenig Fördermittel (zwischen 8,6 und 11,7 Mio. €) fließen in die Systemanalyse und Transformationsforschung.

Um neben der Entwicklung auch die Verteilung der Projektförderung zu verdeutlichen, wird in Abbildung 1.3 die themenspezifische Aufteilung der Fördermittel (ca. 500 Mio. €) im Jahr 2015 dargestellt.

Mehr als ein Viertel der Projektförderung wird für Technologien zur Erzeugung von erneuerbarer Energie aufgewendet, wobei keine direkte Unterscheidung zwischen den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr stattfindet. Für die konventionelle Energieerzeugung werden 2015 noch ca. 15 % der Fördermittel bereitgestellt. Weitere 25 % der Projektfördermittel fließen in die Erforschung von Infrastrukturfragen.

Auffällig ist, dass für Projekte zu Stromnetzen rund 11 % der gesamten Mittel bereitgestellt werden. Die Mittel für Wärmenetze und die Energieinfrastruktur für den Verkehr werden nicht gesondert aufgeführt. Diese sind teilweise im Bereich Speicher und Bioenergie enthalten. In Projekte zur Energieeffizienz in Gebäuden und Städten sowie Industrie und GHD werden rund 18 % der im Jahr 2015 bereitgestellten Mittel investiert. Etwa 2 % der Projektförderung im Jahr 2015 fließen in Querschnittsthemen und Systemanalyse wie der Transformationsforschung.

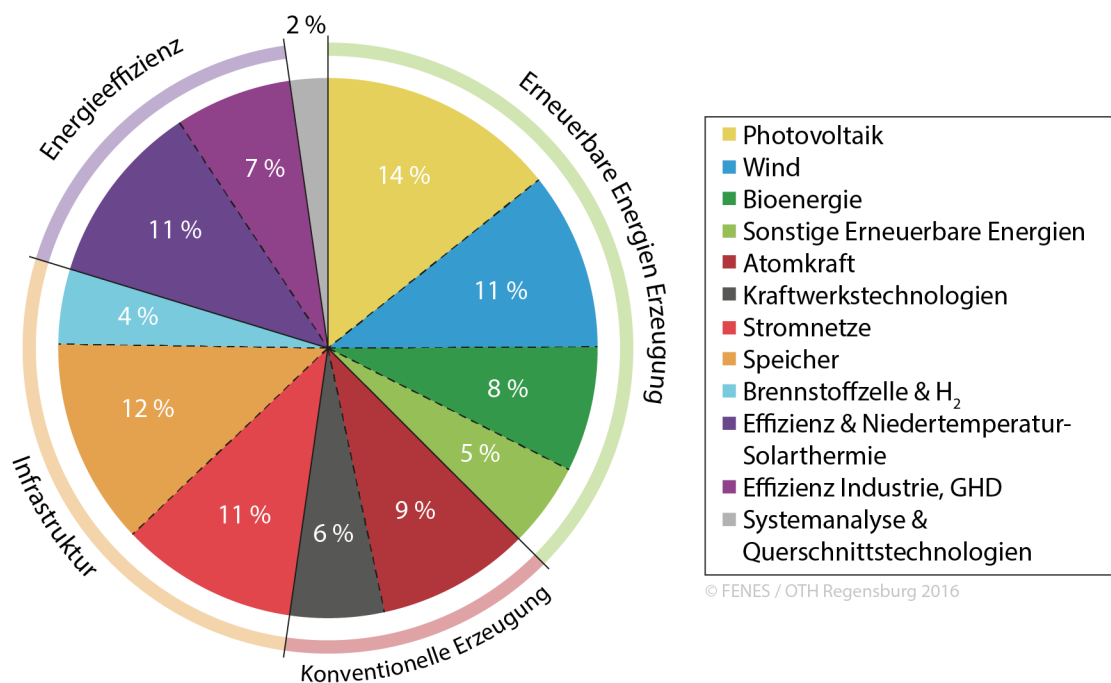


Abbildung 1.3: Themenspezifische Verteilung der Projektförderung in dem Jahr 2015.
Quelle: eigene Darstellung nach [3]

2 Studienübersicht

Die Bewertung der Studien erfolgt jeweils für die drei Energiesektoren Strom, Wärme, Verkehr und dem nichtenergetischen (NEV) Verbrauch fossiler Rohstoffe (v. a. Chemiesektor). Unter nichtenergetischem Verbrauch ist die Substitution fossiler Rohstoffe durch PtX-Verfahren, also strombasierte Erzeugung fossiler Rohstoffe zu verstehen. Folgende Kriterien werden für die Bewertung herangezogen:

- Betrachtung der **Dekarbonisierung**
- Einbeziehung der **Infrastruktur**
- Beschreibung von **Transformationspfaden**

Je Kriterium wird ein Punkt je Sektor vergeben. Insgesamt ergeben sich daraus zwölf Bewertungspunkte. Die Einbeziehung der Sektorkopplung (Strom-Wärme, Strom-Verkehr, Strom-NEV) wird mit weiteren drei Punkten bewertet, sodass die maximale Punktzahl 15 beträgt. In jeder Kategorie entspricht „Grün“ somit drei Punkten, „Gelb“ zweien, „Orange“ einem und „Rot“ keinem (s. Abbildung 2.1). Als Schwelle für eine genauere Betrachtung wird die Erfüllung von 60 % dieser Kriterien angesetzt.

Der Detailgrad der betrachteten Studien unterscheidet sich erheblich. Die Bewertungsmatrix in Abbildung 2.1 zeigt, dass sich viele der 27 betrachteten Studien vor allem mit dem Strom- oder Verkehrssektor beschäftigen und weniger mit dem vollständigen Energiesystem. Aus der Matrix ergeben sich fünf Studien, die in Kapitel 3 näher betrachtet werden. Diese fünf Studien sind:

- Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr von 2015 des Fraunhofer IWES [4] (s. Abschn. 3.1),
- Klimaschutzszenario 2050 des Öko-Instituts (s. Abschn. 3.2)
- Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global von 2012 des DLRs und Fraunhofer IWES im Auftrag der BMU [5] (s. Abschn. 3.3),
- Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland des Fraunhofer ISI, ifeu und Consentec von voraussichtlich Ende 2016 (s. Abschn. 3.4) und
- Was kostet die Energiewende? des Fraunhofer ISE (s. Abschn. 3.5)

Davon ist die Studie „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland“ noch nicht erschienen. Aufgrund der voraussichtlich erheblichen Relevanz soll jedoch, anhand von vorab verfügbaren Informationen, ein kurzer Überblick zu der Studie gegeben werden. In die Ergebnisauswertung wird die Studie wegen dem Fehlen quantitativer Daten allerdings nicht eingebunden.

Nachfolgend werden die fünf Studien vereinfacht wie folgt abgekürzt:

- Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr,
- Klimaschutzszenario 2050,
- Leitstudie 2011,
- Langfristszenarien Transformation und
- Was kostet die Energiewende?

Darüber hinaus wurden zum Abschluss der Studie auf Wunsch der dena noch die Kostenbetrachtungen der einzelnen Studien in die Bewertung aufgenommen und nachträglich eingepflegt. Die Bewertung erfolgt anlehnend an nachstehenden Punkten:

- keine Kosten hinterlegt bzw. nur Kosten einzelner Maßnahmen oder Gesteungskosten einzelner Technologien zu Optimierungszwecken vorhanden (rot),
- nur ein Sektor wird betrachtet (eine Berücksichtigung der Rückkopplung bzw. Wechselwirkung wird nicht als zusätzlicher Sektor gewertet) (orange),
- ein Großteil der Sektoren und Infrastruktur werden betrachtet (gelb) und
- umfassende und integrative Betrachtung aller Sektoren (grün).

2 Studienübersicht

Studie	Institution(en) / Auftraggeber	Strom	Wärme	Verkehr	NEV	SK	Kosten
Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr	IWES, IBP, ifeu, SUER / BMWi	Hoher	Hoher	Hoher	Nicht betrachtet	Mittlerer	Hoher
Klimaschutzszenario 2050	Öko-Institut, ISI / BMU	Mittlerer	Mittlerer	Mittlerer	Mittlerer	Mittlerer	Mittlerer
Leitstudie 2011	DLR, IWES, IFNE / BMU	Hoher	Mittlerer	Mittlerer	Nicht betrachtet	Mittlerer	Mittlerer
Langfristszenarien Transformation ⁽¹⁾	ISI, Consentec, ifeu / BMWi	Hoher	Mittlerer	Mittlerer	Nicht betrachtet	Mittlerer	Mittlerer
Was kostet die Energiewende?	ISE	Hoher	Mittlerer	Mittlerer	Nicht betrachtet	Mittlerer	Hoher
Sektorkopplung durch die Energiewende	HTW Berlin	Mittlerer	Mittlerer	Mittlerer	Mittlerer	Mittlerer	Mittlerer
Die Energiewende nach COP 21	Nitsch / BEE	Mittlerer	Mittlerer	Mittlerer	Mittlerer	Mittlerer	Mittlerer
Energierferenzprognose	Prognos, EWI, GWS/ BMWi	Mittlerer	Mittlerer	Mittlerer	Mittlerer	Mittlerer	Mittlerer
Klimaschutz: Der Plan	BET, Hamburg Institut / Greenpeace	Mittlerer	Mittlerer	Mittlerer	Mittlerer	Mittlerer	Mittlerer
KonStGas ^{(1) (2)}	DBI, DVGW, GWI, IWES sowie ⁽³⁾ / BMU	Hoher	Mittlerer	Mittlerer	Mittlerer	Mittlerer	Mittlerer
Power-to-Gas im Verkehr	DLR, ifeu, LBST, DBFZ / BMVI	Hoher	Mittlerer	Hoher	Mittlerer	Mittlerer	Mittlerer
Treibhausgasneutrales Deutschland 2050	UBA	Mittlerer	Mittlerer	Mittlerer	Mittlerer	Mittlerer	Mittlerer
Roadmap Speicher	IWES, IAEW, SUER, RWTH / BMWi	Mittlerer	Mittlerer	Mittlerer	Mittlerer	Mittlerer	Mittlerer
Entwicklung von modularen Konzepten	DBI, E.ON, IWES, VNG / DVGW	Mittlerer	Mittlerer	Mittlerer	Mittlerer	Mittlerer	Mittlerer
Potenziale für Strom im Wärmemarkt bis 2050	ETG / VDE	Mittlerer	Hoher	Mittlerer	Mittlerer	Mittlerer	Mittlerer
Energiesystem Deutschland 2050	ISE	Mittlerer	Mittlerer	Mittlerer	Mittlerer	Mittlerer	Hoher
Geschäftsmodell Energiewende	IWES	Mittlerer	Mittlerer	Mittlerer	Mittlerer	Mittlerer	Hoher
Renewables in transport 2050	LBST / FVV	Mittlerer	Mittlerer	Hoher	Mittlerer	Mittlerer	Mittlerer
Stromspeicher in der Energiewende	FENES, IAEW, ef. Ruhr / Agora	Mittlerer	Mittlerer	Mittlerer	Mittlerer	Mittlerer	Mittlerer
eMobil 2050	Öko-Institut	Mittlerer	Mittlerer	Mittlerer	Mittlerer	Mittlerer	Mittlerer
Treibhausgasneutraler Verkehr 2050	Öko-Institut / UBA	Mittlerer	Mittlerer	Hoher	Mittlerer	Mittlerer	Mittlerer
Kombikraftwerk 2	IWES, Siemens, IEH, CUBE / BMU	Hoher	Mittlerer	Mittlerer	Mittlerer	Mittlerer	Mittlerer
Integration von Wind-Wasserstoff-Systemen	PLANET, FHL, ISI, KBB sowie ⁽⁴⁾ / BMVI	Mittlerer	Mittlerer	Mittlerer	Mittlerer	Mittlerer	Mittlerer
Strommarktdesign der Zukunft	r2b energy / UBA	Hoher	Mittlerer	Mittlerer	Mittlerer	Mittlerer	Mittlerer
Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus EE	BET, Lichtblick, ENERCON / BEE	Hoher	Mittlerer	Mittlerer	Mittlerer	Mittlerer	Mittlerer
Netzentwicklungsplan	Übertragungsnetzbetreiber	Mittlerer	Mittlerer	Mittlerer	Mittlerer	Mittlerer	Mittlerer
Erneuerbare Energien im Verkehr	DLR, ifeu, LBST, DBFZ / BMVI	Mittlerer	Mittlerer	Mittlerer	Mittlerer	Mittlerer	Mittlerer

⁽¹⁾ Noch nicht erschienen

⁽²⁾ Strom- und Gasinfrastruktur im Detail betrachtet

⁽³⁾ IEK-STE, UMSICHT, WI, KIT, RUB, TUD, TUC, RWTH, FENES, 50 Hertz, Ontras, RWE

⁽⁴⁾ nip, NOW, IFEU

■ Hoher Betrachtungsumfang ■ Mittlerer Betrachtungsumfang

■ Geringer Betrachtungsumfang ■ Nicht betrachtet

SK: Sektorkopplung (Rück- & Wechselwirkungen)

NEV: Nichtenergetischer Verbrauch

© FENES / OTH Regensburg 2016

Abbildung 2.1: Bewertungsmatrix aller identifizierten Studien. Quelle: eigene Darstellung nach [4, 6–35]

3 Analyse der Einzelstudien

In diesem Kapitel werden die einzelnen Studien hinsichtlich ihrer Ziele, den Auftraggebern sowie den Zielgruppen analysiert. Weiterhin werden folgende Punkte je Studie erfasst:

- Datengrundlagen
- studienspezifischen Inhalte
- Geschäftsmodelle und Finanzierungskonzepte
- Transformationspfade sowie
- weiterführendem Forschungs- bzw. Entwicklungsbedarf.

Die grundsätzlichen Unterschiede der fünf näher betrachteten Studien werden auf Basis des Kriterienkatalogs in Kapitel 2 (Dekarbonisierung, Infrastruktur, Transformationspfade bzw. Kopplung Strom-Wärme, Strom-Verkehr und Strom-nichtenergetischer Verbrauch) in Abbildung 3.1 deutlich.

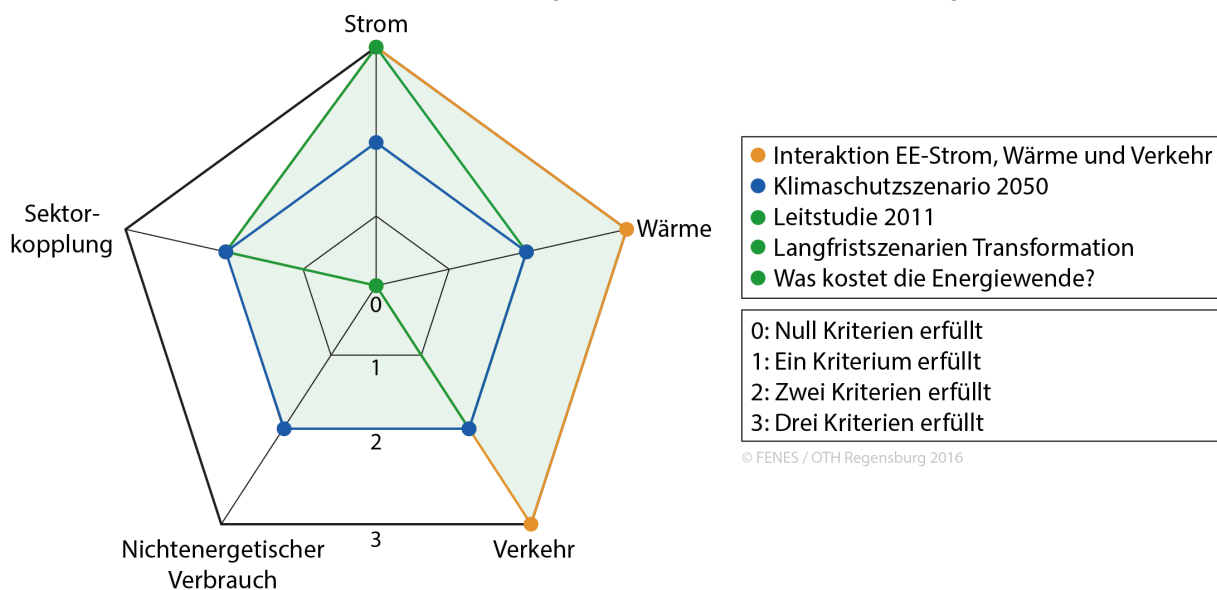


Abbildung 3.1: Einordnung aller im Rahmen der Metastudie betrachteten Einzelstudien. Quelle: eigene Darstellung

Der Fokus der Studien liegt im Allgemeinen auf den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr. Dabei ist die Studie „Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr“ in diesen Sektoren am Gründlichsten. Der nicht-energetische Verbrauch wird alleine in der Studie „Klimaschutzszenario 2050“ im Detail berücksichtigt.

3.1 Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr

Die Studie „Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr“ [4] des Fraunhofer IWES und Fraunhofer IBP in Zusammenarbeit mit ifeu und der Stiftung für Umweltenergierecht SUER untersucht die Interaktion der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr unter einem steigenden Anteil an erneuerbaren Energien in einem europäischen Kontext bis zum Jahr 2050.

Die übergeordnete Fragestellung der Studie liegt in der Erreichung der Reduktion von Treibhausgasemissionen in Europa für das Jahr 2050 um 80 % gegenüber dem Jahr 1990. Eine weitere Vorgabe ist, dass dieses Ziel kostenoptimiert erreicht werden soll. Die Studie wurde zunächst für das BMU durchgeführt und später aus Mitteln des BMWi gefördert. Abbildung 3.2 zeigt die Einordnung dieser Studie innerhalb des Studienvergleichs.

