Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland

Modul 1: Hintergrund, Szenarioarchitektur und übergeordnete Rahmenparameter
Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie

Fraunhofer ISI
consentec
ifeu INSTITUT FÜR ENERGIE- UND UMWELTFORSCHUNG HEIDELBERG

Projektleitung:
Fraunhofer ISI – Benjamin Pfluger
Consentec GmbH – Bernd Tersteegen
ifeu – Bernd Franke

Projektteam

Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung: Christiane Bernath, Tobias Bossmann, Gerda Deac, Rainer Elsland, Tobias Fleiter, André Kühn, Benjamin Pfluger, Mario Ragwitz, Matthias Rehfeldt, Frank Sensfuß, Jan Steinbach

Consentec GmbH: Andreas Cronenberg, Alexander Ladermann, Christian Linke, Christoph Maurer, Bernd Tersteegen, Sebastian Willemsen,

IFEU: Bernd Franke, Benedikt Kauertz, Martin Pehnt, Nils Rettenmaier

Technische Universität Wien: Michael Hartner, Lukas Kranzl

M-Five: Wolfgang Schade

TEP Energy GmbH: Giacomo Catenazzi, Martin Jakob, Ulrich Reiter

Impressum

Benjamim Pfluger	Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (ISI) Breslauer Straße 48 | 76139 Karlsruhe Benjamin.Pfluger@isi.fraunhofer.de
Bernd Testeegen	Consentec GmbH Grüner Weg 1 | 52070 Aachen tersteegen@consentec.de
Bernd Franke	ifeu - Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH Wilckensstraße 3 | D-69120 Heidelberg, Deutschland bernd.franke@ifeu.de
Hintergrundbild Deckblatt	© shutterstock.com / vs148
Veröffentlicht	September 2017

Inhaltsverzeichnis

1 Einleitung 1

2 Szenarioarchitektur 6

2.1 Referenzszenario 6

2.2 Basisszenario 8

2.3 Weitere, bereits betrachtete Zielszenarien 11

2.3.1 Szenario „Geringerer Ausbau der Übertragungsnetze“ 11

2.3.2 Szenario „Alternatives Regionalszenario“ 12

2.3.3 Restriktionsarmes Szenario 13

2.4 Zielszenarien im weiteren Projektverlauf 14

2.4.1 Szenario „Ausbautempo EE-Strom“ 15

2.4.2 Szenario „Alternativer EE-Erzeugungsmix“ 15

2.4.3 Szenario „95%ige-Treibhausgasreduktion“ 16

2.4.4 Szenario „Geringere europäische Ambitionen“ 17

2.4.5 Szenario „Dezentrales System“ 17

2.4.6 Szenario „Wasserstoffmobilität“ 18

2.4.7 Szenario „Geringeres Biomassepotenzial“ 18

3 Methodiküberblick 20

4 Rahmendaten und -annahmen 24

4.1 Europäische und weltweite Entwicklungen 24

4.2 Fossile Brennstoffpreise 25

4.3 CO_2-Preise 27

4.4 Bevölkerungsentwicklung 28

4.5 Bruttoinlandsprodukt 31

5 Biomassepotenzial 33

5.1 Biomassepotenziale im globalen Kontext 33

5.1.1 Globales Pro-Kopf-Bioenergiebudget 34

5.1.2 Biomasseimporte: Status quo und Perspektiven 35

5.1.3 Nawaro-Anbau: Status quo und Perspektiven 36

5.2 Biomassepotenzialrestriktionen in dieser Studie 37

5.2.1 Rest- und Abfallstoffe 37

5.2.2 Anbaubiomasse (Nawaro) 38

5.2.3 Biomasseimporte 39

5.3 Biomassegesamtpotenzial in dieser Studie 40

6 Literatur 42

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Die grundsätzliche Szenarioarchitektur 6

Abbildung 2: Strukturdiagramm des Modellierungsansatzes 21

Abbildung 3: Entwicklung der Großhandelspreise für Brennstoffe. 27

Abbildung 4: Angenommene Entwicklung der Bevölkerung von 2010 bis 2050, differenziert nach Altersklassen 30

Abbildung 5: Entwicklung des Bruttoinlandsproduktes von 2010 bis 2050 32

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Übergeordnete Ziele bezüglich der Treibhausgasemissionsreduktion und Energieeffizienz 9

Tabelle 2: CO_2-Preispfad des *Referenzszenarios*. Alle Preise in EUR_{2010} 28

Tabelle 3: Angenommene Entwicklung der Bevölkerung von 2010 bis 2050 30

Tabelle 4: Brennstoffpotenziale von Rest- und Abfallstoffen für die Szenarien „Naturschutz Plus“ und „Basis“ 38

Tabelle 5: Flächenpotenzial für den Anbau nachwachsender Rohstoffe (Nawaro) in Deutschland 2010 bis 2050 39

Tabelle 6: Brennstoffpotenziale aus Biomasse in dieser Studie 41

Abkürzungsverzeichnis

AC	Dreh-/Wechselstrom (alternating current)
AGEB	Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen
BBPlG	Bundesbedarfsplangesetz
BECCS	Bioenergie mit CO_2-Abscheidung und Speicherung (Bioenergy with CCS)
BEV	Batterieelektrische Fahrzeuge (Battery electric vehicle)
BZ	Brennstoffzellen
CCS	CO_2-Abscheidung und -Speicherung (Carbon capture and storage)
CH_4	Methan
CNG	Compressed natural gas
CO_2	Kohlenstoffdioxid
CSP	Konzentrierende Solarthermie (Concentrated solar power)
DC	Gleichstrom (direct current)
DRI	Direktreduziertes Eisen (Direct-reduced iron)
DSM	Management der Stromnachfrage (Demand side management)
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EFH	Einfamilienhäusern
EnEV	Energieeinsparverordnung
EnLAG	Energieleitungsausbaugesetz
EU	Europäische Union
EUA	EU-ETS Emissionszertifikat (EU Allowance)
(EU) ETS	(European Union) Emission Trading Scheme
EUR	Euro
geNA	geringerer Netzausbau
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
GT	Gasturbine
GuD	Gas-und Dampfturbine
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
H_2	Wasserstoff
HöS	Höchstspannung
HöS/HS	Höchst-/Hochspannung
HS	Hochspannung
HS/MS	Hoch-/Mittelspannung
HSL	Hochstromleiterseil
HTL	Hochtemperaturleiterseil
IKT	Informations- und Kommunikationstechnik
KMU	Kleine und mittlere Unternehmen

KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LKW	Lastkraftwagen
L-NFz	Leichte Nutzfahrzeuge
LNG	Flüssigerdgas (Liquified natural gas)
MAP	Marktanreizprogramm
MENA	Mittler Osten und Nordafrika (Middle East and North Africa)
MFH	Mehrfamilienhäuser
MJ	Megajoule
MNA	Modellnetzanalyse
MS	Mittelspannung
MS/NS	Mittel-/Niederspannung
MW	Megawatt
MW	Megawattstunde
N_2O	Distickstoffmonoxid
NE	Nichteisen
NEP	Netzentwicklungsplan
NS	Niederspannung
NTC	Stromhandelskapazität (Net transfer capacity)
OH-LKW	Oberleitungs-Hybrid-LKW
PE	Primärenergie
PKW	Personenkraftwagen
PSW	Pumpspeicherkraftwerke
PTDF	Power Transfer Distribution Factors
PV	Photovoltaik
S-NFz	Schwere Nutzfahrzeuge
TDI	Toluol-2,4-diisocyanat
TEN(-V)	Trans-European Networks (Verkehr)
THG	Treibhausgas
TWh	Terawattstunde
TYNDP	Ten-Year-Network-Development-Plan
WEA	Windenergieanlage
WP	Wärmepumpe
WZ	Wirtschaftszweig

1 Einleitung

Die Begrenzung des von Menschen verursachten Klimawandels zählt zu den zentralen umweltpolitischen Herausforderungen dieses Jahrhunderts. Es besteht weitgehender Konsens, dass eine massive Minderung der Treibhausgasemissionen erforderlich ist. Diese entstehen bei der Nutzung fossiler Energieträger, aber auch durch andere Aspekte des Lebens und Wirtschaftens wie der Nahrungsmittelproduktion oder in manchen Industrieprozessen.

Seit Beginn der weltweiten Klimaverhandlungen und der Ratifizierung des Kyoto-Protokolls ist die langfristige Dekarbonisierung der Wirtschaftssysteme in den Industrieländern ein zentrales Entwicklungsziel. Dieses Ziel wurde in den Beschlüssen von Paris durch die Übereinkunft zum Ziel, die Klimaerwärmung möglichst auf maximal 1,5 °C zu begrenzen, noch einmal bekräftigt und verschärft. Mit welchen Mitteln dieses ambitionierte Ziel verfolgt und erreicht werden kann, ist Gegenstand politischer, wissenschaftlicher und gesellschaftlicher Diskussionen.

Ziel der vorliegenden Studie ist es, die wissenschaftliche Basis für ein tieferes Verständnis des klima- und energiepolitischen Transformationsprozesses zu erarbeiten. Ausgangspunkt der Arbeiten ist dabei zunächst die Tatsache, dass eine Vielzahl an Studien der letzten Jahre gezeigt hat, dass und wie die Energiewende gelingen kann. Insbesondere die verschiedenen Veröffentlichungen der „Leitstudie“[1] haben konkrete Umsetzungspfade für die Energiewende aufgezeigt, noch bevor sich der Begriff „Energiewende“ für das ambitionierte Vorhaben der Umstrukturierung und Dekarbonisierung des Energiesystems eingebürgert hat. In vielen anderen Studien wurden weitere Konzepte erarbeitet, die zu einem Energiesystem führen, welches mit den energie- und klimapolitischen Zielen Deutschlands vereinbar ist. Die Studien kommen in vielen Aspekten zu gleichen oder zumindest recht ähnlichen Aussagen: Unstrittig ist, dass die Rolle der fluktuierenden erneuerbaren Energien Wind- und Solarenergie im Stromsystem deutlich zunehmen muss. Des Weiteren unterstreichen nahezu alle Studien die Bedeutung einer rationellen Energieverwendung bzw. der Energieeffizienz. In vielen anderen Punkten kommen die Studien jedoch zu unterschiedlichen Ergebnissen. Zu bestimmten Fragen, z. B. welches Verhältnis von Wind- und Solarenergie angestrebt werden