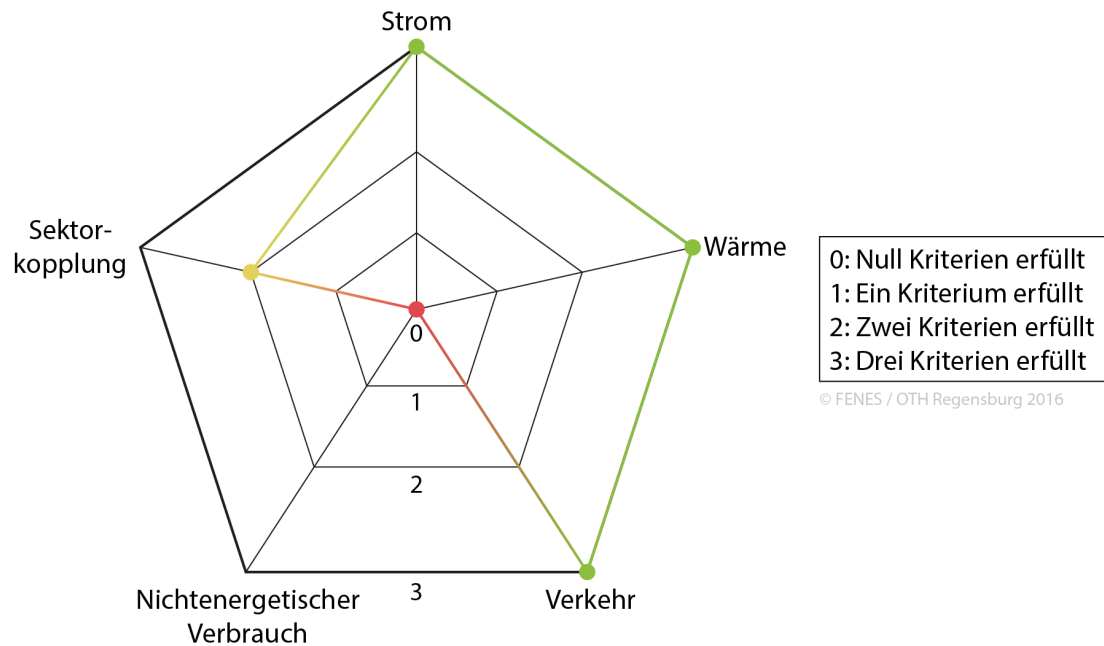


Abbildung 3.2: Einordnung der Studie „Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr“. Quelle: eigene Darstellung

3.1.1 Annahmen und Rahmenbedingungen

Der Stromaustausch zu den Nachbarländern erfolgt über Netzkuppelstellen, wobei Netzengpässen nicht betrachtet werden („Kupferplatte“). Die Stromnachfrage und der Wärmebedarf werden jederzeit gedeckt. Außerdem werden Fahrzeuge mit den jeweiligen technischen Restriktionen integriert, wie z. B. Batteriespeicher oder Ladeinfrastruktur. Im Verkehrssektor werden zudem Oberleitungs-Hybrid-LKW für die direkte Nutzung von erneuerbarem Strom vorgesehen.

Der Verkehrssektor wird im Zielszenario nicht optimiert. Für diesen werden vorgelagerte Simulationen inklusive Biomassenutzung gerechnet. Dabei wird die beste Variante gewählt und anschließend mit dem Zubau im Strom- und Wärmesektor kombiniert. Der Verkehrssektor wird mit dem TREMOD-Modell von ifeu simuliert. Darin werden die Laufleistung, Lebensdauer, Emissionen und Kosten für Fahrzeug und dessen Infrastruktur verknüpft und so der jährliche Gesamtverbrauch, -kosten und -emissionen ermittelt.

Für den Strom- und Wärmesektor wird eine ausführliche Simulation durchgeführt, die das Fundamentalmodell des Fraunhofer IWES zur linearen Kraftwerks- und Speicherausbauroptimierung einsetzt. Berechnungen erfolgen dabei für die Stützjahre 2025, 2035 und das Zieljahr 2050.

Für Deutschland werden alle Sektoren detailliert betrachtet, wobei der Fokus auf der Sektorkopplung innerhalb Deutschlands liegt. Der Wärmesektor wird mit gebäudeklassenspezifischen Profilen integriert.

Im Abschluss werden Roadmaps und Handlungsempfehlungen vorgeschlagen, um das heutige Energiesystem auf das zukünftige System bis zum Jahr 2050 umzubauen.

Die Rahmenbedingungen der Studie lauten:

- Reduktion der europäischen Emissionen um 80 % gegenüber 1990,
- Bilanzierung von Emissionen aus LULUCF und internationalem Flugverkehr,
- Bevölkerungswachstum in Deutschland von -9,5 % und BIP-Wachstum von 41 % bis zum Jahr 2050 im Vergleich zu 2008,
- Reduzierung des Stromverbrauchs um 25 % (ohne neue Verbraucher über PtX),
- Jährliche Sanierungsrate von 2 % bei Häusern älter als 1995,
- Ergebnisse des Wärmesektors werden auf andere europäische Länder übertragen,
- Ergebnisse für Industrie werden aus den BMU-Langfristszenarien übernommen,

- die Gesamt-Verkehrsleistung steigt bis 2030 und stagniert dann bis 2050 (Flug- und Güterverkehr steigen, motorisierter Individualverkehr sinkt),
- betrachtete Antriebskonzepte: E-Mobilität, Wasserstoff, erneuerbares Methan, konventionelle Fahrzeuge,
- Verwendung von Biomasse nur als Reststoffe und der bisherigen Anbaufläche für Energiepflanzen von 2 Mio. ha (wie im Jahr 2012) und
- Gas aus PtG wird in das allgemeine europäische Gasnetz eingespeist und als negative Emission dem Einspeiseland gutgeschrieben.

3.1.2 Kernergebnisse

Die Kernergebnisse der Studie können folgendermaßen zusammengefasst werden:

- kostenminimales Ziel bei -83 % THG-Reduktion,
- Strombedarf 2050 bei knapp 800 TWh/a, PV und Wind dominieren, ergänzt durch KWK und Speicher,
- Gesamtreduktion des Endenergiebedarfs im Wärmesektor von 64 % bis 2050,
- Priorisierung von direktem Stromeinsatz im Verkehr,
- Wärmepumpe und bivalente KWK setzen sich im häuslichen Bereich und GHD gegenüber Alternativen durch, in der Industrie sind dies Wärmepumpen und Elektrodenkessel,
- Steigerung des Stromverbrauchs um weitere 200 TWh/a (25 %) für Stromkraftstoffe bei Bilanzierung von internationalem Flugverkehr mit zweifachen Emissionsfaktor, da zusätzliche Anwendungen zu elektrifizieren sind, um die vorgegebenen Emissionsziele einzuhalten.

Es werden keine Kosten für die Transformation des Energiesystems genannt, weder kumuliert noch für das Jahr 2050.

3.1.3 Ableitung von Transformationspfaden und Handlungsempfehlungen

Zunächst ist der Ausbau erneuerbarer Energien zu forcieren, um die Grundlage für eine vollumfassende Dekarbonisierung zu schaffen. Mit dem steigenden Anteil der erneuerbaren Energien ist ein Ausbau der Infrastruktur unabdingbar. Bei hohem Anteil erneuerbarer Energien ist eine verstärkte Interaktion zwischen den Sektoren (Sektorkopplung) notwendig, um die energie- und klimapolitischen Ziele zu erreichen.

Im Wärmesektor sind dafür zunächst die Systemtemperaturen in Gebäuden und Nahwärmenetzen zu senken. Diese Senkung der Systemtemperaturen bildet die Grundlage für einen flächendeckenden Einsatz von Wärmepumpen in Haushalten, Nahwärmenetzen, GHD und Industrie.

Dazu wird es als notwendig gesehen, dass die Stromsteuer für alle Verbraucher entfernt und dafür die Energiesteuer für fossile Rohstoffe erhöht wird, um die Konkurrenzfähigkeit von Strom im Wärmemarkt zu erhöhen.

Im Verkehrssektor werden zunächst die bundespolitischen Ziele zur Elektromobilität (1 Mio. E-Fahrzeuge bis 2020 und 6 Mio. E-Fahrzeuge bis 2030) abgebildet. Dieser Markthochlauf wird begleitet durch flächendeckende Infrastrukturmaßnahmen für die Elektromobilität. Erst im späteren Stadium ergibt sich eine Notwendigkeit von PtG für den Verkehrssektor.

Für den Güterverkehr ist bis 2020 ein regulatorischer Rahmen für Oberleitungs-Lkws zu schaffen, um bis 2050 alle Autobahnkilometer mit Oberleitungen ausstatten zu können. Dies wird als wichtiger Schritt zur Dekarbonisierung des Verkehrssektors gesehen.

Zur Förderung der Sektorkopplung werden folgende Punkte vorgeschlagen:

- Befreiung von Abgaben oder direkte Förderung für flexible Verbraucher, welche die Stromnetze durch die Aufnahme von Stromüberschüssen entlasten,
- Etablierung einer CO₂-Abgabe, um günstige fossile Energieträger mit hohen CO₂-Emissionen aus dem System zu verdrängen,

- Sektorkopplung Strom-Wärme: Verkürzung der Zeit zur Stilllegung alter fossiler Heizungsanlagen und Ausbaustopp für fossile dezentrale Heizungsanlagen.

3.2 Klimaschutzscenario 2050

Die Studie „Klimaschutzscenario 2050“ aus dem Jahr 2015 wurde in Kooperation mit dem Öko-Institut e.V. und dem Fraunhofer ISI im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMU) erstellt [6]. Ziele der Studie sind die Erstellung verschiedener Szenarien mit definierten Treibhausgasminderungen (80 % und 95 %) für das Jahr 2050 sowie deren Analyse. Dabei werden die Sektoren Strom, Wärme und Verkehr sowie deren Kopplung berücksichtigt.

Die Studie ist aufgrund der Fortschreibung der Ist-Situation inkl. dem Vergleich mit den definierten Szenarien sowie der Identifizierung von Maßnahmen zum Erreichen dieser Ziele besonders für die Politik, aber auch für die Allgemeinheit von Interesse. Sie deckt alle relevanten Kriterien gleichermaßen ab (s. Abbildung 3.3).

3.2.1 Studieninhalte

In der Studie werden zwei Hauptszenarien sowie ein Vergleichsszenario mit dem Zeithorizont 2050 entwickelt. Das Vergleichsszenario übernimmt dabei die Maßnahmen, welche bis Oktober 2012 ergriffen wurden und schreibt diese bis zum Jahr 2050 fort. Dieses Szenario dient primär dem Vergleich. Die im weiteren Verlauf vorgestellten Informationen beziehen sich auf die Hauptszenarien. In diesen wird eine Treibhausgasminderung von 80 % bzw. 95 % in Deutschland bis zum Jahr 2050 fokussiert. Hier unterscheiden sich weniger die eingesetzten Technologien als vielmehr die zeitliche Umsetzung sowie die finalen Anteile einzelner Energieträger.

Zum Erreichen einer Emissionsminderung von 95 % werden nach dem „Klimaschutzscenario 2050“ vielfältige, heute teils noch nicht im großen Maßstab verfügbare Lösungen (u. a. CCS) erforderlich. Diese sollen bis zum Jahr 2030 „marktreif“ sein. Daraus leiten sich ein entsprechender Forschungs- und Entwicklungsbedarf sowie die Notwendigkeit für Pilot- und Demonstrationsanlagen noch vor 2020 ab.

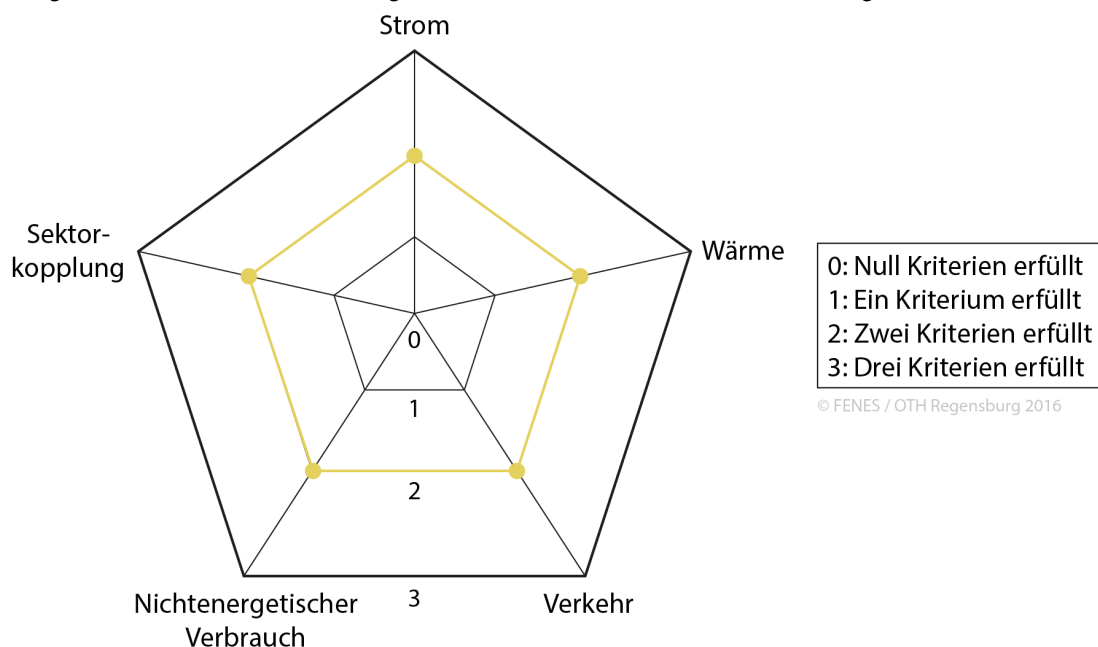


Abbildung 3.3: Einordnung der Studie „Klimaschutzscenario 2050“. Quelle: eigene Darstellung

Zur Analyse der energiebedingten Treibhausgasemissionen der definierten Szenarien werden die nachstehenden Modelle herangezogen.

Das Modell „ERNSTL/EE-Laab/INVERT“ des Fraunhofer ISI umfasst die Entwicklung des Bestandes von Wohn- und Nichtwohngebäuden inklusive der für Heizung, Kühlung und Warmwasserbereitstellung.

lung verwendeten Technologien. Auf Basis einer dynamischen und zeitabhängigen Entscheidungssimulation bildet das Modell die Entwicklung des Endenergiebedarfs ab. Dieser ist abhängig von der Änderung des Gebäudebestandes sowie den eingesetzten Wärmetechnologien. Darauf basierend erfolgt eine Bestimmung der Investitions- und Energiekosten.

Das Simulationsmodell „FORECAST“ stellt die Entwicklung von THG-Emissionen und Energiebedarf von Industrie, Gewerbe, Handel und Dienstleistung (GHD) sowie Haushalten dar. Das Modell ist dabei mit der Entwicklung der sektorenspezifischen Technologiestruktur und der Bestimmungsgrößen mit Korrelation zum Energieverbrauch verknüpft.

Der Verkehrssektor wird in den übergreifenden Modellen „TEMPS“ des Öko-Instituts und „ASTRA-D“ des Fraunhofer ISI nachgebildet. Vom Öko-Institut werden Rahmenbedingungen definiert und eine Technologiedatenbasis hinterlegt. Diese integriert die mögliche technische Entwicklung der einzelnen Verkehrsträger bis zum Jahr 2050. Die Verkehrsnachfrage für den inländischen land- und wassergebundenen Verkehr wird über „ASTRA-D“ ermittelt. Die Nachfragebestimmung des See- und Luftverkehrs erfolgt, ebenso wie die Simulation der Fahrzeugbestandermittlung über „TEMPS“. Der Endenergiebedarf wird ebenfalls mittels „TEMPS“ bestimmt und mit zeitlich konstanten Korrekturfaktoren (TREM-OD 5.2) angepasst. Die Auswirkungen der Elektromobilität auf Energiebedarf und THG-Emissionen werden über die Modelle „TEMPS“ und „PowerFlex“ wiedergegeben.

Das Modell „PowerACE“ vom Fraunhofer ISI dient zur Optimierung von Kraftwerksinvestitionen und -einsatz. „ELIAS“ (Öko-Institut) und ist ein Investitionsmodell, welches die Entwicklung des Kraftwerksparks abbildet. Dieses wird in das Strommarktmodell „StromFlex“ des Öko-Instituts zur Ermittlung der Volllaststunden (VLS) integriert. Danach erfolgt eine Anpassung des Kraftwerksparks in „ELIAS“ auf Basis der VLS. Aus dieser Iteration resultiert ein konvergiertes Ergebnis für Struktur und Dispatch der Kraftwerke.

Die Studie befasst sich außerdem mit den ökonomischen Auswirkungen sowie Finanzierungspfaden einer Transformation des Energiesystems. Hierfür werden Sektormodelle („Bottom-up“ Modelle) mit den Simulationsmodell ASTRA-D sowie FARM-EU kombiniert. Die Sektormodelle umfassen die sektorenspezifischen Investitionskosten über welche die Differenzinvestitionen gegenüber einer Fortschreibung des Ist-Zustandes bestimmt werden. Die Sektormodelle werden über definierte Schnittstellen (z. B. sektorale Investitionen, staatliche Einnahmen und Ausgaben, sektorale Wertschöpfung, etc.) in das gesamtwirtschaftliche Modell ASTRA-D eingekoppelt um die makroökonomischen Zusammenhänge darzustellen. FARM-EU ist ein Gleichgewichtsmodell, welches die ökonomischen Effekte hinsichtlich der Auswirkungen von Energie- und Klimamaßnahmen analysiert und darüber ASTRA-D ergänzt.

3.2.2 Annahmen und Rahmenbedingungen

Basis der Szenarien und Analysen ist das Energiekonzept der Bundesregierung von 2010/2011 (vor Fukushima), in welchem die energie- und klimapolitischen Zielvorgaben für Deutschland erfasst sind:

- Reduktion der THG-Emissionen um 80 % bzw. 95 % gegenüber 1990,
- Bevölkerungswachstum in Deutschland von -8,2 %, BIP-Wachstum von 36 % und Beschäftigungsrückgang von 8,4 % bis zum Jahr 2050 im Vergleich zum Jahr 2010,
- Stromimporte aus dem europäischen Umfeld (2050: 7 bzw. 61 TWh) ,
- Bilanzierung von Emissionen aus LULUCF sowie internationaler See- und Flugverkehr,
- Anhebung der Endenergieverbrauchsreduzierung gegenüber 2005 von 40 % auf 60 %,
- CO₂-Zertifikatspreise bis 2050: 130 bis 200 € / t,
- Biomassepotenzial in 2050 limitiert auf: 314 bis 340 TWh/a,
- Sanierungsrate von 2010 bis 2050 im 80 %-Szenario auf 2,2 % und im 95 %-Szenario auf 3,6 % gesteigert,
- die Sanierungstiefe ist im 95 %-Szenario um den Faktor 1,4 höher als im 80 %-Szenario,
- die Innenraumtemperatur in Gebäuden wird im 95 %-Szenario um 1K abgesenkt,
- die Umwandlung von Siedlungsfläche sinkt bis 2050 von 119 ha/Tag auf 30 ha/Tag ab,

- Mehrinvestitionen zur Transformationen der Energiewende gegenüber dem Ist-Zustand von 13 und 27 Milliarden € jährlich und
- 1,5 bzw. 2,0 Mio. ha stehen als Anbaufläche für nachwachsende Rohstoffe im Jahr 2050 zur Verfügung.

Demografische und wirtschaftliche Rahmendaten werden aus den Modellen „FARM-EU“ und „ASTRA-D“ abgeleitet. Für die demografische Entwicklung wurden Daten des Migrationsberichts 2011 [36] und Zensus 2011 [37] eingearbeitet.

Die Primärenergiepreise wurden vom Öko-Institut energieträgerspezifisch berechnet. Die Anzahl von Haushalten steigt nach Berechnungen des Öko-Institutes bis 2050 um rund 1,7 % und die Nutz- und Wohnfläche von Gebäuden um 6,9 %. Datengrundlage für den Verkehrssektor sind das Modell „ASTRA-D“, das „Mobilitätspanel“ [38] sowie die Studie „Mobilität in Deutschland“ [39]. Die Entwicklung des Seeverkehrs beruht auf einer Studie der „International Maritime Organisation“ [40]. Für den Flugverkehr stammen die Daten aus TREMOD 5.2 sowie Statistiken von [37, 41]. Fluorierte Treibhausgase wurden gemäß den Studien [42, 43] berücksichtigt.

Bis 2020 orientiert sich der Zubau von EE-Anlagen an den im EEG definierten Korridoren. Im Rahmen des LULUCF wird die Emissionsminderung aus der landwirtschaftlichen Nutzung organischer Böden, im 80 %-Szenario auf 30 % und im 95 %-Szenario auf 95 % der Flächen realisiert. Im Zieljahr 2050 werden etwa -23 Mio. t CO₂-Äq. gebunden, während beim Fortschreiben der Ist-Situation im LULUCF Emissionen von 15 Mio. t CO₂-Äq. anfallen.

3.2.3 Kernergebnisse

In diesem Abschnitt werden die wichtigsten Ergebnisse der Studie, die mit einer Treibhausgasminde- rung um 80 % bzw. 95 % einhergehen, stichpunktartig erfasst.

- Reduktion des Endenergiebedarfs bis 2050 gegenüber 2008: 41 bzw. 53 %
- Mehrstrombedarf durch Sektorkopplung bis 2050: ca. 145 bzw. 305 TWh
- Emissionseinsparungen Landwirtschaft bis 2050: 42 bzw. 59 %
- Emissionseinsparungen Industrie (inkl. nichtenergetischer Verbrauch) bis 2050: 74 bzw. 99 %
- Emissionsminderung in Industrieprozessen durch CCS (95 % THG-Minderungsszenario), da alternative Maßnahmen als zu kostenintensiv betrachtet werden
- Bei Fortschreiben des Ist-Zustandes werden alle im Energiekonzept der Bundesregierung für das Jahr 2050 festgehaltenen Ziele verfehlt.

Aus der ökonomischen Betrachtung des 80 %-Minderungsszenarios werden überwiegend positive Ef- fekte identifiziert. Diese sind u. a. in den steigenden Beschäftigungszahlen von ca. 1,4 % bis 2050 (504.000 Beschäftigte) sowie der Steigerung des Bruttoinlandsproduktes um etwa 4,4 % (151 Mrd. €) gegenüber einer Fortschreibung dem Ist-Zustandes erkennbar. Die kumulierte Differenz des Bruttoin- landsproduktes beläuft sich bis 2050 auf etwa 10.864 Mrd. €. Aus dem lokalen Einsatz von erneuerbaren Energien resultieren zudem Wertschöpfungseffekte, wodurch bis 2050 rund 112,8 Mrd. € der lokalen Wirtschaft zugutekommen. Eine Gesamtbeurteilung des 95 %-Szenarios wurde in der Studie als nicht sinnvoll eingestuft, da dieses aus Sicht der Autoren als schwierig beurteilt wurde. Für die Finanzierung werden mehrere Pfade vorgestellt: staatliche Subventionen, Kreditaufnahme oder einbehaltene Ge- winne, Preisweitergabe an den Endverbrauch oder Unternehmen und ausländische Kapitaltransfers.

3.2.4 Ableitung von Transformationspfaden und Handlungsempfehlungen

Sektorenübergreifend sind im Jahr 2050 die Windenergie sowie die Biomasse die wichtigsten Primär- energieträger in Deutschland, wobei die Windkraft im 95 %-Szenario dominiert. Daraufhin folgen die Energieträger Geothermie, Umweltwärme und Solarenergie. Die Wasserkraft spielt eine untergeordnete Rolle. Um den Biomassebedarf vollständig zu decken, wird zudem ein Teil importiert.

Die Stromnachfrage „klassischer Stromverbraucher“ wird durch Effizienzmaßnahmen reduziert. Aller- dings steigt der Strombedarf durch „neue“ Verbraucher im Wärme- sowie Verkehrssektor an über die

Sektorkopplung und übertrifft teilweise sogar die Einsparungen. Wichtigster Stromerzeuger im Jahr 2050 ist Wind, gefolgt von Photovoltaik. Die Bedeutung von Biomasse im Stromsektor ist rückläufig. Die restlichen erneuerbaren Energieträger verbleiben auf einem annähernd konstanten Niveau. Der Zubau neuer Kohlekraftwerke ist nicht erforderlich. Zur Reduktion von fossilen Energieträgern ist ein wirksamer Emissionshandel bis 2050 vorgesehen. Zusätzlich halbiert sich der Braunkohlestrom bis 2030.

Die Stromimporte nehmen im 80 %-Szenario bis 2050 deutlich zu und stammen primär aus norwegischen (Pump-)Speicherwasserkraftwerken. Im 95 %-Szenario sind gegenüber dem 80 %-Szenario geringere Stromimporte vorgesehen. Grund dafür sind niedrige Grenzkosten durch höhere EE-Anteile. Ab 2040 findet im 95 %-Szenario ein Einsatz von strombasiertem Wasserstoff und Methan v. a. in Gas- bzw. GuD-Kraftwerken statt.

Die Nachfrage nach netzgebundener Wärme und Biokraftstoffe steigt, während nach 2030 der Bedarf an KWK-Anlagen entfällt. Um die gewünschten Emissionsminderungen im Energiesektor zu erreichen, werden bis 2050 solarthermische Anlagen und Power-to-Heat (PtH) installiert. Flüchtige Emissionen werden bis 2050 um 88 bis 97 % reduziert.

Der Endenergiebedarf der Gebäude wird bis 2050 um 58 bis 66 % gegenüber 2008 reduziert, wobei die erneuerbaren Energieträger 50 bzw. 55 % decken. Durch den Einsatz von Wärmepumpen wächst der Strombedarf bis 2050 um 20 % bzw. 23 %, während konventionelle Energieträger verdrängt werden. Eine Ausnahme ist Erdgas, welches auch im Zieljahr noch einen Endenergieanteil von 7 bis 22 % aufweist. Der Fernwärmeanteil wächst auf bis zu 14 %.

In den privaten Haushalten (ohne Raumwärme und Warmwasser) kommt es bis 2050 durch Einsatz strombasierter Anwendungen und effizienteren Haushaltsgeräten (weiße Ware) zu Energieeinsparungen. Im Sektor GHD sind bis 2050 Stromeinsparungen von 10 bis 23 % gegenüber 2010 angesetzt. Der Energiebedarf im Industriesektor (inkl. chemischer Industrie) sinkt um 25 bzw. 40 %. Zentrale Energieträger sind Strom, Fernwärme, erneuerbare Energien, Erdgas und Kohle. Im 95 %-Szenario werden auch Erdgas und Kohle nahezu vollständig substituiert. Um die angestrebten Einsparziele zu verwirklichen wird im 95 %-Szenario das CCS-Verfahren eingesetzt, um Emissionen von ausgesuchten Industrieprozessen zu kompensieren. Für CCS ist eine Abscheiderate von 95 % vorgesehen. Alternative Maßnahmen zur Emissionsreduktion (z. B. Power-to-X / Elektrolyse) werden in der Studie als zu kostenintensiv eingeschätzt. Zur Transformation des Energiesektors ist ein Preissignal bzw. ein hohes Preisniveau für den Emissionshandel vor 2030 notwendig. Weitere Maßnahmen sind die Weiterentwicklung und Markteinführung von emissionsarmen Industrieprozessen, die finanzielle Unterstützung von Effizienzmaßnahmen mit längerer Amortisationszeit und die Einführung verpflichtender Energiemanagements und Energieberatung.

Damit die Einsparziele des Verkehrssektors erreicht werden, sind eine Effizienzsteigerung von konventionellen sowie die Zunahme batterieelektrischer Antriebe erforderlich. Zudem wird die Effizienzsteigerung mit einer Erhöhung der Kraftstoffsteuer gekoppelt, um Rebound-Effekte zu vermeiden. Bis 2050 kommen im 95 %-Szenario strombasierte Kraftstoffe zum Einsatz, wovon etwa 50 % im Inland erzeugt werden. Die Entwicklung von Tankstellen ist gekoppelt mit der fallenden Pkw-Fahrleistung und damit rückläufig. Politische Maßnahmen sollten sich bis 2030 auf die Förderung effizienter Verkehrsträger (öffentlicher Verkehr, Schiene, Fahrrad), sowie die Effizienzsteigerung von Fahrzeugen mit konventionellen Energieträgern fokussieren. Dazu gehören auch Oberleitungen, für welche Annahmen aus [24] übernommen wurden.

In der Landwirtschaft können THG-Emissionen durch Steigerung der Stickstoffeffizienz, Senkung des Tierbestandes und Ausbau der ökologischen Landwirtschaft reduziert werden. Der Landwirtschaftssektor ist trotz Erschließung der Reduktionspotenziale in 2050 mit einem Anteil von 20 bzw. 60 % an den Gesamtemissionen einer der Hauptemittenten von THG. Im 95 % Minderungsszenario wird LULUCF als CO₂-Senke angesehen.

3.3 Leitstudie 2011

Die Studie „Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global“ aus dem Jahr 2012 wurde in Kooperation des DLR, dem Fraunhofer IWES sowie dem IFNE im Auftrag des BMU erstellt [5]. Im Folgenden wird die Studie als „Leitstudie 2011“ bezeichnet. Darin wird eine systemanalytische Untersuchung der bundespolitischen Ziele zur Transformation der Energiesysteme anhand definierter Szenarien durchgeführt. Die Szenarien wurden zielorientiert zum Erreichen eines THG-Minderungspotenzials bis 2050 von 85 % bzw. 95 % gegenüber 1990 entwickelt. Die Sektoren Strom, Wärme und Verkehr wurden betrachtet sowie deren Kopplung (s. Abbildung 3.4). Die Infrastruktur wird in unterschiedlichem Ausmaß für die Sektoren berücksichtigt.

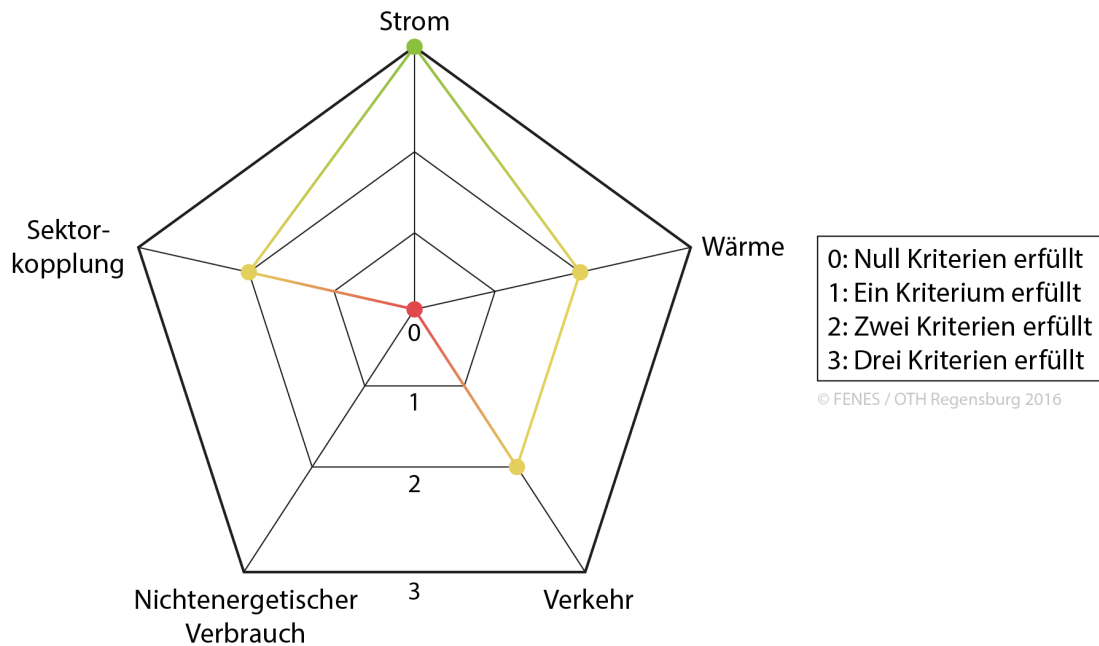


Abbildung 3.4: Einordnung der Studie „Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global“. Quelle: eigene Darstellung

Die Studie adressiert vor allem die Politik, da konkrete Maßnahmen zum Erreichen bundespolitischer Ziele formuliert werden. Sie ist ebenso für Unternehmen von Interesse, da strukturelle und ökonomische Wirkungen einer Transformation der Energiesysteme analysiert werden.

3.3.1 Studieninhalte

In der Studie sind konsistente Szenarien für den Ausbau erneuerbarer Energien, der Energieeffizienz sowie der Energieversorgung der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr entwickelt worden. Die Studie umfasst drei Haupt- sowie zwei Nebenszenarien. Diese wurden zielorientiert entwickelt, es handelt sich also nicht um Prognosen. Die Hauptszenarien unterscheiden sich primär in der Entwicklung des Verkehrssektors (eingesetzte Technologien sind je nach Szenario: Elektromobile und Brennstoffzellenfahrzeuge, Elektromobile und Erdgasfahrzeuge, Elektromobile und Plug-In-Hybride), während die Sektoren Wärme und Strom über die Szenarien hinweg identisch sind. In einem der Nebenszenarien wird das Effizienzziel der Bundesregierung für den Stromsektor nur auf „konventionelle“ Stromverbraucher bezogen, in dem anderen wird eine Treibhausgasreduktion von 95 % fokussiert. Zum Erreichen dieser THG-Minderung sind vor allem Einsparungen in Landwirtschaft sowie in Industrieprozessen auf nahezu null Emissionen vorgesehen.

Der zum Zeitpunkt der Studiererstellung aktuelle und sektorenspezifische Energieverbrauch wurde detailliert aus verschiedenen Quellen ermittelt und zielorientiert bis 2050 fortgeschrieben. Die Entwicklung nicht energiebedingter Kohlendioxidemissionen sowie der übrigen Treibhausgase wurde nicht im Rahmen dieser Studie ermittelt, sondern aus WWF 2009 übernommen. Dies umfasst auch LULUCF. Ein Bedarf an Ausgleichs- und Speichermöglichkeiten manifestiert sich ab dem Jahr 2020.

Zur Validierung von Lastdeckung und Ausgleichsmaßnahmen wurden von DLR und Fraunhofer IWES zwei Modelle entwickelt und miteinander gekoppelt. In dem Modell von DLR wird das europäische Stromversorgungssystem, zusammen mit Teilen Nordafrikas für das Wetterjahr 2006 abgebildet. Weiterhin sind relevante Technologien sowie die Potenziale der erneuerbaren Energien hinterlegt. Für das Modell können unterschiedliche Kapazitäten für Stromerzeugung, Speicher, Netze sowie Elektromobile und Power-to-Gas-Pfade vorgegeben und untersucht werden. Unter Berücksichtigung der Import- und Exportzeitreihen wurden die Flexibilitätsanforderungen durch eine kostenminimierte Kraftwerkseinsatzplanung analysiert. Das Modell „SimEE“ des Fraunhofer IWES beschäftigt sich mit der Lastdeckung innerhalb Deutschlands. Hierfür sind ein Netzregionenmodell hinterlegt. Weiterhin sind konventionelle Kraftwerke, Speicheroptionen und Lastmanagementanwendungen integriert. In dem Modell berücksichtigt werden u. a. Prognosefehler, Ausgleichoptionen sowie der Kraftwerksdispatch. Ziel ist die Validierung der Lastdeckung in Energiesystemen auf Basis mehrjähriger Wetterdaten. In der Simulation findet eine effizienz- und kostenoptimierte Nutzung von Überschüssen und Deckung residualer Lasten statt. Es erfolgt keine Untersuchung der Auswirkungen einer EE-Stromerzeugung auf die Übertragungsnetze. Aufgrund dessen werden weitergehende Analysen unter Einbeziehung anderer Aspekte der Netzstabilität, einer höheren zeitlichen und räumlichen Auflösung der Lastflüsse empfohlen. In beiden Modellen sind zum Zeitpunkt der Studienveröffentlichung lediglich ausgesuchte Speichertechnologien und Lastmanagementoptionen hinterlegt.