1 Die „Leistudien“ sind eine Reihe von Studien, die vom Bundesumweltministerium beauftragt vom Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt – teilweise mit weiteren Forschungspartnern – unter Leitung von Joachim Nitsch durchgeführt wurden, siehe z.B. [Nitsch et al. 2012].

soll, welche Rolle Stromnetze und Stromspeicher spielen, welche sektorale Verteilung der Biomasse am effizientesten und effektivsten ist, sowie in vielen weiteren Aspekten besteht kein wissenschaftlicher oder gesellschaftlicher Konsens.

Die Studien zeigen somit, dass es nicht nur *eine* Antwort auf die Fragen der Energiewende gibt, sondern einen Lösungsraum. Die vorliegende Studie baut in gewisser Hinsicht auf vorhergehenden Studien auf; in einigen Aspekten hinterfragt und überprüft sie jedoch auch bestehende Konzepte auf ihre Zweckmäßigkeit. Anders als in anderen Studien liegt der Fokus stärker auf den Kostenaspekten und ist kostenminimierend ausgerichtet. Die zugrundeliegende Frage könnte vereinfachend ausgedrückt lauten:

Wie kann die Energiewende kosteneffizient gelingen?

Innerhalb des Lösungsraums werden Umsetzungswege für die Energiewende gesucht, die die geringsten Kosten verursachen. Den Autoren der Studie ist dabei bewusst, dass eine solche Zielformulierung unweigerlich bestimmte Aspekte ausklammert, die in der Realität den Kostenaspekten manchmal gegenüberstehen. Beispielsweise berücksichtigen die Modelle, die auf eine Minimierung der Kosten des Energiesystems abzielen, nur begrenzt gesamtwirtschaftliche Effekte, die in den Sektoren Wärme, Verkehr und Industrie anfallen. Des Weiteren abstrahiert diese Systemkostenoptimierung in bestimmten Bereichen vom bestehenden institutionellen Rahmen und der einzelwirtschaftlichen Perspektive. Dementsprechend kann und muss das Ergebnis einer Systemkostenoptimierung auch von bestimmten realen Entwicklungen abweichen: In der Realität treffen Akteure unter Berücksichtigung der bestehenden institutionellen Rahmenbedingungen einzelwirtschaftlich motivierte Entscheidungen, die vom gesamtwirtschaftlichen Optimum abweichen.

Die Lösung mit den geringsten Kosten muss daher nicht zwangsläufig diejenige sein, die den meisten Zuspruch findet oder sich am besten umsetzen lässt. **Keines der in dieser Studie betrachteten Szenarien wird als eine direkte Empfehlung zur Umsetzung in die Realität entwickelt; es handelt sich nicht um „Leitszenarien“.** Das Ziel ist vielmehr, zunächst die durch geeignete Modelle hinreichend genau bestimmbare günstigste (technologische) Lösung zu bestimmen, um darüberhinausgehende Aspekte auf dieser Basis zu diskutieren. Das Kalkül dahinter ist vor allem, die Kosten für eine Abweichung vom rein ökonomischen Optimum bestimmen zu können. Wie viel mehr kostet es unter Berücksichtigung der systemischen Folgeeffekte, Windanlagen offshore zu bauen? Mit welchen Mehrkosten

ist es verbunden, wenn es nicht gelingt, Übertragungsnetze schnell genug auszubauen? Ist der kostenoptimale Arbeitspunkt als Ausgangspunkt bestimmt, können bei der Diskussion um beabsichtigte und ungewollte Abweichungen die möglichen Folgen besser diskutiert werden. So können beispielweise eine verbesserte Akzeptanz, die sich mutmaßlich durch eine teurere Option ergibt, den dafür anfallenden Kosten gegenübergestellt werden.

Die einzelnen Komponenten des Energiesystems weisen bereits heute zahlreiche Berührungspunkte untereinander auf. In einigen Bereichen erscheint es wahrscheinlich, wenn nicht sogar unabdingbar, dass die Interaktionen zwischen den Sektoren zunehmen werden. Am deutlichsten wird dies im Stromsektor, wo durch die voranschreitende Substitution fossiler Brennstoffe in den Nachfragesektoren durch elektrische Energie bei gleichzeitigem Ausbau erneuerbarer Energien ein Flexibilitätsbedarf entsteht.

Auch wenn der **Fokus dieser Studie auf dem Stromsektor** liegt, ist es daher unabdingbar, die **Entwicklungen des Energiesystems in seiner Gänze** abzubilden. Die Entwicklungen der Energienachfragen aus Verkehr, Industrie, Haushalten sowie aus Gewerbe, Handel und Dienstleistungen müssen in adäquater Form abgebildet werden. Dazu bedarf es eines methodisch ausgereiften und flexiblen Instrumentariums. Die zentrale Herausforderung ist dabei, dass die Beantwortung der dargestellten Frage „Wie kann die Energiewende kosteneffizient gelingen?“ zwar eine äußert detaillierte Abbildung des Stromsektors erfordert, jedoch alle wichtigen Wechselwirkungen mit anderen Sektoren konsistent erfasst werden müssen. Neben den unmittelbaren Berührungspunkten der Sektoren muss die Erfüllung vieler energie- und klimapolitischer Ziele sektorübergreifend betrachtet werden.

Die Herausforderungen bei der Abbildung des Energiesystems in Modellen unterscheiden sich zwischen den Sektoren erheblich. Im Stromsektor macht insbesondere die Abbildung der Integration fluktuierender EE eine stündliche Auflösung notwendig; sowohl für eine realistische Erfassung der Potenziale erneuerbarer Energien als auch für die sachgerechte Abbildung der Stromnetze ist zudem eine hohe räumliche Auflösung notwendig. Im Gebäudesektor müssen der existierende Gebäudebestand und dessen Entwicklungen detailliert abgebildet werden. In der Modellierung des Energiebedarfs der Industrie müssen äußerst unterschiedliche Sektoren mit einer sehr großen Anzahl von Prozessen abgebildet werden. Des Weiteren müssen in allen Sektoren die Wirkungen von energiepolitischen Maßnahmen wie Förderungen und ordnungsrechtlichen Vorschriften beachtet werden.

In der Summe führen diese Anforderungen dazu, dass für eine hinsichtlich der Fragestellung hinreichend genaue Abbildung des Energiesystems ein Verbund aus detaillierten, sektoralen Modellen gekoppelt zum Einsatz kommen muss; es ist nicht möglich, sämtliche Bereiche der Energieversorgung in einem einzigen Modell in sehr hoher Auflösung abzubilden und zu optimieren. In der vorliegenden Studie liegt der Fokus der Arbeiten auf der Kostenoptimierung des Stromversorgungssystems einschließlich der Übertragungs- und Verteilnetze. Für die Sektoren Wärme, Industrie und Verkehr (einschließlich der dortigen Infrastruktur, wie z.B. Gasnetze und -speicher, Wärmenetze) werden angesichts der sehr komplexen Modellarchitektur weniger Szenarien betrachtet und die Ergebnisse in einer im Vergleich zum Stromsektor geringeren Detailtiefe diskutiert.

Bei der Erstellung der Szenarien wird dabei wie folgt vorgegangen: Zunächst erfolgt die Entwicklung von **modellbasierten Szenarien auf Basis dynamischer Energiesystem- und Netzmodelle**, mit deren Hilfe eine **techno-ökonomische Optimierung des Energiesystems** ermöglicht wird. Dabei werden zunächst zwei Kernszenarien betrachtet:

- Das *Referenzszenario*, welches eine hypothetische Welt mit einem zeitnahen Auslaufen der Energiewende abbildet.
- Das *Basisszenario*, in welchem die Modelle recht große Freiheiten haben, eine kostenminimale Lösung zur Erreichung der Ziele der Energiewende zu ermitteln, aber zentrale, bereits getroffene Beschlüsse zur Technologiewahl berücksichtigen.

In weiteren Szenariovarianten erfolgen dann **Analysen von Unsicherheits- und Stressfaktoren**, die neue Erkenntnisse zu wichtigen Stellgrößen des Transformationsprozesses liefern. Dabei ist zu berücksichtigen, dass keines der modellierten Szenarien eine Prognose der zukünftigen Entwicklung des Energiesystems darstellt. Denn jeder Blick in die Zukunft ist bei einem derart langen Betrachtungszeitraum (bis 2050) mit ganz erheblichen Unsicherheiten verbunden. Man kann zwar Technologie- und Kostenentwicklungen auf Basis von Lernkurven fortschreiben. Technologiesprünge, neue Technologien oder disruptive Entwicklungen lassen sich aber nicht vorhersehen. Gleichwohl können durch den Vergleich der Szenarien Erkenntnisse für den Transformationsprozess des Energiesystems gewonnen werden.

Im Nachgang der Szenariorechnungen und -auswertungen erfolgen zusätzlich **übergreifende ökonomische und ökologische Analysen und Bewertungen** als Grundlage für Empfehlungen zu Strategien und Maßnahmen für einen klimafreundlichen Umbau des Energieversorgungssystems. Der Fokus der Studie liegt

dabei auf Deutschland; die Modellierung erfolgt aber insbesondere im Stromsystem für ganz Europa und in bestimmten Szenarien auch für Nordafrika und den Mittleren Osten, da Wechselwirkungen im Binnenmarkt bzw. Stromverbund erhebliche Auswirkungen auf die Entwicklungen und die optimale Strategiewahl in Deutschland haben. Die Abhängigkeiten zwischen der europäischen und der deutschen Entwicklung sind somit abgebildet und Rückwirkungen einer veränderten europäischen Entwicklung können ebenfalls untersucht werden.