Die Studie beschäftigt sich auch mit der ökonomischen Wirkung einer Transformation der Energiesysteme. Hierfür werden die jahresspezifischen und von 2011 bis 2050 kumulierten Investitionen für den Ausbau erneuerbarer Energien bestimmt. Weiterhin werden die derzeitigen und zukünftigen Investitionen für konventionelle Energieversorger erfasst. Die Strom- und Wärmegeheimungskosten wurden unter Berücksichtigung einer Kostendegression durch Lernraten bestimmt. Unter der Berücksichtigung verschiedener Preispfade für Energieträger werden die systemanalytischen Differenzkosten bestimmt. Die Differenzkosten sind die gesamtwirtschaftlich aufzubringenden Kosten für die Energiewende gegenüber den Kosten einer fiktiven Energieversorgung, die nicht auf erneuerbaren Energien beruht.

Auch sicherheitsrelevante Aspekte wie Versorgungssicherheit, innere Sicherheit, Investitions- und Wirtschaftssicherheit finden Berücksichtigung. Maßnahmen zur Förderung der „Energiesicherheit“ werden in der Studie erarbeitet und vorgestellt.

3.3.2 Annahmen und Rahmenbedingungen

Der Studie liegen eine Vielzahl von Annahmen zugrunde, von denen nachfolgend die bedeutendsten stichpunktartig aufgeführt werden. Annahmen zu den spezifischen Ausbaupfaden der einzelnen Sektoren werden in der vorliegenden Metastudie nicht angeführt.

- Treibhausgasreduktion bis 2050: 80 % (Hauptscenarien) bzw. 95 % (Nebenszenario)
- Europäisches Verbundnetz mit Stromimporten und -exporten
- Biomassepotenzial auf ca. 1550 PJ/a beschränkt
- Energetische Biomassenutzung anhand ökologischer und wirtschaftlicher Bewertungskriterien nach BMU & BMELV 2009 (zu etwa 33 % im Flugverkehr)
- Minderung des Strombedarfs um 25 % („klassischer“ Verbraucher) bis 2050
- Anteil rein elektrischer Fahrzeuge und Plug-in-Hybride mindesten 50 bis 100 %,
- Gasbesteuerung von 20 % wird ab 2020 schrittweise auf 70 % angehoben
- Kernenergieausstieg gemäß dem bundespolitischen Beschluss von 2011

Demografische, strukturelle und ökonomische Eckdaten stammen aus der Leitstudie 2010. Die Kosten für den Ausbau erneuerbarer Energien und der Energieversorgung (zukünftige Kostenentwicklung, aktualisierte Preispfade fossiler Energieträger, Preise CO₂-Zertifikate) sind [5] entnommen. Als Systemgrenze bei der Differenzkostenbestimmung dient hierbei die Erzeugungsebene. Die Kosten für Stromnetz, Regelleistung, Lastmanagement und Speicher werden somit nicht in das Modell eingebunden. Die Entwicklung des Endenergieverbrauchs und die Zusammensetzung stammen aus [7, 44, 45]. Eine Spe-

zifizierung des Raumwärmebedarfs bis 2010 erfolgt über [45–48]. Effizienzpotenziale von PKW-Fahrzeugkonzepten sind aus [49] entnommen. Darüber hinaus werden in der Studie relevante Gesetze und Beschlüsse berücksichtigt.

3.3.3 Kernergebnisse

In diesem Abschnitt werden die wichtigsten Ergebnisse der Studie, die mit einer Treibhausgasminde- rung um 80 % bzw. 95 % einhergehen erfasst:

- Endenergiebedarf Strom 2050 (inkl. Elektromobile und Wärmepumpen): 393 bis 576 TWh/a,
- Endenergiebedarf Wärme 2050: 778 TWh/a (-45 % gegenüber 2010),
- Endenergiebedarf Verkehr 2050: ca. 383 bis 435 TWh/a,
- 85 % des Investitionsvolumens wird für die Transformation der Energiesysteme im Stromsektor verwendet,
- bereits ab 2040 können die systemanalytischen Differenzkosten aller EE-Technologien kom- pensiert sein - abhängig vom betrachteten Preispfad,
- durch den Umbau auf ein EE-basierte Energiesystem kann die Energiesicherheit tendenziell ge- steigert werden.

Aus der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der „Leitstudie 2011“ ergeben sich für eine Reduktion der Treib- hausgase um 85 % und in Abhängigkeit des Szenarios kumulierte Investitionen für die Strom- und Wär- meerzeugung von 697,3 bis 746,0 Mrd. €. Die jährlichen Investitionen belaufen sich für das Jahr 2050 auf 18,4 bis 21,1 Mrd. €. Die jährlichen Investitionen für eine Reduktion der Treibhausgase um 95 % sind mit ca. 33,2 Mrd. € im Jahr 2050 als deutlich höher einzuordnen.

Die kumulierten Differenzkosten bewegen sich abhängig vom Preispfad zwischen -524 und 215 Mrd. €. Eine Betrachtung der Differenzkosten für das Jahr 2050 ergibt Einsparungen von 20,9 bis 68,3 Mio. €/a. Durch eine Transformation der Energiesysteme können im Jahr 2050 Kosten als Folge von Klimaschä- den in Höhe von rund 31,5 Mrd. €/a vermieden werden.

3.3.4 Ableitung von Transformationspfaden und Handlungsempfehlungen

Die Studie gibt an, dass eine ökologisch und ökonomisch tragfähige Transformation nur möglich ist, wenn Energieeffizienz und Substitution fossiler durch regenerative Energieträger in einem ausgewoge- nen Verhältnis erfolgen. Es wird angegeben, dass eine strukturell und ökonomisch optimale Stromver- sorgung auf Basis erneuerbarer Energien lediglich in einem europäischen Verbund – also durch Stro- mimporte und -exporte – erfolgen kann.

In der Stromerzeugung ist der Einsatz fossiler Energieträger bis 2050 stark rückläufig. Er wird durch eine dezentrale Bereitstellung erneuerbarer Energien abgelöst. Die wichtigsten Energiequellen sind Wind, gefolgt von Photovoltaik und Biomasse (limitiertes Potenzial). Einen starken Zubau erfahren auch die Geothermie sowie KWK-Anlagen. Der verbleibende Strombedarf und Stromüberschüsse wer- den durch Stromimport bzw. -export kompensiert.

Um den Wärmesektor zu dekarbonisieren, ist ein starker Zubau von solarthermischen Anlagen vorge- sehen. Auch die Wärmebereitstellung über tiefe Geothermie sowie Wärmepumpen erfährt einen Zu- wachs. Der steigende Bedarf an erneuerbarem Strom wird jedoch durch den Rückbau von Strom-Di- rektheizungen bzw. Speicherheizungen sowie Prozesswärme kompensiert, wodurch der Elektrizitätsan- teil am Endenergieverbrauch nahezu konstant bleibt. Die installierte Leistung von Biomasse nimmt über den Betrachtungszeitraum hinweg geringfügig (1,4 % pro Jahr bis 2040, danach konstant) zu. Konse- quente Energieeinsparmaßnahmen sowie die umfassende Sanierung des Gebäudebestands sind vorge- sehen.

Im Verkehrssektor unterscheiden sich die Szenarien erheblich. In allem ist jedoch eine starke Elektrifi- zierung des Sektors enthalten, welche mindestens 50 % des Energiebedarfs für Mobilität entspricht. Während in einem Szenario mit einer nahezu vollständigen Elektrifizierung des Sektors gerechnet wird, ist in den anderen Szenarien die Nutzung von Wasserstoff oder Methan vorgesehen. Wasserstoff wird dezentral an den Tankstellen erzeugt und zu geringen Mengen über das Erdgasnetz transportiert. Ein

Ausbau des Gasnetzes ist daher nicht notwendig. Bei einer Erzeugung von Methangas kann der Transport vollständig über das Gasnetz erfolgen. Die vorhandenen Gaskapazitäten werden als ausreichend bewertet. Das nachhaltig nutzbare Biokraftstoffpotenzial wird priorisiert in Bereichen eingesetzt, in denen sich eine Elektrifizierung komplex gestaltet (z. B. Flugverkehr und nichtenergetischer Verbrauch). Zur Anpassung von Erzeugung und Bedarf sind vor allem Erzeugungs- und Lastmanagement einzusetzen. Bis zum Jahr 2020 kann das Lastmanagement durch Steuerung bestehender Nachtspeicherheizungen und elektrischer Trinkwasserspeicher erfolgen. Langfristig spielen diese Technologien jedoch keine Rolle. Die Lastverschiebung soll zukünftig durch Elektromobilität, Elektroheizer, Erdwärmepumpen, Haushaltsgeräte und Klimatisierung erfolgen.

Der Ausbau von Stromnetzen sorgt für einen räumlichen Ausgleich in Deutschland und über die Landesgrenzen hinaus. Aufgrund von Akzeptanzproblemen und politischen Hemmnissen wird in der Studie ein eingeschränkter transeuropäischer Netzausbau angesetzt, welcher der Hälfte des kostenoptimalen Netzausbaus entspricht.

Speichertechnologien werden für einen zeitlichen Ausgleich herangezogen. Weiterhin finden sie für die Interaktion von Strom, Wärme und Verkehr sowie zur Sektorkopplung Einsatz. Als Ausgleichsoption sollen die Speicher aus Kostengründen eine der letzten Maßnahmen darstellen. Allerdings resultiert aus Prognosefehlern bei Wind- und Solarenergie u. a. ein Mehrbedarf an Speichern. Die Einsatzpriorität von Kurz- und Langzeitspeichern erfolgt dabei nach technischer und wirtschaftlicher Effizienz.

Zwischen 2020 und 2050 ist die hohe Auslastung von Kondensationskraftwerken rückläufig. Es sind viele zeitliche Unterbrechungen und häufige Startvorgänge mit hohen Lastgradienten zu erwarten. Die Abregelung von erneuerbaren Energien soll vermieden werden, wofür eine zusätzliche Flexibilisierung der Kraftwerkparks erforderlich wird.

In der Studie werden eine Vielzahl konkreter Maßnahmen von politischer Seite sowie Entwicklungsvorschläge angeführt. Diese behandeln die Themenfelder Effizienzsteigerung im Strom- und Wärmesektor, Transformation der Stromversorgung, EE-Ausbau im Wärmesektor, Entwicklungsstrategien im Verkehrssektor und die Gewinnung erneuerbare chemische Energieträger über Power-to-X.

3.4 Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland

Diese Studie wird in Kooperation des Fraunhofer ISI, Consentec und dem IFEU im Auftrag des BMWi erstellt und erscheint voraussichtlich Ende 2016 [9]. Im weiteren Verlauf wird die Studie als „Langfristszenarien Transformation“ bezeichnet. Da die Studie noch nicht offiziell erschienen ist, sind Daten entsprechend nur begrenzt verfügbar und bisher nicht final bestätigt. Daher ist die Einzelstudienanalyse weniger umfangreich als die bisher behandelten Alternativen. Sie findet in Abschnitt 4 keine Berücksichtigung. Ziel ist - analog zur „Leitstudie 2011“ - die Entwicklung von Szenarien für eine Reduktion der THG-Emissionen bis 2050 um 80 % bzw. 95 % gegenüber 1990. Betrachtet werden dabei die Sektoren Strom, Wärme und Verkehr sowie deren Kopplung (s. Abbildung 3.5).

Die Studie ist relevant für die Energie- und Klimapolitik und Unternehmenskreise, da darin Wege zum Erreichen der festgelegten Klimaschutzziele aufgezeigt werden.

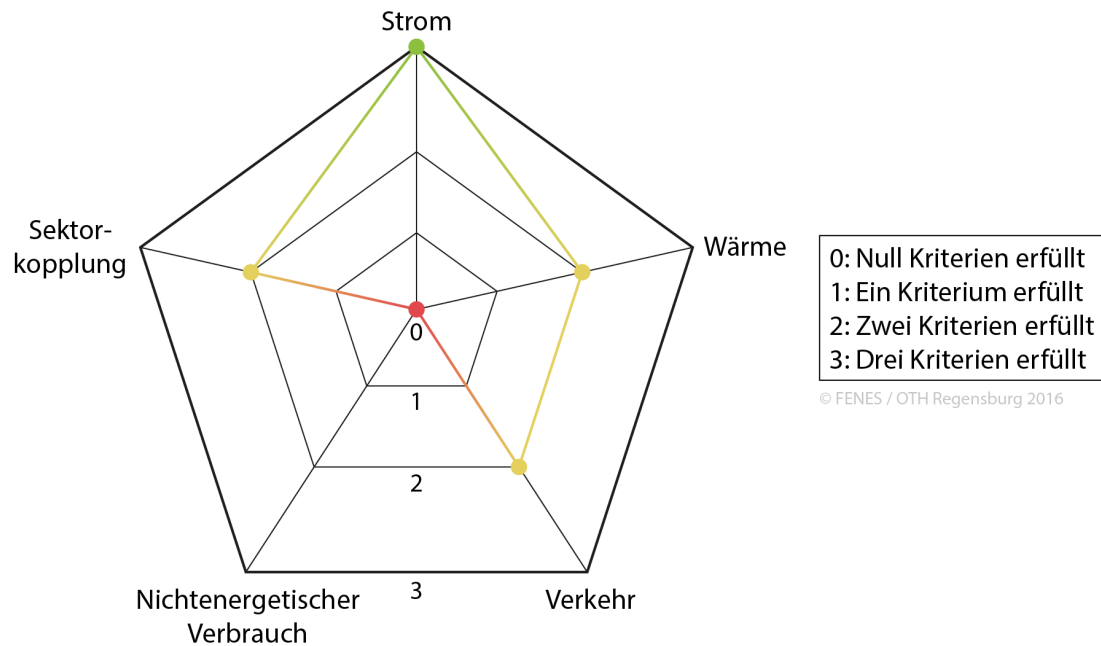


Abbildung 3.5: Einordnung der Studie „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland“. Quelle: eigene Darstellung

3.4.1 Studieninhalte

In der Studie werden Szenarien für ein optimiertes Energiesystem in Deutschland mit hohen EE-Anteilen erarbeitet. Dabei werden die Sektoren Strom, Wärme und Verkehr betrachtet, wobei Kälteprozesse im Wärmesektor enthalten sind und der Schwerpunkt der Studie auf dem Stromsektor liegt (s. Abbildung 3.5).

Die ausgearbeiteten Szenarien unterscheiden sich hinsichtlich der Voraussetzungen. Das „Basisszenario“ in den „Langfristszenarien“ weist voraussichtlich einen geringen Ü-Netzausbau auf, eine regionale EE-Verteilung, verzögerte Flexibilität sowie einige noch nicht klar definierte Kriterien wie EE-Technologiemix und EE-Ausbautempo auf. Zudem liegen Mindestziele zur THG-Reduktion, Energieeffizienz und dem Ausbau erneuerbaren Energien zugrunde. „Die Klimaszenarien“ fokussieren und variieren eine THG-Minderung um 95 %, Wasserstoff-Mobilität, Biomassevariationen, ein dezentrales System und geringe europäische Ambitionen.

Im Rahmen der Studie wird ein Nachfragemodell für Industrie, GHD, Haushalte, Gebäude- und Heizsysteme sowie den Verkehrssektor entwickelt. Dem Gesamtmodell zugrunde liegen stündliche Lastgänge, eine EE-Potenzialberechnung, Ausbau- und Potenzialoptimierungen, hochaufgelöste Einsatzoptimierungen (Kraftwerke, KWK, erneuerbare Energien) sowie eine Netzausbauplanung mit Hilfe eines Übertragungsnetzmodells und ein Verteilnetzmodells. Die Optimierung für die EE-Potenzialberechnung ist in der Lage, Angebot und Nachfrage des Stromsystems bei hoher räumlicher und zeitlicher Auflösung auszugleichen.

Durch die Simulation der Szenarien soll v. a. ein Verständnis zu den Wirkungsgradzusammenhängen sowie der robusten Entwicklung gewonnen werden. Dabei findet weder eine Entwicklung eines Leitszenarios noch eine Abbildung oder Prognose der zukünftigen Energieversorgung Deutschlands statt.

3.4.2 Kernergebnisse

Auch wenn die Studie noch nicht erschienen ist, liegen bereits erste Ergebnisse zum Basisszenario vor, welche nachstehend stichpunktartig aufgeführt werden. Erkennbar wurde bisher, dass die Kostenoptimierung zu teilweise extremen Ergebnissen geführt hat.

- Energieeffizienz in allen Sektoren elementar
- Sektorkopplung zur Emissionsreduktion und als Flexibilitätsoption nötig

- Neubau von konventionellen Grund- und Mittellastkraftwerken ist nicht ökonomisch
- Stationäre Speicher sind nicht wirtschaftlich
- Power-to-Heat ist in vielen Bereichen technisch und wirtschaftlich sinnvoll einsetzbar
- in den angenommenen Szenarien überwiegen die Kostennachteile durch „schlechtere“ Standorte für EE-Erzeugung den Netzausbaukosten

3.4.3 Ableitung von Transformationspfaden und Handlungsempfehlungen

Sämtliche Komponenten des Energiesystems sind aufeinander abzustimmen. Zusätzlich ist zeitnah ein hohes Maß an Zusammenarbeit und Abstimmung bezüglich der zukünftigen Energiepolitik innerhalb Deutschlands erforderlich und auch darüber hinaus im Europäischen Rahmen.

Der Einfluss der energiewirtschaftlichen Entwicklung Europas ist bedeutend und beeinflusst die optimale Strategie für Deutschland. Beispielsweise sind Nettoimporte aus dem Ausland langfristig wirtschaftlich. Der Netzausbau erfolgt grundsätzlich unter dem Aspekt einer Gesamtkostenoptimierung. Nach Erscheinen sollte diese Studie in den detaillierten Vergleich mit den anderen Studien aufgenommen werden.