Die Modellierung trägt ökologischen Belangen insofern Rechnung, als dass die Erreichung der Ziele des Energiekonzepts als Nebenbedingung der Optimierung vorgegeben wird bzw. über Modelliterationen erreicht wird. Darüber hinaus sind die nutzbaren Biomassepotenziale begrenzt. Von einer weitergehenden Berücksichtigung von ökologischen Belangen, z. B. durch eine umfassende Berücksichtigung von Umweltkosten in der Optimierung, wird abgesehen. Stattdessen werden zentrale Umwelteffekte in einer Wirkungsanalyse für die verschiedenen Szenarien quantifiziert; die Ergebnisse werden in eigenständigen Berichtsmodulen ausgewiesen.

2 Szenarioarchitektur

Die Untersuchungen dieser Studie erfolgen im Wesentlichen modellbasiert. Dies bedeutet zum einen, dass die Szenarien mit Hilfe von Energiesystemmodellen erstellt werden; zum anderen bedeutet es auch, dass der Erkenntnisgewinn durch den Vergleich der Modellergebnisse der Szenarien entsteht. Wie in der Einleitung bereits erwähnt, ist das Ziel nicht ein zentrales Szenario mit empfehlendem Charakter, sondern neue Erkenntnisse aus dem Vergleich unterschiedlicher Szenarien. Dabei ist es nicht nur das Ziel, die Szenarien im Einzelnen zu analysieren, sondern auch die modellendogenen Antworten des Optimiermodells auf unterschiedliche exogene Vorgaben zu interpretieren und daraus Schlussfolgerungen abzuleiten; es stehen nicht die einzelnen Szenarien im Vordergrund, sondern die vergleichende Analyse. Die grundsätzliche „Szenarioarchitektur“, also das Verhältnis der Szenarien zueinander, ist in Abbildung 1 dargestellt. Die Szenarien und ihre Funktion werden im Folgenden kurz zusammengefasst.

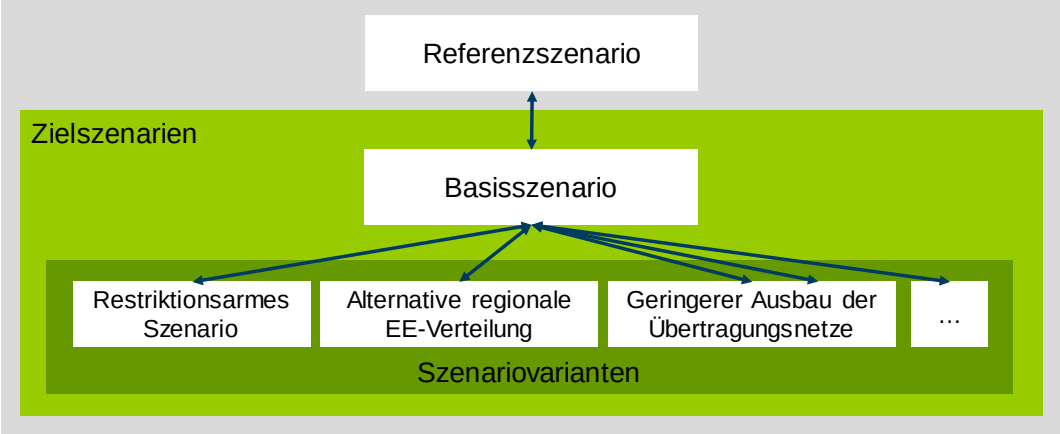

Abbildung 1: Die grundsätzliche Szenarioarchitektur

2.1 Referenzszenario

Das *Referenzszenario* ist das einzige Szenario dieser Studie, das die energie- und klimapolitischen Ziele verfehlt, da diese in den Modellen nicht vorgegeben werden. Es bildet, vereinfacht ausgedrückt, ein „Auslaufen der Energiewende“ ab. Der Zweck des Szenarios ist es nicht, diese fiktive Entwicklung im Detail durchzuspielen, sondern aufzuzeigen, welche Ergebnisse die Modelle ohne energiepolitische Eingriffe erzeugen. In dem Szenario laufen derzeit existierende Förderpolitiken noch bis zu ihrem planmäßigen Ende weiter, werden danach aber nicht wieder aufgesetzt. Einmal etablierte Standards und Ordnungspolitiken bleiben auf dem derzeitigen Niveau bestehen, werden aber nicht mehr verschärft.

Die Analyse des Szenarios erlaubt ein besseres Verständnis der Modelle und ihrer Reaktionen auf die zwischen den Szenarien nicht variierten globalen Rahmenbedingungen, z. B. bezüglich der Brennstoffpreise und den sozioökonomischen Entwicklungen. Dabei wird unter anderem deutlich, welche Veränderungen auch ohne politische Eingriffe z. B. durch die Annahmen bezüglich des technologischen Lernens und die modellendogenen Transformationsentwicklungen stattfinden. Darüber hinaus bildet das Szenario aber auch einen Referenzpunkt für den Kostenvergleich: Durch die Gegenüberstellung eines Szenarios ohne energiepolitische Eingriffe können die zur Erreichung der Energie- und Klimaschutzziele notwendigen Differenzkosten in den Zielszenarien abgeschätzt werden.