3.5 Was kostet die Energiewende?

Die Studie „Was kostet die Energiewende“ des Fraunhofer ISE [8] untersucht die Transformation des Energiesystems zwischen 2014 bis 2050. Dabei werden Verbrauch und Erzeugung stündlich simuliert, wobei das politische Zieldreieck aus Umweltverträglichkeit (CO₂-Minimierung von entweder 80 %, 85 % oder 90 %) Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit zu jeder Stunde eingehalten wird. Die Studie wird im Rahmen eines Projektes durch Mittel des BMWi gefördert, während die Ergebnisse im Rahmen eines Eigenforschungsvorhabens erstellt werden. In Abbildung 3.6 ist die Einordnung der Studie dargestellt.

3.5.1 Studieninhalte

Die Besonderheit der Studie ist laut den Autoren: „kostenminimal alle relevanten Erzeuger, Wandler und Verbraucher so zu dimensionieren, dass in jeder Stunde die Energiebilanz des Gesamtsystems erfüllt ist“. Dabei liegt der Fokus auf einer hohen zeitlichen Auflösung von sowohl Energieerzeugung als auch -verbrauch. Es wird das Modell REMod-D-Trans verwendet.

Die Simulation ist derart aufgebaut, dass jede Stunde zwischen 01.01.2014 und 31.12.2050 simuliert wird, wobei jederzeit der Verbrauch zu decken ist.

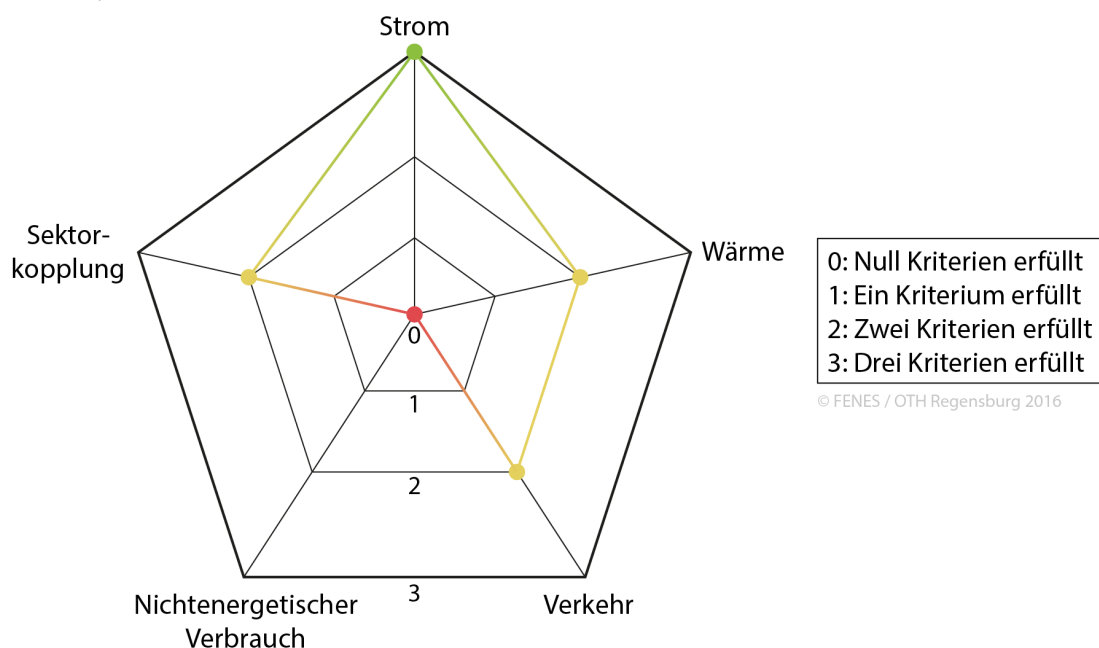


Abbildung 3.6: Einordnung der Studie „Was kostet die Energiewende?“. Quelle: eigene Darstellung

Die Verbraucher werden folgendermaßen kategorisiert:

- Verkehr mit sieben Fahrzeugkonzepten,
- „klassische Stromwendungen“,
- Gebäudewärme mit 18 möglichen Heizungsanlagen und
- Prozesswärme in der Industrie.

Für diese Verbraucher wird ein kostenoptimaler Einsatz über den gesamten Zeitraum betrachtet. Auch der Austausch nach Lebenszeitende erfolgt jeweils nach der zur Verfügung stehenden Technologie unter Berücksichtigung von Emissionen und Kosten. Schiff- und Luftfahrt sowie brennstoffbasierter Bahnverkehr werden nur bilanziell betrachtet und müssen ebenfalls die Zielerfordernisse erfüllen.

In der Simulation werden zunächst alle erneuerbaren Energien direkt verwendet. Der weitere Einsatz wird dann anhand der Effizienz und CO₂-Emissionen der technischen Einheiten bestimmt. Ist die Residuallast positiv, werden zunächst Speicher entladen, dann Kraftwerke zugeschaltet und als letzte Maßnahme Strom importiert. Bei negativer Residuallast werden die Speicher nach Effizienz und Verfügbarkeit geladen und als letzte Maßnahme Strom exportiert bzw. abgeregelt.

3.5.2 Annahmen und Rahmenbedingungen

Folgende Randbedingungen unterliegen der Studie:

- Betrachtung der Wetterjahre 2011-2013, die statistisch auf 2014-2050 verteilt werden,
- Luft- und Schifffahrt bleiben konstant, Güterverkehr steigt, PKW-Nutzung sinkt bis 2050,
- Strombedarfsreduzierung 25 %,
- kein CCS, Atomausstieg wie geplant, fossile Kraftwerke werden nach Laufzeitende nicht erneuert, frühzeitiger Kohleausstieg wird betrachtet,
- geringe Leistung der Kuppelstellen von 5 GW, da nur das deutsche System betrachtet wird, Auswirkung einer Erhöhung auf 56 GW wird beleuchtet,
- Biomassepotenzial von 335 TWh/a als Zielwert für die Optimierung,
- das Stromnetz wird als Kupferplatte betrachtet.

Es werden verschiedene Szenariovarianten gerechnet und verglichen. Darunter sind drei Variationen von Klimaschutzzielen: 80 %, 85 % und 90 % CO₂-Reduzierung bis 2050. Im Gebäudesektor werden zwei Pfade der Sanierungsraten untersucht, eine geringfügige und eine ambitionierte Sanierung. Eine weitere Variation erfolgt im Verkehrssektor über fünf Fahrzeugszenarien. Diese werden detaillierter betrachtet, da hier aufgrund vieler Einflussparameter noch nicht abzuschätzen ist, wie sich dieser Sektor entwickeln wird. Die fünf Szenarien sind:

- klassischer Fahrzeugmix wie heute,
- CH₄-dominanter Fahrzeugmix (fossil, biogen sowie synthetisch über Power-to-Gas),
- H₂-dominanter Fahrzeugmix mit erneuerbarem Wasserstoff und Brennstoffzellen,
- rein elektrisch oder
- ein Mix aus den oben genannten.

Eine weitere Variation erfolgt durch einen beschleunigten oder nicht beschleunigten Kohleausstieg. Beim beschleunigten Ausstieg wird unterstellt, dass Steinkohle ab 2032 bis 2040 und Braunkohle ab 2035-2040 ein vollständiger Ausstieg unabhängig der restlichen Lebensdauer erfolgt.

3.5.3 Kernergebnisse

Für die THG-Reduktionsziele von 85 % und 90 % sind ein beschleunigter Kohleausstieg sowie ambitionierte Sanierungsraten fast unumgänglich. Eine hohe Effizienz durch Elektromobilität sowie hohe Sanierungsraten haben einen geringeren Ausbau von erneuerbaren Energien zur Folge. Auch ein beschleunigter Kohleausstieg resultiert in einem geringeren Ausbau erneuerbarer Energien, da dadurch andere weniger CO₂-intensive Anwendungen länger betrieben werden können und die Ziele leichter erreicht werden können.

Je effizienter das Szenario, desto mehr Häuser sind zu sanieren und desto flächendeckender werden Erdwärmepumpen benötigt. Die Fernwärme hat in jedem Szenario einen Anteil zwischen 15 und 20 %, da KWK-Anlagen als Flexibilitätsoption benötigt werden. Biomasse wird nur in drei Anwendungen als kostengünstig gesehen: 1) Verstromung von Biogas, 2) Einspeisung von Biomethan ins Erdgasnetz und 3) Verbrennung für Hochtemperaturanwendungen in der Industrie.

Da ein wichtiger Faktor zum Erreichen der Ziele die gesellschaftliche Akzeptanz ist, wird der Ausbau der erneuerbaren Energien so gering wie möglich gehalten, weshalb vor allem ein hoher Grad an Elektrifizierung und Effizienz sowie der Kohleausstieg bei einem Szenario von 85 % als wahrscheinlich erscheint.

Die Kernergebnisse der Studie lauten wie folgt:

- nach abgeschlossener Transformation sind die Kosten nicht höher als in einem Vergleichsszenario, das die heutige Energiewirtschaft weiterführt,
- eine installierte EE-Leistung von 367 GW im Stromsektor und 160 GW Solarthermie,
- der Primärenergieverbrauch reduziert sich um 47 % auf 2050 TWh/a, wobei 57 % aus erneuerbaren Energien stammen,
- eine Erhöhung der Kuppelleistung verändert die installierten Leistungen von erneuerbaren Energien nahezu nicht, der Speicherbedarf ist von den Stromimporten aber stark abhängig, sowohl der zeitliche Verlauf als auch die Höhe und
- Deutschland wird zum Nettoimporteur.

Die kumulierten Kosten der Energiewende liegen bei 7000 Mrd. € (2015-2050) und liegen knapp 8 % unter den Kosten für das Referenzszenario (Weiterführung des heutigen Energiesystems). Dabei wird eine jährliche Preissteigerung von 2 % für Energieimporte sowie CO₂-Emissionskosten von 100 €/t berücksichtigt. Für das Jahr 2050 liegen die jährlichen Systemkosten bei 230 Mrd. € im 85 %-Szenario und bei ca. 280 Mrd., d. h. ein Kostenunterschied von 18 %. Die Energiewende ist also kostengünstiger als eine Weiterführung des heutigen Energiesystems.

Konkrete Ableitungen von Transformationspfaden werden in der Studie nicht betrachtet.

4 Ergebnisauswertung und -zusammenfassung

Die vier näher betrachteten Studien werden in Abbildung 4.1 hinsichtlich der Zielkriterien Dekarbonisierung, Infrastruktur, Transformationspfade sowie Sektorkopplung nach Energiesektoren (Strom, Wärme, Verkehr, nichtenergetischer Verbrauch) ausgewertet. Dabei gilt: betrachtet die Studie das Zielkriterium für den jeweiligen Energiesektor, wird das zugehörige Bewertungsfeld grün hinterlegt. Wird das Zielkriterium nicht in hinreichendem Umfang berücksichtigt, wird das Bewertungsfeld rot hinterlegt. Die Ergebnisse der Auswertung dieser vier Studien werden in den folgenden Abschnitten (v. a. in Abschnitt 4.1.1) erläutert. Die Studie „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland“ findet in diesem Abschnitt keine weitere Berücksichtigung, da diese zum Zeitpunkt der Erstellung der Metastudie noch nicht veröffentlicht worden ist.

© FENES / OTH Regensburg 2016		Strom	Wärme	Verkehr	NEV
Dekarbonisierung	Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr	■	■	■	■
	Klimaschutzszenario 2050	■	■	■	■
	Leitstudie 2011	■	■	■	■
	Was kostet die Energiewende?	■	■	■	■
Infrastruktur	Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr	■	■	■	■
	Klimaschutzszenario 2050	■	■	■	■
	Leitstudie 2011	■	■	■	■
	Was kostet die Energiewende?	■	■	■	■
Transformationspfade	Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr	■	■	■	■
	Klimaschutzszenario 2050	■	■	■	■
	Leitstudie 2011	■	■	■	■
	Was kostet die Energiewende?	■	■	■	■
Sektorkopplung Strom zu X	Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr	■	■	■	■
	Klimaschutzszenario 2050	■	■	■	■
	Leitstudie 2011	■	■	■	■
	Was kostet die Energiewende?	■	■	■	■

■ Kriterium erfüllt ■ Kriterium nicht erfüllt ■ nicht gültig NEV: Nichtenergetischer Verbrauch

Abbildung 4.1: Untersuchung der Studieninhalte hinsichtlich der Zielkriterien Dekarbonisierung, Infrastruktur, Transformationspfade sowie Sektorkopplung von Strom, Wärme, Verkehr und NEV. Quelle: eigene Darstellung

4.1 Auswertung

4.1.1 Analyse der definierten Zielkriterien

Dekarbonisierung

Die Dekarbonisierung stellt in dieser Metastudie eine Grundvoraussetzung für die Studienrelevanz dar. Die Dekarbonisierung der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr wird in allen fünf näher betrachteten Studien untersucht. Der nichtenergetische Einsatz von Energieträgern im nichtenergetischen Verbrauch wird dagegen nur in einer der betrachteten Studien ausgewiesen. In den Studien werden Treibhausgasreduktionsziele von 80 %, 85 %, 90 % und 95 % vorgegeben.

In allen der vier betrachteten Studien werden Szenarien kostenseitig auf 80 % THG-Minderung optimiert. Dies ist jedoch nicht zielführend, wenn nicht zusätzlich ein höheres Reduktionsziel betrachtet wird, da langfristig eine 95 % THG-Minderung vorgesehen ist. Begründet wird dies dadurch, dass bei einer Kostenoptimierung im 80 %-Szenario langfristig Mehrkosten zum Erreichen einer 95 %igen Emissionsreduktion entstehen.

Ein Beispiel ist Power-to-Gas. Bei einer 80 % THG-Minderung ist die Technologie noch nicht erforderlich. Bei einer 95 %igen Reduktion der Emissionen ist PtG für eine inländische Systemlösung beinahe unerlässlich. Dies führt zu Mehrkosten durch die kurzfristige Realisierung und die resultierende Strukturumgestaltung, falls die Sektorkopplung Strom-Gas nicht frühzeitig energiepolitisch angegangen wird.

Infrastruktur

Aus Abbildung 4.1 geht hervor, dass die Infrastruktur in den Studien nur unvollständig erfasst ist. Weiterhin sind auch bei der betrachteten Infrastruktur in keiner Studie sämtliche Aspekte berücksichtigt (die Infrastruktur des Nichtenergetischen Verbrauchs fehlt komplett). Die Studie „Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr“ weist den höchsten Betrachtungsumfang der Infrastruktur (Strom, Wärme und Verkehr) auf. Um diese Sachverhalte genauer zu untersuchen, wird die Infrastruktur in Abschnitt 4.1.2 näher betrachtet. Zentral für alle Ergebnisse ist die Annahme einer „Kupferplatte“ im Stromtransport über Deutschland. Das ist aus Sicht der Sozialverträglichkeit keine realistische Annahme und sollte hinterfragt werden bzw. alternative Szenarien (Prosumer etc.) vergleichend analysiert werden.

Transformationspfade

Die Transformationspfade für Strom, Wärme und Verkehr sind in allen fünf näher betrachteten Studien hinterlegt. Der nichtenergetische Verbrauch wird hingegen nur im „Klimaschutzszenario 2050“ tiefer betrachtet. Allen Studien gemeinsam ist die Ausweisung eines deutlich höheren Strombedarfs durch die Sektorkopplung und ein weitgehender Ausstieg aus der Nutzung fossiler Brennstoffe – allen voran der Kohle. Die wichtigsten Eckdaten der Transformationspfade sind in 4.1.2 erfasst.

Sektorkopplung

In sämtlichen analysierten Studien erfolgt eine Kopplung der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr. Somit wird u. a. der Mehrstrombedarf durch neue Verbraucher in den Sektoren Wärme und Verkehr im Stromsektor erfasst. Außerdem ist die Verwendung von Energiespeichern an eine Sektorkopplung gebunden. Eine Kopplung mit dem nichtenergetischen Verbrauch ist bisher in keiner Studie beinhaltet bzw. relevant. Unterschiede zeigen sich v. a. in der Verwendung von Power-to-X vs. einer verstärkten Nutzung von Biomasse und CCS.

4.1.2 Nicht in den Zielkriterien erfasste Annahmen und Ergebnisse

In diesem Abschnitt werden relevante Annahmen und Ergebnisse der Einzelstudien, die nicht in den Zielkriterien erfasst sind und somit keinen Einfluss auf die allgemeine Studiauswertung haben, aufgeführt und rein qualitativ hinsichtlich deren Anwendung in den betrachteten Studien untersucht.

Annahmen

Ist bei den betrachteten Annahmen ein sehr hoher Detailgrad vorhanden bzw. wird das Kriterium vollständig abgebildet, wird das zugehörige Bewertungsfeld grün markiert. Findet eine eingeschränkte Betrachtung statt, wird das entsprechende Feld gelb hinterlegt. Eine rote Markierung des Bewertungsfeldes bedeutet, dass das entsprechende Kriterium nicht erfüllt oder gar nicht in der entsprechenden Studie erfasst wird. Quantitative Ergebnisse werden in Abbildung 4.2 nicht erfasst und sind der Analyse der Einzelstudien in Abschnitt 3 zu entnehmen. Im Folgenden werden die einzelnen Kriterien sowie die Bedingungen für die Kategorisierung kurz beschrieben.

Stromimporte und -exporte

Netzkuppelstellen ermöglichen den Stromimport und -export mit anderen Ländern. Wenn deren Entwicklung samt Importen und Exporten berücksichtigt wird, erscheint das Bewertungsfeld grün. Findet nur eine bilanzielle Betrachtung statt, wird das zugehörige Feld gelb hinterlegt. Werden Stromimporte und -exporte nicht in der Studie erfasst, wird das entsprechende Bewertungsfeld rot markiert. Letzteres trifft allerdings in keiner der betrachteten Studien zu.

	Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr	Klimaschutzszenario 2050	Leitstudie 2011	Was kostet die Energiewende?
Stromimporte und -exporte	■	■	■	■
Europäische Betrachtung	■	■	■	■
Speichereinsatz	■	■	■	■
Lastmanagement	■	■	■	■
Flugverkehr	■	■	■	■
Seeverkehr	■	■	■	■
LULUCF	■	■	■	■
Einsatz CCS	■	■	■	■
Sanierung inkl. Entwicklung Gebäudebest.	■	■	■	■
Biomassepotenzial begrenzt	■	■	■	■

■ Kriterium detailliert betrachtet bzw. von großer Bedeutung
■ Kriterium eingeschränkt betrachtet bzw. Aussage nur bedingt korrekt
■ Kriterium nicht erfüllt bzw. nicht betrachtet

© FENES / OTH Regensburg 2016

Abbildung 4.2: In den Zielkriterien erfasste Annahmen. Quelle: eigene Darstellung

Europäische Betrachtung

Eine Dekarbonisierung der Energiesysteme nur in Deutschland unterscheidet sich erheblich von einer Lösung im europäischen Verbund. Deshalb wird bewertet, ob Deutschland in den Modellen als Insel oder im europäischen Kontext abgebildet wurde. Grün hinterlegte Bewertungsfelder bedeuten, dass eine europaweite Betrachtung stattfindet. Wird lediglich eine begrenzte Verbindung zu anderen europäischen Ländern betrachtet (z. B. Verbindungskabel nach Norwegen zur Nutzung der dortigen Wasserkraft), wird das zugehörige Feld gelb hinterlegt. In Studien mit einer nur auf Deutschland bezogenen Energiewende wird das entsprechende Bewertungsfeld rot markiert.

Speichereinsatz

Energiespeicher dienen zur zeitlichen Entkopplung von Erzeugung und Verbrauch sowie zur Netzstabilisierung über die Bereitstellung von Regelleistung. Bewertungsfelder von Studien mit Zubauoptimierung für Energiespeicher werden grün hinterlegt. Bei fehlender Zubauoptimierung bzw. bei fehlender Berücksichtigung des langfristigen techno-ökonomischen Speicherbedarfs wird das zugehörige Feld gelb markiert. Wenn Energiespeicher nicht integriert wurden, wird das entsprechende Bewertungsfeld rot hinterlegt. Dies ist jedoch in keiner der betrachteten Studien der Fall, gleichzeitig wurden jedoch auch in den betrachteten Studien lediglich eine Auswahl an Speichertechnologien untersucht. Ein vollständiges Abbild aller Speichertechnologien fehlt demnach bislang.

Lastmanagement

Lastmanagement ist die Flexibilisierung von Verbrauchern (Lasten), um Erzeugung und Last besser aufeinander anzupassen. Für Studien, die Lastmanagement bzw. eine Einsatzoptimierung von Lasten beinhalten, wird das zugehörige Feld grün hinterlegt. Die Felder von Studien ohne eine Optimierung des Lastmanagements in der Simulation werden gelb hinterlegt; ohne Lastmanagement rot. Letzter Fall tritt in den betrachteten Studien nicht auf.

Flugverkehr

Die Treibhausgasemissionen des Flugverkehrs sind aufgrund ihres Ausmaßes als sehr relevant für den Klimaschutz einzuordnen. Deshalb ist eine Integration des Flugverkehrs in Studien zum Thema Dekarbonisierung sinnvoll. Studien mit grün hinterlegten Feldern betrachten den Flugverkehr und dessen Entwicklung detailliert, während in gelb markierten Feldern lediglich eine bilanzielle Betrachtung stattfindet. In Studien mit rot hinterlegten Feldern wird der Flugverkehr nicht berücksichtigt, was jedoch in keiner der betrachteten Studien zutrifft.

Seeverkehr

Ähnlich zum Flugverkehr sind die fossilen Emissionen des Seeverkehrs in Studien zur Dekarbonisierung als relevant zu bewerten. Studien mit grün hinterlegten Feldern betrachten den Seeverkehr und dessen Entwicklung detailliert, während in gelb markierten Bewertungsfeld lediglich eine bilanzielle Betrachtung stattfindet. In Studien mit rot hinterlegten Feldern wird der Seeverkehr nicht berücksichtigt.

LULUCF

LULUCF ist die Kurzbezeichnung für Treibhausgasemissionen aus Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (eng. „land use, land use change and forestry“). Studien mit grün hinterlegten Bewertungsfeldern untersuchen dieses Themenfeld und dessen Entwicklung bis zum Zieljahr detailliert. Bei gelb hinterlegten Feldern wird LULUCF lediglich bilanziell behandelt oder die entsprechenden Daten werden aus externen Quellen bezogen. In Studien mit rot markierten Bewertungsfeld findet LULUCF keine Berücksichtigung.

Einsatz von CCS

Mithilfe der CCS-Technologie (eng. „Carbon Capture and Storage“) wird CO₂ aus fossilen Verbrennungsprozessen im Kraftwerk abgetrennt und anschließend im geologischen Untergrund gespeichert. Die Bewertungsfelder von Studien, welche den Einsatz von CCS innerhalb aller Szenarien annehmen, werden grün hinterlegt; gelb, wenn CCS in Szenarien für eine THG-Reduktion von 95 % eingesetzt wird. Ohne Betrachtung von CCS wird das zugehörige Bewertungsfeld der Studien rot hinterlegt.

Limitiertes Biomassepotenzial

Um eine nachhaltige Rohstoffnutzung zu gewährleisten, ist eine Limitierung des nutzbaren Biomassepotenzials (v. a. Anbaubiomasse) notwendig. Die Bewertungsfelder von Studien, die das Biomassepotenzial limitieren und über den gesamten Betrachtungszeitraum keinen Biomasseimport vorsehen, werden grün hinterlegt. Wird das nationale Biomassepotenzial zwar limitiert, jedoch innerhalb des Betrachtungszeitraums ein Import von Anbaubiomasse nach Deutschland vorgesehen, wird das zugehörige Feld gelb hinterlegt. Findet keine Begrenzung des Biomassepotenzials statt, wird das entsprechende Bewertungsfeld rot hinterlegt. Das trifft jedoch in keiner der betrachteten Studien zu.

Sanierung inklusive Entwicklung des Gebäudebestandes

Die Gebäudesanierung ist eine wichtige Maßnahme zum Erreichen der Einsparziele der Bundesregierung. Neben Entwicklung der Sanierungsrate und -tiefe ist auch die Entwicklung des Gebäudebestandes ein relevanter Einflussfaktor auf die erreichbare Effizienz. In Studien, welche alle diese Aspekte berücksichtigen, wird das zugehörige Feld grün hinterlegt. Wird eine Entwicklung des Gebäudebestandes vernachlässigt, ist das entsprechende Bewertungsfeld gelb hinterlegt. Findet die Sanierung keinerlei Berücksichtigung, wird das zugehörige Feld rot hinterlegt. Letzteres trifft jedoch in keiner der betrachteten Studien zu.

Ergebnisse

Als Ergebnisse sollen hier die betrachteten Technologien in den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr einander gegenübergestellt werden. Des Weiteren wird die Rolle von Power-to-Gas in den einzelnen Studien dargelegt.

Tabelle 4.1: Studienübergreifender Vergleich der eingesetzten Technologien in den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr sowie Relevanz von Power-to-Gas

	Interaktion EE-Strom, Wärme Verkehr	Klimaschutz-szenario 2050	Leitstudie 2011	Was kostet die Energiewende
Strom	PV und Wind dominieren, ergänzt durch KWK	Wind und PV dominieren, Biomasse ist rückläufig	Wind, gefolgt von Photovoltaik und Biomasse; ergänzt durch Geothermie und KWK	PV und Wind dominieren, geringer Zubau von Gas- und GuD-Kraftwerken
Wärme	Einsatz von Power-to-Heat und KWK	Einsatz von Solarthermie, Power-to-Heat Nah- bzw. Fernwärme, Biomasse	Einsatz von Solarthermie, tiefe Geothermie und Power-to-Heat	Einsatz von Power-to-Heat und Nah- bzw. Fernwärme
Verkehr	Priorisierung von direktem Stromeinsatz im Verkehr, aber auch Plug-in-Hybride (PHEV), und Einsatz von H ₂	Effizienzsteigerung konventioneller und Zunahme batterieelektrischer Antriebe, Beimischung von Biokraftstoffen	Anteil elektrischer Fahrzeuge und PHEV min. 50 bis 100 %, szenarienabhängiger Einsatz von H ₂ oder CH ₄	rein elektrisch oder szenarienabhängiger Einsatz von H ₂ oder CH ₄ ,
Power-to-Gas	Primärer Einsatz im Verkehrssektor und als Flexibilitätsoption	Einsatz v. a. als Flexibilitätsoption, Relevant v. a. bei einer THG-Reduktion von 95 %	Primärer Einsatz im Verkehr und relevant v. a. bei einer THG-Reduktion von 95 %	Primärer Einsatz im Verkehrssektor

4.1.3 Herausragende Bedeutung der Infrastruktur

Wie aus dem Studienvergleich hervorgeht, wird die Infrastruktur nur für den Stromsektor ausreichend berücksichtigt, während die Infrastruktur in den Sektoren Wärme und Verkehr nur in der Studie „Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr“ Beachtung findet (s. Abbildung 4.1). Zwar ist in allen Studien eine stromseitige Infrastruktur integriert, aber bis auf die Leitstudie 2011 wird von einem idealen innerdeutschen Netzausbau ausgegangen. Dies ist aber nicht zwangsläufig zielführend und realitätsnah, wie aus einer vergleichenden Gegenüberstellung der Entwicklung des Soll- und Ist-Ausbaus des heutigen Stromnetzes hervorgeht (s. Abbildung 4.3).

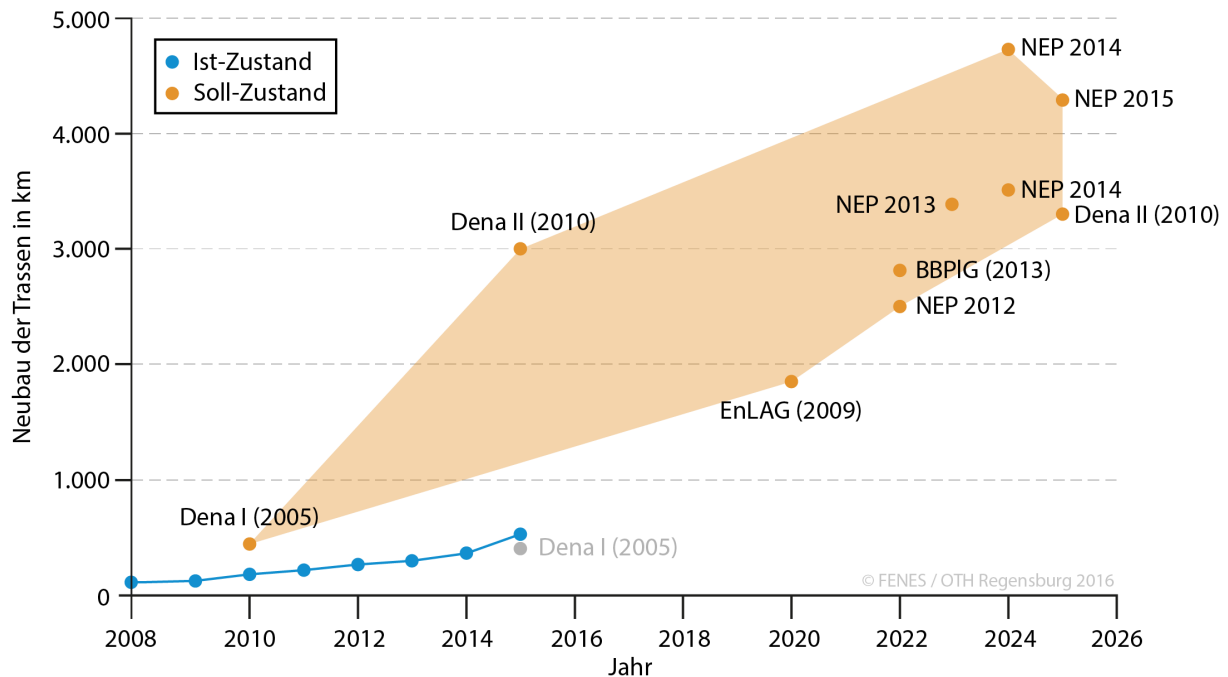


Abbildung 4.3: Darstellung des geplanten bzw. simulierten mit dem tatsächlichen Netzausbau. Quelle: eigene Darstellung nach [30–33, 50–53]

Der aktuelle Netzzubau liegt deutlich hinter dem in Studien als notwendig definierten Zubau zurück. Das liegt an einer mangelnden gesellschaftlichen Akzeptanz, welche durch die Maßnahme der Erdverkabelung für Mehrkosten im zweistelligen Milliardenbereich erhöht werden soll. Bereits heute lassen sich die Auswirkungen eines unzureichenden Netzausbaus anhand der in den letzten Jahren steigenden Redispatch- und Einspeisemanagementkosten erkennen (s. Abbildung 4.4).

Für den Fall eines unzureichenden Netzausbaus sind alternative Ausgleichsmaßnahmen (z. B. Speicher) vorzusehen. Zur Bestimmung, welche Technologien bzw. Technologiekombinationen bei einem Netzengpass zum Einsatz kommen, sollten Optimierungsalgorithmen verwendet werden, um die technisch und ökonomisch beste Lösung zu finden. Eine Untersuchung dieser Thematik im gesamtheitlichen Kontext konnte in den betrachteten Studien nicht gefunden werden.

Die Infrastruktur der Sektoren Wärme und Verkehr wird in den Studien insofern berücksichtigt, dass der entstehende Mehrstrombedarf zu einer größeren notwendigen Übertragungskapazität des Stromnetzes führt. Weiterhin werden andere leitungsgebundene und -ungebundene Methoden zur Energieübertragung (z. B. Fernwärmeleitung, Tankstellen) in begrenztem Umfang erfasst (siehe Abbildung 4.5). Dabei werden nach Einschätzung von FENES die Zusammenhänge zwischen eingesetzten Technologien in den Transformationspfaden (z. B. Wasserstoff im Verkehr) und dem Ausbaubedarf der spezifischen Netze nur in limitiertem Umfang betrachtet. Eine nichtenergetische Nutzung von Energieträgern wird nur im Klimaschutzszenario 2050 berücksichtigt. Auf die zugehörige Infrastruktur wird in keiner der analysierten Studien eingegangen.

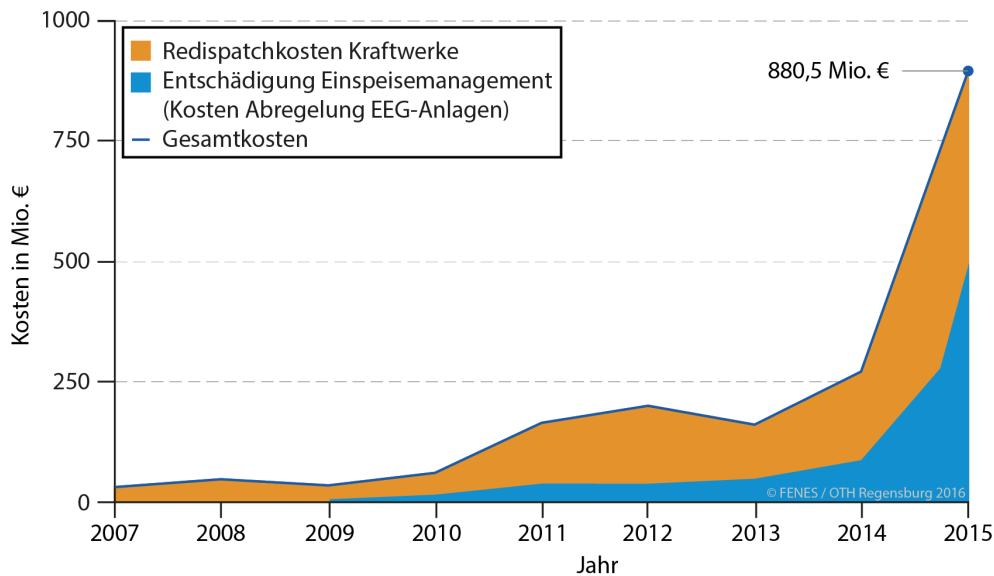


Abbildung 4.4: Entwicklung der Redispatchkosten von 2007 bis 2015. Quelle: eigene Darstellung nach [54–64]

Auf Basis der Untersuchung lässt sich für die Infrastruktur aller betrachteten Sektoren noch ein Forschungs- und Entwicklungsbedarf erkennen. Besonders die Auswirkungen spezifischer Aspekte in den Transformations Szenarien, wie etwa der Einsatz von Wasserstoff im Verkehr auf die benötigte Infrastruktur, stellen ein weitreichendes Themenfeld mit offenen Fragestellungen dar.

Eine Aufschlüsselung der Netzinfrastruktur erfolgt in Abbildung 4.5. Darin wird gezeigt, welche Studie welche Netze mit welchem Detailgrad berücksichtigt. Andere in der Infrastruktur beinhaltete Komponenten, wie Übertragungskapazitäten, Speicherleistungen etc. werden nicht in diese Betrachtung aufgenommen.