Insbesondere im Stromsektor handelt es sich aber dennoch um ein optimiertes Szenario: Es werden trotzdem nur die günstigsten Optionen eingesetzt und viele reale Hindernisse werden abstrahiert oder ignoriert. Das Szenario stellt also explizit keinen „Business-as-usual“-Fall dar und hat keinen Prognosecharakter.

Dennoch ist zu beachten, dass das Szenario keine völlig konsistente Welt abbildet. So findet beispielweise im Vergleich zu den Zielszenarien keine Anpassung der Lernraten der erneuerbaren Energien an die in diesem Szenario langsamere Technologiediffusion statt. Dieses Vorgehen begründet sich zum einen darin, dass Deutschland und Europa bei EE in zunehmendem Maße Preisnehmer werden. Zum anderen sind die einheitlichen Kostenannahmen auch bedeutsam für die Funktion des Szenarios als „Kontrafaktum“ einer Welt ohne weitere energiepolitische Eingriffe. Durch weitere, darüberhinausgehende Unterschiede zu den Zielszenarien könnten die Effekte der Eingriffe nicht mehr isoliert betrachtet und ihre Kostenwirkungen nicht trennscharf bewertet werden. Diese Wahl führt gezwungenermaßen zu gewissen Inkonsistenzen und tendenziell zu einer Unterschätzung der Kosten des *Referenzszenarios* (siehe „Parametrierung: Abwägungen zwischen Konsistenz und Aussagekraft“).

Parametrierung: Abwägungen zwischen Konsistenz und Aussagekraft

Bei der Parametrierung steht man als Modellierer häufig vor der Wahl, Parameter zwischen zwei Szenarien konstant zu halten oder anzupassen. Ein typisches Beispiel sind Brennstoffpreise: In der Realität werden sich in einem stark fossil geprägten Szenario durch die höhere Nachfrage höhere Preise für fossile Brennstoffe einstellen, während die Kosten für EE-Technologien durch die langsame Verbreitung nur langsam sinken. Diese Effekte aus Gründen der inhaltlichen Konsistenz zu berücksichtigen führt aber zu anderen Problemen: Bei einem Kostenvergleich zwischen einem fossil geprägten Szenario und einem erneuerbar geprägten Szenario unterscheiden sich die Kosten schon allein durch die unterschiedlichen Eingangsdaten. Obwohl dies ein realer Effekt ist, führt die in gewissem Maße willkürliche Vorgabe der Unterschiede dazu, dass eine Verzerrung entsteht, die die Aussagekraft des Szenarienvergleichs in manchen Aspekten reduziert. Darüber hinaus setzt man sich ggf. dem Vorwurf aus, die Vorteile von EE „schöngerechnet“ zu haben.

Wir haben daher identische Technologieannahmen zwischen den Szenarien gewählt. Dadurch ist das Delta der Kosten zwischen dem *Referenzszenario* und den Zielszenarien als eine obere Abschätzung zu interpretieren. In der Realität wäre eine weiterhin eher fossil basierte Stromversorgung eher teurer, jedenfalls nicht günstiger als im *Referenzszenario* dargestellt, da sie weniger stark von den Lernraten der Erneuerbaren profitieren kann und mit höheren Brennstoffpreisen einhergeht.

2.2 Basisszenario

Das *Basisszenario* ist das zentrale Zielszenario dieser Studie. Es untersucht eine Welt, in der die energie- und klimapolitischen Ziele zu möglichst geringen Kosten erreicht werden. Dies bedeutet, dass durch die in Kapitel 3 dargelegte Methodik versucht wird, über Iterationen der eingesetzten Modelle ein Szenario zu generieren, welches die energie- und klimapolitischen Ziele der Bundesregierung insbesondere in der langfristigen Perspektive erreicht und dabei die geringstmöglichen Kosten aufweist. Tabelle 1 zeigt dabei die wichtigsten berücksichtigten Ziele. In gewisser Hinsicht bilden die Ziele für 2020 dabei eine Ausnahme: Dadurch, dass das Emissionsziel nur durch sehr starke Eingriffe noch zu erreichen ist, deren Natur und Wirkung nicht vorausgesehen werden kann, ist dieses Ziel im Rahmen dieser Studie nicht bindend. Das Gleiche gilt für die Effizienzziele bezüglich Primärenergieeinsatz und Gebäudewärme.

Tabelle 1: Übergeordnete Ziele bezüglich der Treibhausgasemissionsreduktion und Energieeffizienz

Jahr	Treibhausgas-emissionen	Minderung Energiebedarf			
		Primär-energie	Gebäude-wärme	Endenergie Verkehr	Stromver-brauch
2020	-40 %	-20 %	-20 %	-10 %	-10 %
2030	-55 %				
2040	-70 %				
2050	-80 %	-50 %	-80 %	-40 %	-25 %
Bezugsjahr	**1990**	**2008**	**2008**	**2005**	**2008**

(Anmerkung: Für diese Studie wird die Festlegung getroffen, dass sich das Effizienzziel für Gebäude im Jahr 2050 in der Logik der Energieeinsparverordnung auf den nichterneuerbaren Primärenergieverbrauch bezieht. Des Weiteren werden beim Stromverbrauchsziel neue Verbraucher nicht mitberücksichtigt, die der Senkung der Treibhausgasemissionen dienen. Dies gilt für Elektromobiliät, Wärmepumpen, Power-to-Heat-Anlagen in Wärmenetzen und in der Industrie, Luftabscheidung für CCS sowie Strom zur Erzeugung von Wasserstoff oder Kohlenwasserstoffen.)