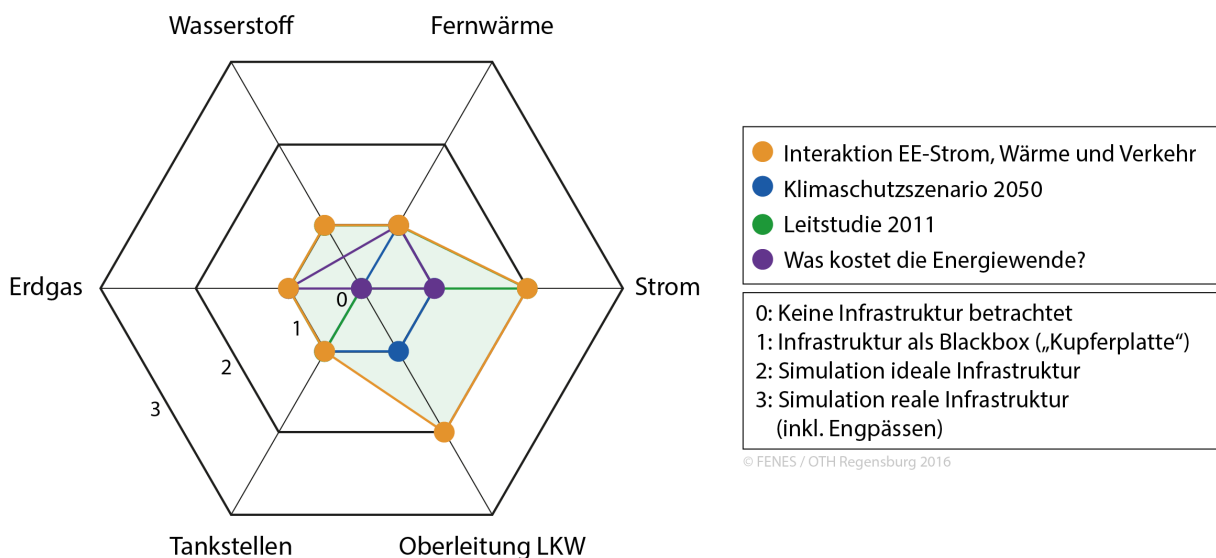


Abbildung 4.5: Betrachtung aller Netze der Einzelstudien in Abhängigkeit des Detailgrades. Quelle: eigene Darstellung
 Die Netzinfrastruktur wird aufgeteilt in Fernwärmenetze, Stromnetze (für den elektrischen Energiebedarf der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr), Oberleitungen für LKW, Tankstellen für Fahrzeuge sowie Gasleitungen für den Transport von Erdgas und Wasserstoff.

Die Betrachtungsgenauigkeit der aufgeschlüsselten Netzinfrastrukturen wird in vier Stufen unterteilt. Für die erste Stufe wird die Infrastruktur als „Black Box“ betrachtet. Es werden also Eingangs- und Ausgangskapazitäten vorgegeben und evtl. über den Betrachtungszeitraum variiert, jedoch ohne die innere

Struktur einzubeziehen. In der zweiten Stufe findet eben jene innere Struktur z. B. in Form eines konkreten Netzausbaus Berücksichtigung. Die oberste Stufe erfasst zusätzlich Aspekte wie die Netzauslastung und -engpässe. Die Netzinfrastruktur wird also so real wie möglich nachgebildet. Null Punkte werden gegeben, wenn in den Studien keine Angaben gemacht bzw. diese nicht betrachtet werden. Bei Studien, welche Energienetze nur als „Black-Box“ betrachten, wird in den vorhergehenden Betrachtungen die jeweilige Infrastruktur als „nicht vorhanden“ definiert.

Aus Abbildung 4.5 geht hervor, dass in einzelnen Studien für Strom- und Oberleitungsnetze bereits ein verhältnismäßig hoher Detailgrad erreicht wird. Es werden allerdings durchgehend ideale Netze angenommen. Demgegenüber werden studienübergreifend nur begrenzte Detailgrade für die anderen Energienetze erreicht. Es wird ersichtlich, dass hinsichtlich des Detailgrads bei der Betrachtung aller Energienetze noch ein großes Verbesserungspotenzial besteht.

4.1.4 Vorhandene und fehlende Kostenbetrachtungen

Die Wirtschaftlichkeit stellt einen relevanten Betrachtungsaspekt dar, da diese den sinnvollen Technologieeinsatz maßgeblich beeinflusst. Alle Studien mit Simulationsmodellen führen eine Kostenoptimierung für das Zielszenario durch. Allerdings wird die Kostenstruktur und -entwicklung nicht in allen Studien nachgewiesen bzw. nachvollziehbar ausgewiesen.

Für eine detailliertere Analyse der Wirtschaftlichkeit werden Einzelstudien herangezogen, welche in Abbildung 2.1 wenigstens einen „mittleren“ Betrachtungsumfang aufweisen. In Abbildung 4.6 wird der Bearbeitungsumfang der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr sowie der Infrastruktur, Ausgleichsmaßnahmen und der Rückwirkungen auf die Gesamtwirtschaft anhand festgelegter Kriterien dargestellt.

Die Bewertung wird in vier Stufen unterteilt. Null Punkte werden vergeben, wenn keine Kostenbetrachtung stattfindet. Auf der ersten Stufe werden Kosten eingebunden, die nicht jahresspezifisch sind. Eine höhere Einordnung wird durch die jahresspezifische Hinterlegung der Kostenstruktur ohne deren Auswertung erreicht. Die maximal mögliche Punktzahl erhalten die Studien, wenn die spezifischen Kosten vollständig und jahresspezifisch hinterlegt und auch ausgewertet werden.

In Abbildung 4.6 wird durch die Farbschattierungen gezeigt, wie häufig die definierten Aspekte analysiert werden und in welchem Umfang. Dabei gilt, je dunkler die Schattierung, desto häufiger wurde das Themenfeld betrachtet. Es wird ersichtlich, dass die Wirtschaftlichkeit der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr in allen analysierten Studien behandelt wird und auch die Infrastruktur (v. a. Stromnetze) in ca. 53 % der betrachteten Studien Berücksichtigung findet.

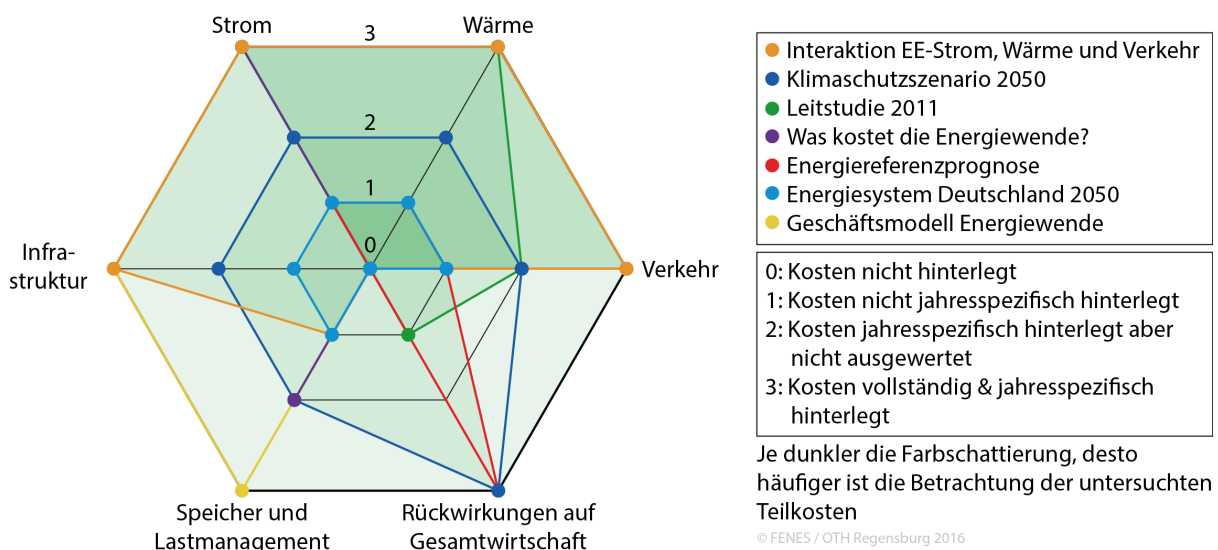


Abbildung 4.6: Themenspezifischer Betrachtungsumfang der Wirtschaftlichkeit der Einzelstudien.
 Quelle: eigene Darstellung

Der Detailgrad dieser Untersuchungspunkte variiert studienabhängig und ist in 38 % der betrachteten Fälle vollständig und jahresspezifisch hinterlegt. In etwa 14 % der analysierten Studien werden auch die Rückwirkungen auf die Gesamtwirtschaft (ca. 43 % der Studien) sowie Speicher und Lastmanagement (ca. 71 % der Studien) aufgenommen. Hier besteht noch weiterer Untersuchungsbedarf, v. a. zur weiteren Einordnung in den Gesamtkontext der Kosten für die Energiewende.

Die Untersuchung der Kosten ist an die zugehörigen technischen Szenarien gebunden. Daher gilt, wo ein Handlungsbedarf im Bereich der technischen Analyse ist, ist auch einer bei der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung. Als Beispiel können hier die Infrastruktur und die Ausgleichsmaßnahmen herangezogen werden. In keiner der betrachteten Studien werden Übertragungsproblematiken (z. B. Netzengpässe) in einem ausreichenden Rahmen berücksichtigt (Einzige Ausnahme: Langfristszenarien des BMWi, welche sich in der Erscheinung befinden). Die dadurch entstehenden Kosten sind somit auch nur unzureichend erfasst. Es ist zu erkennen, dass zwar alle betrachteten Teilaspekte untersucht wurden, deren Detailgrad und Betrachtungsumfang sind aber noch ausbaufähig. Auch hat keine Studie alle Teilaspekte in einem hohen Detailgrad untersucht.

4.1.5 Sozialverträglichkeit im energiepolitischen Zielviereck

Das energiepolitische Zieldreieck aus Versorgungssicherheit, Umweltverträglichkeit und Wirtschaftlichkeit, das ein zukünftiges Energiesystem zu erfüllen hat, wird zusätzlich durch die Sozialverträglichkeit (Akzeptanz) ergänzt.

Die betrachteten Studien werden hier nach Betrachtungsgenauigkeit der einzelnen Kriterien bewertet. Während Umweltverträglichkeit und Wirtschaftlichkeit bei allen Studien detailliert bzw. sehr detailliert betrachtet werden, wird der Versorgungssicherheit und Sozialverträglichkeit jeweils nur von einer ein mittlerer Betrachtungsumfang gegeben (s. Abbildung 4.7).

Die unterste Stufe der Versorgungssicherheit (ein Punkt) ist die Betrachtung der ständigen Deckung des Verbrauchs, welche alle Studien erfüllen. Gesteigert wird dies durch einen detailgetreuen Kraftwerkseinsatz (An- und Abfahrzeiten, Mindestleistung etc.) sowie Prognosefehlern wie in der „Leitstudie 2011“. Da aber alle im Detail betrachteten Studien von einem idealen Netzausbau ausgehen und Deutschland als Kupferplatte sehen, werden keine Netzengpässe betrachtet, welche aber - wie Abbildung 4.4 zeigt - heute bereits deutlich spürbar sind. Hier ist eine genauere Betrachtung unabdingbar für die ganzheitliche Bewertung der Energiewende und die Aufstellung robuster Transformationspfade.

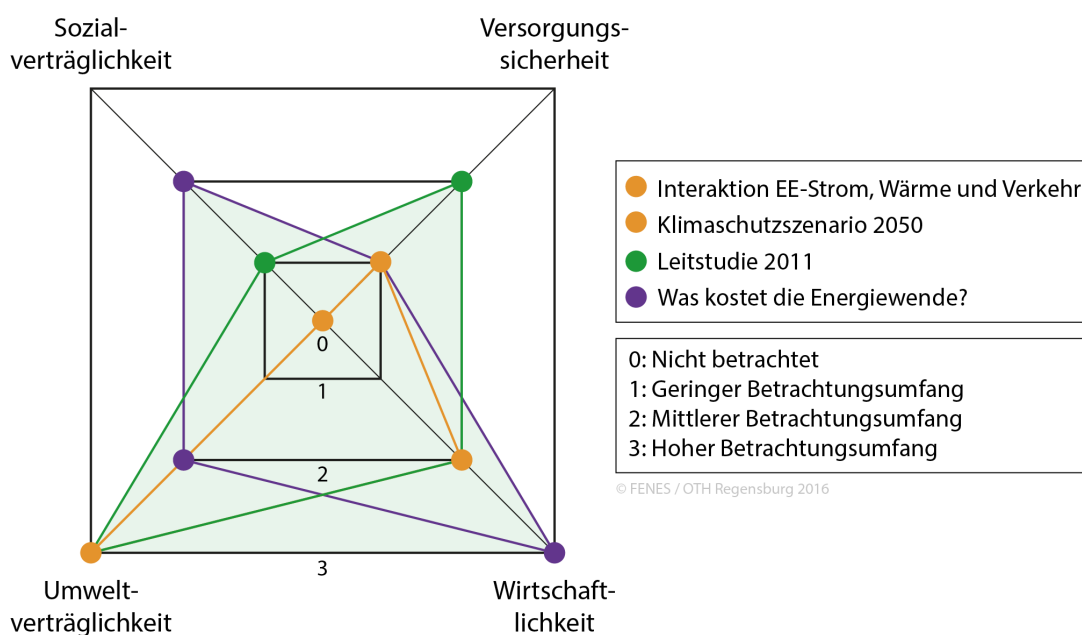


Abbildung 4.7: Untersuchung der Studien im Hinblick auf das energiepolitische Zielviereck bestehend aus Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit, Umweltverträglichkeit und Sozialverträglichkeit. Quelle: eigene Darstellung

Bei der Sozialverträglichkeit wird bewertet, inwieweit Studien die gesellschaftliche Akzeptanz von Maßnahmen wie den Netzausbau, den Ausbau von Windenergieanlagen oder Solarparks berücksichtigen. Dieser Aspekt wird nach Abbildung 4.7 noch zu wenig beleuchtet. In der Studie „Was kostet die Energiewende“ wird das Zielszenario auf „nur“ 85 % CO₂-Minderung reduziert, da sich dadurch die Installation von erneuerbaren Energieanlagen auf ein noch akzeptables Maß verringern lässt und somit als realistischer angesehen wird.

4.2 Zusammenfassung

4.2.1 Untersuchungsschwerpunkte

Dekarbonisierung

Die Dekarbonisierung wird für Strom, Wärme und Verkehr bereits gut abgebildet. Wesentliche Unterschiede bestehen im Detailgrad (z. B. Fokus Wärme) und der Tiefe der Dekarbonisierung (80 % vs. 95 %). Entsprechend unterschiedlich gestaltet sich der Einsatz von Power-to-X und anderen sektorenkoppelnden Energiespeichern vs. der Nutzung von Biomasse und CCS.

Infrastruktur

Die Energieinfrastruktur wird meist (in 80 % der Studien) nur für die Stromversorgung betrachtet.

Transformationspfade

Transformationspfade sind in neun Studien für Strom, Wärme und Verkehr angelegt. Ein beschleunigter Kohleausstieg sowie ambitionierte Sanierungsraten werden als fast unumgänglich betrachtet. Damit geht der Ausbau von Energieeffizienz und erneuerbaren Energieanlagen einher. Erneuerbarer Strom wird durchgehend als Primärenergie zur effizienten Dekarbonisierung betrachtet über Elektromobilität, Wärmepumpen, PtX. Als ein Vorteil der Fokussierung auf Energieeffizienz („Efficiency first“) wird ein geringerer notwendiger EE-Ausbau gesehen, was sich positiv auf die Sozialverträglichkeit auswirkt. Auch kommen viele Studien zum Punkt, dass die klimapolitischen Ziele beim Fortschreiben des Status Quo der Energiewende nicht erreicht werden.

Sektorkopplung

Die Sektorkopplung ist bereits in 13 Studien vollständig abgebildet und erforscht für Strom-Wärme und Strom-Verkehr. Allen Studien gemeinsam ist die Ausweisung eines deutlich höheren Strombedarfs durch die Sektorkopplung. Insgesamt wird dadurch aber nicht mehr Primärenergie in Deutschland benötigt.

Kosten

Die Erzeugungskosten der Sektoren Strom, Wärme, Verkehr wird als Grundlage durchgehend betrachtet. Die Untersuchungen sind in allen Fällen auf eine 80 % THG-Minderung optimiert. Mehr als zwei Drittel der Studien betrachten kostenseitig jedoch auch eine Dekarbonisierung um 95 % bzw. 100 %. Positiv zu werten ist, dass sich folgendes zeigt: Nach abgeschlossener Transformation sind die Kosten nicht höher als in einem Vergleichsszenario, das die heutige fossile Energiewirtschaft weiterführt. Im Gegenteil: die Energiewende ist kostengünstiger als eine Weiterführung des heutigen Energiesystems.

4.2.2 Schwachstellen

Dekarbonisierung und Transformationspfade

Die größte Schwachstelle ist die fehlende Abbildung der Sektorkopplung Strom-NEV mit allen Rückwirkungen – technischer, ökonomischer und ökologischer Natur. Ebenso fehlen entsprechende Transformationspfade für nichtenergetischen Verbrauch.

Infrastruktur

Eine weitere große Schwachstelle ist die Abbildung des realen Netzausbaus samt Engpässen, Sektorkopplung und Speicher. Alternativen bzw. Ergänzungen zum Stromnetzausbau werden bisher nur in 4 % der Studien aufgezeigt. Entsprechend fehlen auch die Kostenbetrachtungen dafür.

Die nötige Infrastruktur in Form von Netzen und Speichern für die Wärme-, Verkehrs- und nichtenergetische Verbrauchswende ist in keiner Studie vollständig abgebildet. Einzig die Studie „Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr“ berücksichtigt die Energieinfrastruktur von drei Sektoren.

Die Betrachtung der Versorgungssicherheit erfolgt in allen Studien ohne reale Infrastrukturbetrachtung, was ebenfalls ein Defizit der bisherigen Forschungslandschaft ist.

Ebenso gravierend ist die nahezu pauschale Annahme eines idealen Stromnetzausbaus. Entsprechend wenig brauchbar und zielführend sind die darauf basierenden generellen Ableitungen von politischen Handlungsempfehlungen.

Sektorkopplung

Die Sektorkopplung Strom-NEV fehlt bisher. Auch sind die Wechselwirkungen zwischen den Sektoren nur in 13 Studien komplett abgebildet. Die Aus- und Rückwirkungen auf den Stromsektor als zentraler Nukleus der Energiewende sind in 37 % der Studien erfasst.

Kosten

Die Betrachtung der Kosten erfolgt in 43 % der untersuchten Studien ohne Einbeziehung der notwendigen Infrastruktur (v. a. in allen Sektoren außerhalb des Stromsektors). So werden die Synergien aber auch die Mehraufwände einer sektorenübergreifenden Infrastrukturnutzung im Detail mit hoher zeitlicher Auflösung nur in 29 % der analysierten Studien betrachtet – eine umfassende Bewertung aller Sektorkopplungen ist nicht vorhanden.

Gleichermaßen werden Speicher und Lastmanagement in 29 % der betrachteten Studien nur eingeschränkt analysiert und Untersuchungen zu 95 – 100 %igen Dekarbonisierung Deutschlands sind in gut zwei Drittel der betrachteten Studien vorhanden. Auch fehlt eine umfassende Analyse der Rückwirkungen einer Kopplung aller genannten Sektoren auf die gesamte Volkswirtschaft.

Energiewirtschaftliches Zielviereck

Während Umwelt- und Kostenverträglichkeit hinreichend abgedeckt sind, bleiben in der Bewertung der Versorgungssicherheit teilweise zentrale Themen (v. a. Netzstabilität – technische Versorgungssicherheit) außen vor.

Ebenso wird die Dimension der Sozialverträglichkeit (gesellschaftliche Akzeptanz bzw. Widerstand von bzw. gegenüber neuen EE-Anlagen, Netzen, Speichern, Lastmanagement, möglichen (Ordnungs-)Maßnahmen zur Dekarbonisierung) kaum bis gar nicht (in 5 % der Studien) betrachtet.

4.2.3 Studienübergreifende Handlungsempfehlungen

Tabelle 4.1 zeigt die wichtigsten studienübergreifenden Handlungsempfehlungen, die auszuwerten waren.

Tabelle 4.2: Wichtige Handlungsempfehlungen der untersuchten Studien mit Einordnung hinsichtlich der studienübergreifender Häufigkeit

Handlungsempfehlungen	Anzahl der Studien	
	≥ 2	1
Erneuerbare Energien sektorenübergreifend ausbauen	X	
Förderung von Energieeffizienzmaßnahmen in allen Sektoren	X	
Gesellschaftlichen Dialog anstoßen, um Rebound Effekten vorzubeugen	X	
Transformationsforschung stärken und Technologieentwicklung fördern		X
Einführung eines wirksamen Emissionshandels	X	
Infrastruktur für Energietransport und –speicherung über alle Sektoren hinweg vernetzen und ausbauen	X	
Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung verstärkt anreisen		X
EE-gestützte Wärmenetze anreizen und fossile auf erneuerbare Wärmeversorgung umstellen	X	
Sanierungsraten und –tiefen steigern, Gebäudestandards erhöhen	X	
Neue Antriebe fördern (z. B. Elektromobilität) und Effizienz konv. Antriebe steigern	X	
Regulatorischer Rahmen für Oberleitungen für Schwerlastverkehr schaffen		X

4.2.4 Weiterführende Forschungs- und Entwicklungsthemen der Studien

Nachfolgend werden wichtige weiterführende F&E-Themen, welche sich aus den ausgewählten Einzelstudien ableiten aufgeführt.

- **Struktur und Kosten**
 - Erarbeitung eines Konzepts für einen geordneten Strukturwandel
 - Betrachtung der volkswirtschaftlichen Effekte der sektorenübergreifenden Energiegewende (Rohstoffimport vs. lokale Wertschöpfung)
- **Speicher**
 - Ermittlung der „optimalen“ Struktur des zukünftigen Speicherparks
 - Weiterentwicklung von Power-to-X (v. a. hinsichtlich Kostensenkung und Optimierung der erforderlichen Infrastruktur)
 - Weiterentwicklung kostengünstiger thermischer Langzeitspeicher
 - Potenzialanalyse und Weiterentwicklung von CCS
- **Verkehr**
 - Erarbeitung eines umfassenden Mobilitätskonzepts
 - Weiterentwicklung von Elektrofahrzeugen und der öffentlichen Ladeinfrastruktur
 - Weiterentwicklung von Biokraftstoffen der x-ten Generation
 - Umfassende Untersuchung der Klimawirksamkeit von Biokraftstoffen

Aus Sicht der Autoren dieser Metastudie ist die zukünftige Betrachtung des nichtenergetischen Verbrauchs (v. a. Chemiesektor) samt Rück- und Wechselwirkung mit dem Stromsektor zentral. Ebenso ist es lohnend, neben den üblichen Szenarien mit idealem Netzausbau („Kupferplatte“) auch Szenarien mit regionalen Märkten und eingeschränktem Netzausbau zu betrachten.

5 Literaturverzeichnis

- [1] M. Pehnt, M. Sterner, N. Gerhardt, and U. Lambrecht, "Fahrplan Energiewende," IFEU, Fraunhofer IBP, OTH Regensburg, 2012.
- [2] M. Sterner and I. Stadler, *Energiespeicher: Bedarf, Technologien, Integration*. Heidelberg, Dordrecht, London, New York: Springer Vieweg, 2014.
- [3] BMWi – Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Ed., "Bundesbericht Energieforschung 2016: Forschungsförderung für die Energiewende," Berlin, Apr. 2016.
- [4] Norman Gerhardt, Fabian Sandau, Angela Scholz, Henning Hahn, Patrick Schumacher, Christina Sager, Fabian Bergk, Claudia Kämper, Wolfram Knörr, Jan Kräck, Udo Lambrecht, "Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr: Analyse der Interaktion zwischen den Sektoren Strom, Wärme/Kälte und Verkehr in Deutschland in Hinblick auf steigende Anteile fluktuierender Erneuerbarer Energien im Strombereich unter Berücksichtigung der europäischen Entwicklung," Ableitung von optimalen strukturellen Entwicklungspfaden für den Verkehrs- und Wärmesektor, Fraunhofer IWES), Kassel, 2015.
- [5] J. Nitsch, T. Pregger, M. Sterner, and B. Wenzel, "Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global: Schlussbericht BMU – FKZ 03MAP146," Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt; Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik; Ingenieurbüro für neue Energien, Berlin, 2012. [Online] Available: http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/leitstudie2011_bf.pdf.
- [6] Öko-Institut e.V., "Klimaschutzszenario 2050," Ökoinstitut e.V.; Fraunhofer ISI, Berlin, 2015.
- [7] Nitsch et al., "Leitstudie 2011: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global.," DLR; IWES; IfnE, Berlin, 2012.
- [8] H.-M. Henning and A. Palzer, "Was kostet die Energiewende?: Sektor- und Energieträgerübergreifende, modellbasierte Untersuchung zur System- und Kostenentwicklung einer klimaschutzkompatiblen Transformation des deutschen Energiesystems bis 2050," Nov. 2015. [Online] Available: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien-und-positions-papiere/studie-energiesystem-deutschland-2050>.
- [9] "Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland," Berlin, 09.2016.
- [10] V. Quaschnig, "Sektorkopplung durch die Energiewende: Anforderungen an den Ausbau erneuerbarer Energien zum Erreichen der Pariser Klimaschutzziele unter Berücksichtigung der Sektorkopplung," Hochschule für Technik und Wirtschaft (HTW) Berlin, Berlin, Jun. 2016.
- [11] J. Nitsch, "Die Energiewende nach COP 21 – Aktuelle Szenarien der deutschen Energieversorgung," Stuttgart, Mar. 2016.
- [12] K. Purr, D. Osiek, M. Lange, and K. Adlunger, "Integration von Power to Gas/Power to Liquid in den laufenden Transformationsprozess," Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau, Mar. 2016.
- [13] M. Schlesinger, D. Lindenberger, and C. Lutz, "Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose," Prognos AG, EWI, GWS, Basel [u.a.], Jun. 2014.
- [14] J. Stenglein *et al.*, "Klimaschutz: Der Plan: Energiekonzept für Deutschland," Greenpeace e.V., Hamburg, Nov. 2015.
- [15] U. Bünger *et al.*, "Power - to - Gas (PtG) im Verkehr: Aktueller Stand und Entwicklungsperspektiven," Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR); IFEU; Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH; Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH (DBFZ), München, Heidelberg, Leipzig, Berlin, May. 2014.

-
- [16] UBA, *Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050* (de). Dessau-Roßlau. Available: <http://www.umweltbundesamt.de/publikationen/treibhausgasneutrales-deutschland-im-jahr-2050-0>.
- [17] C. Pape *et al.*, "Roadmap Speicher: Bestimmung des Speicherbedarfs in Deutschland im europäischen Kontext und Ableitung von technisch-ökonomischen sowie rechtlichen Handlungsempfehlungen für die Speicherförderung," Kurzzusammenfassung, Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) Kassel; IAEW; Stiftung Umweltenergierecht, Kassel, 2014.
- [18] DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V., Ed., "Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz," 2013. [Online] Available: http://www.dvgw-innovation.de/fileadmin/dvgw/angebote/forschung/innovation/pdf/g1_07_10.pdf.
- [19] ETG Taskforce Wärmemarkt, "POTENZIALE FÜR STROM IM WÄRMEMARKT BIS 2050: Wärmeversorgung in flexiblen Energieversorgungssystemen mit hohen Anteilen an erneuerbaren Energien," VDE-STUDIE, Frankfurt am Main, Jun. 2050.
- [20] H.-M. Henning and A. Palzer, "ENERGIESYSTEM DEUTSCHLAND 2050: Sektor- und Energieträgerübergreifende, modellbasierte, ganzheitliche Untersuchung zur langfristigen Reduktion energiebedingter CO₂-Emissionen durch Energieeffizienz und den Einsatz Erneuerbarer Energien," Freiburg, Nov. 2013.
- [21] N. Gerhardt *et al.*, "Geschäftsmodell Energiewende: Eine Antwort auf das „Die-Kosten-der-Energiewende“-Argument," „Herkulesprojekt Energiewende", Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) Kassel, Kassel, 2014.
- [22] P. R. Schmidt, W. Zittel, W. Weindorf, and T. Raksha, "Renewables in Transport 2050: Empowering a sustainable mobility future with zero emission fuels from renewable electricity," Frankfurt am Main, Jan. 2016.
- [23] M. Sterner *et al.*, "Stromspeicher in der Energiewende: Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz," Studie, ef.Ruhr; FENES; IAEW; ISEA, Berlin 050/10-S-2014/DE, Sep. 2014.
- [24] F. e. a. Hacker, "eMobil 2050: Szenarien zum möglichen Beitrag des elektrischen Verkehrs zum langfristigen Klimaschutz.," 2014.
- [25] R. Blanck, P. Kasten, F. Hacker, and M. Mottschall, "Treibhausgasneutraler Verkehr 2050:: Ein Szenario zur zunehmenden Elektrifizierung und dem Einsatz stromerzeugter Kraftstoffe im Verkehr," Berlin, Feb. 2013.
- [26] Knorr, Kaspar *et al.*, "Kombikraftwerk 2: Abschlussbericht," Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) Kassel; *et al.*, Kassel, 2014.
- [27] Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI), Ed., "Integration von Wind-Wasserstoff-Systemen in das Energiesystem," Planet GbR; Fachhochschule Lübeck PROJEKT-GMBH; Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung; Institut für Energie und Umwelt; KBB Underground Technologies, Mar. 2014.
- [28] M. Peek and R. Diels, "Strommarktdesign der Zukunft," r2b energy consulting GmbH, Dessau-Roßlau, May. 2015.
- [29] N. Krzikalla, S. Achner, and S. Brühl, "Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus erneuerbaren Energien," BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH; LichtBlick; ENERCON, Bochum, Apr. 2013.
- [30] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, and TransnetBW GmbH, "Netzentwicklungsplan Strom 2012: 2. Überarbeiteter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber," 2012. [Online] Available: <http://www.netzentwicklungsplan.de/netzentwicklungsplaene/2012>. Accessed on: May 03 2016.

-
- [31] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, and TransnetBW GmbH, "Netzentwicklungsplan Strom 2013: 2. Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber," 2013. [Online] Available: <http://www.netzentwicklungsplan.de/netzentwicklungsplaene/2013>. Accessed on: May 03 2016.
- [32] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, and TransnetBW GmbH, "Netzentwicklungsplan Strom 2014: 2. Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber," 2014. [Online] Available: <http://www.netzentwicklungsplan.de/netzentwicklungsplaene/2014>. Accessed on: May 03 2016.
- [33] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, and TransnetBW GmbH, "Netzentwicklungsplan Strom 2025, Version 2015: 2. Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber," 2015. [Online] Available: http://www.netzentwicklungsplan.de/_NEP_file_transfer/NEP_2025_2_Entwurf_Teil1.pdf. Accessed on: May 03 2016.
- [34] Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI), Ed., "Erneuerbare Energien im Verkehr: Potenziale und Entwicklungsperspektiven verschiedener erneuerbarer Energieträger und Energieverbrauch der Verkehrsträger," Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR); IFEU; Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH; Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH (DBFZ), Berlin, Mar. 2015.
- [35] DBI - Gastechnologisches Institut gGmbH, Ed., "KonStGas: Szenarien Workshop," DVGW EBI am KIT *et al.*, 2016.
- [36] Bundesministerium des Inneren (BMI), Ed., "Migrationsbericht des Bundesamtes für Migration und Flüchtlinge im Auftrag der Bundesregierung: Migrationsbericht 2011," Berlin, 2013.
- [37] Statistisches Bundesamt/Destatis, Ed., "Bevölkerung und Erwerbstätigkeit. Vorläufige Ergebnisse der Bevölkerungsfortschreibung auf Grundlage des Zensus 2011," Wiesbaden, 2013.
- [38] P. e. a. Vortisch, "Deutsches Mobilitätspanel (MOP) – wissenschaftliche Begleitung und erste Auswertungen: Bericht 2011/2012: Alltagsmobilität und Tankbuch," Institut für Verkehrswesen; Karlsruher Institut für Technologie, Karlsruhe, 2012.
- [39] Follmer *et al.*, "Mobilität in Deutschland 2008: Ergebnisbericht Struktur - Aufkommen - Emissionen - Trends," Bonn und Berlin, 2010.
- [40] von Buhaub, O. *et al.*, "Second IMO GHG Study 2009," London, 2009.
- [41] Statistisches Bundesamt/Destatis, Ed., "Bevölkerung und Erwerbstätigkeit - Bevölkerungsfortschreibung 2010. Statistisches Bundesamt," Wiesbaden, 2012.
- [42] Öko-Recherche und Öko-Institut, Ed., "Maßnahmen zur Verbesserung der Marktdurchdringung klimafreundlicher Technologien ohne halogenierte Stoffe vor dem Hintergrund der Revision der Verordnung (EG) Nr. 842/2006: Schlussbericht zum UFOPLAN-Vorhaben 3711 43324," 2014.
- [43] Öko-Recherche, "Projektionen zu den Emissionen von HFKW, FKW und SF6 für Deutschland bis zum Jahr 2050," 2011.
- [44] Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V., Ed., "Auswertetabellen zur Energiebilanz für die Bundesrepublik Deutschland 1990 bis 2010," Jul. 2011.
- [45] J. Nitsch *et al.*, "Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global," Leitstudie 2010, DLR; Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES); Ingenieurbüro für neue Energien, 2010.
- [46] AG Energiebilanzen e.V., Ed., "Energiebilanzen der Bundesrepublik Deutschland 1990-2009," 2011.
- [47] Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V., *Anwendungsbilanzen für die Endenergiesektoren in Deutschland im Jahr 2008.*

-
- [48] Statistisches Bundesamt/Destatis, "Umweltnutzung und Wirtschaft. Tabellen zu den Umweltökonomischen Gesamtrechnungen. Teil 2: Energie, Rohstoffe," Wiesbaden, 2010.
- [49] B. Propfe and S. Schmid, "VECTOR21-Simulationen für BMU Fahrzeugszenarien," Stuttgart, 2011.
- [50] Deutsche Energie-Agentur, "dena-Netzstudie I: Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020," Berlin, 2005.
- [51] DENA, "dena-Netzstudie II," Berlin, 2011. [Online] Available: http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Presse/studien_umfragen/Netzstudie_II/Endbericht_dena-Netzstudie_II.pdf. Accessed on: Sep. 03 2013.
- [52] *Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen: EnLAG*, 2009.
- [53] *Gesetz über den Bundesbedarfsplan: BBPlG*, 2013.
- [54] Bundesnetzagentur, "Monitoringbericht 2007," Bonn, 2007. [Online] Available: www.bundesnetzagentur.de. Accessed on: May 03 2016.
- [55] Bundesnetzagentur, "Monitoringbericht 2008," Bonn, 2008. [Online] Available: www.bundesnetzagentur.de. Accessed on: May 03 2016.
- [56] Bundesnetzagentur, "Monitoringbericht 2009," Bonn, 2009. [Online] Available: www.bundesnetzagentur.de. Accessed on: May 03 2016.
- [57] Bundesnetzagentur, "Monitoringbericht 2010," Bonn, 2010. [Online] Available: www.bundesnetzagentur.de. Accessed on: May 03 2016.
- [58] Bundesnetzagentur, "Monitoringbericht 2011," Bonn, 2011. [Online] Available: www.bundesnetzagentur.de. Accessed on: May 03 2016.
- [59] Bundesnetzagentur, "Monitoringbericht 2012," Bonn, 2012. [Online] Available: www.bundesnetzagentur.de. Accessed on: May 03 2016.
- [60] Bundesnetzagentur, "Monitoringbericht 2013," Bonn, 2013. [Online] Available: www.bundesnetzagentur.de. Accessed on: May 03 2016.
- [61] Bundesnetzagentur, "Monitoringbericht 2014," Bonn, 2014. [Online] Available: www.bundesnetzagentur.de. Accessed on: May 03 2016.
- [62] Bundesnetzagentur, "Monitoringbericht 2015," Bonn, 2015. [Online] Available: www.bundesnetzagentur.de. Accessed on: May 03 2016.
- [63] Bundesnetzagentur, "2. Quartalsbericht 2015 zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen: Drittes Quartal 2015," Bonn, 2016. [Online] Available: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Stromnetze/System-_u_Netzicherheit/Quartalsbericht_II.pdf?__blob=publicationFile&v=4. Accessed on: May 03 2016.
- [64] Bundesnetzagentur, "3. Quartalsbericht 2015 zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen," 08/16.