Auf der Energienachfrageseite werden aus verschiedenen Gründen Simulationsmodelle eingesetzt (siehe: Berichtsmodul 2 „Modelle und Modellverbund“). In diesen ist der Optimierungsaspekt nicht direkt verankert, sondern wird durch die Iterationen der Modelle approximativ verfolgt. Dies bedeutet, dass die Szenarien unter Einsatz des Expertenwissens der Modellierer Modelllauf für Modelllauf in eine Richtung weiterentwickelt werden, in denen die Ziele möglichst günstig erreicht werden können. Dabei kommt es durch den in den Modellen verwendeten „Logit-Ansatz“ immer auch zu einer technologischen Streuung. So werden sich beispielweise nie alle Autokäufer homogen für die aus klimapolitscher und gesamtökonomischer Sicht beste Option entscheiden, da viele andere Faktoren ebenfalls bedeutsam sind. Durch Änderungen der Maßnahmen in den Modellen kann die Summe der Entscheidungen aber in Richtung des globalen Kostenminimums beeinflusst werden. Die Detailbeschreibungen der Methodik finden sich in den jeweiligen Modellbeschreibungen im Berichtsmodul „Modelle und Modellverbund“ und den Szenariobeschreibungen.

Im Umwandlungssektor hingegen wird der Optimierungsgedanke sehr stringent verfolgt: Das eingesetzte Optimiermodell *Enertile* hat bei der Ermittlung des güns-

tigsten Stromsystems (sowie Teile der Wärmeversorgung) große Freiheiten. Einige wenige Eckpunkte des EE-Ausbaus werden vorgegeben, um existierendem Konsens bzw. bereits getroffenen Technologieentscheidungen Rechnung zu tragen. So wird z. B. Photovoltaik mindestens bis zum derzeitigen Deckel von 52 GW ausgebaut, drei Viertel davon als PV-Aufdachanlagen. Auch das Ziel, die Windenergieleistung auf See bis zum Jahr 2030 auf 15 GW auszubauen, wird in dem Szenario nicht in Frage gestellt. Der Einsatz der CCS-Technologie im Stromsektor wird ausgeschlossen, im Industriesektor wird CCS jedoch für bestimmte Prozesse zugelassen (siehe Berichtsmodul 3 „*Referenzszenario* und *Basisszenario*“, Abschnitt 2.2.4, „Abscheidung und Speicherung von CO_2“).

Darüber hinaus werden im *Basisszenario* jedoch im Sinne des größtmöglichen Erkenntnisgewinns auch gegebenenfalls als extrem empfundene Ergebnisse bewusst zugelassen und nicht in Richtung einer als „kompromissfähiger“ vermuteten Lösung abgeschwächt. Ein Beispiel hierfür ist die besonders in den ersten Dekaden des Zeithorizonts starke Konzentration des Windenergieausbaus im Nordwesten Deutschlands. Die Modellergebnisse zeigen, dass ein solcher Ausbau auch unter Berücksichtigung der Kosten des Netzausbaus geringere Gesamtkosten verursacht als ein stärker über ganz Deutschland verteilter Ausbau. Ein weniger stark konzentrierter Ausbau wird in einem weiteren Szenario (Szenario *„Alternative regionale EE-Verteilung*“) ebenfalls untersucht; aus der Analyse der Unterschiede der Szenarien, insbesondere der Kostendifferenz, können dann Erkenntnisse abgeleitet werden, die neben den rein technischen und ökonomischen Aspekten weitere Punkte, wie z. B. Akzeptanz und regionale Belastungs- und Nutzenverteilung, mit einbeziehen.

Das *Basisszenario* bildet den zentralen Bezugspunkt für alle weiteren Szenarien, nicht zuletzt, da seine Prämisse (günstigste Lösung, die den derzeitigen Konsens berücksichtigt) ein einfaches, klar definiertes Konzept darstellt. Durch diese Zielstellung ist das Szenario aber nicht als Empfehlung im Sinne eines „Leitszenarios“ zu verstehen. In den vielfältigen Diskussionen um die geeignetste Strategie zur Erreichung der energie- und klimapolitischen Ziele spielen Kosten eine zentrale Rolle; das Verständnis, mit welchem durch die Modelle bestimmten Technologiemix die Ziele zu den geringsten Kosten erreicht werden können, kann wichtige Inputs für den Diskussionsprozess liefen. In diesem können und müssen aber noch weitere Faktoren eine Rolle spielen. Den weiteren Aspekten können dann jedoch die Kostenwirkungen gegenübergestellt werden, um auf dieser Basis fundierte Entscheidungen treffen zu können.

2.3 Weitere, bereits betrachtete Zielszenarien

Alle weiteren, bereits modellierten Zielszenarien stellen im Kern Variationen des *Basisszenarios* dar, wobei sich in diesen Szenarien die Änderungen im Wesentlichen auf den Umwandlungssektor und dort insbesondere auf den Bereich der Stromerzeugung beschränken. Die Szenarien sind in separaten Berichtsmodulen veröffentlicht. Jedes der Szenarien bezieht sich dabei auf eine bestimmte Fragestellung bzw. auf Unsicherheiten bezüglich der zukünftigen Entwicklungen und der geeignetsten Strategiewahl. In der bisherigen Zusammenstellung der Szenarien untersuchen die Szenarien jeweils eine von zwei möglichen, jedoch nicht immer trennscharfen Abweichungen zum *Basisszenario*: In den Zielszenarien werden entweder **Herausforderungen** als größer angenommen, als dies im *Basisszenario* der Fall ist, z. B. ein aufgrund von Hemmnissen geringerer Netzausbau, oder es werden **Strategien** untersucht, die vom reinen Kostenoptimum abweichen, z. B. ein stärkerer Windausbau im Süden Deutschlands. Untersucht werden dabei insbesondere die Abweichungen der Ergebnisse zum *Basisszenario*, die sich aus der geänderten Parametrierung ergeben. Die Zielrichtung der Szenarien ist im Folgenden kurz dargestellt. Die jeweils genaue Aufgabenstellung und die Ergebnisse der einzelnen Szenarien sind in den jeweiligen Berichtsmodulen detaillierter dargestellt.

Die im Folgenden geschilderten drei Szenarien sind bereits bearbeitet und gemeinsam mit dem *Referenzszenario* und dem *Basisszenario* veröffentlicht.

2.3.1 Szenario „Geringerer Ausbau der Übertragungsnetze“

Die Transformation insbesondere des Stromversorgungssystems hin zu einer weitgehenden Deckung des Strombedarfs aus erneuerbaren Energien verändert die Anforderungen an die Stromnetze massiv. Wesentlicher Grund hierfür ist zum einen die erhebliche regionale Verschiebung der Erzeugungsschwerpunkte, die grundsätzlich nicht mehr an Verbrauchsschwerpunkten orientiert sind, sondern im Wesentlichen dem EE-Dargebot folgen. Zum anderen führt der stark fluktuierende Charakter zumindest der meisten EE-Technologien dazu, dass zur Deckung der Nachfrage gegenüber heute zusätzliche Flexibilitätsoptionen erschlossen werden müssen. Der europaweite Ausbau der Stromnetze stellt eine solche Flexibilitätsoption dar, da es damit möglich ist, die regional unterschiedlichen Wetterlagen über Europa für einen überregionalen Ausgleich zu nutzen.

Im *Basisszenario* kommt es erwartungsgemäß zu einem starken Ausbau der Stromnetze. Der Ausbau findet dabei sowohl innerhalb Deutschlands als auch an

den Kuppelstellen innerhalb Europas statt. Die momentane Situation zeigt aber, dass sich insbesondere auf der Übertragungsnetzebene die Umsetzung von erforderlichen Netzausbauvorhaben erheblich verzögern kann. In diesem Szenario wird daher ermittelt, welche Auswirkungen ein deutlich geringerer Ausbau des Übertragungsnetzes auf die übrigen Systemkomponenten hat. Hierzu wird über den derzeit beschlossenen Übertragungsnetzausbau hinaus nur noch in bestimmten Ausnahmefällen Netzausbau zugelassen. Dennoch soll das Szenario sowohl in Deutschland als auch europaweit die Emissionsreduktion des *Basisszenarios* erreichen.

Der derzeit beschlossene Übertragungsnetzausbau umfasst das Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen (EnLAG), das Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) sowie auf internationaler Ebene den „Ten-Year Network Development Plan“ (TYNDP) des Verbands Europäischer Übertragungsnetzbetreiber. Der mittelfristige Ausbau ist damit gegenüber dem heutigen Übertragungsnetz substanziell. Die Restriktion, dass darüber hinaus jedoch nahezu kein weiter Ausbau stattfinden kann, stellt für das Modell eine große Herausforderung dar.

Mit dem Szenario werden mehrere Fragen adressiert, die im Zusammenhang mit dem Netzausbau vor dem Hintergrund steigender Anteile erneuerbarer Energien diskutiert werden. Zunächst ist die grundsätzliche Frage zu klären, ob sehr hohe EE-Anteile überhaupt allein mit den beschlossenen Netzausbaunahmen realisiert werden können. Durch den geringeren Netzausbau wird im Energiesystem eine wichtige Flexibilitätsoption, der interregionale Austausch, stark eingeschränkt. Diese Flexibilität muss dann anders bereitgestellt werden, wobei die CO_2-Emissionsgrenzen die Möglichkeiten fossiler Lastdeckung in den späteren Jahren stark einschränken. Durch die Optimierung kann die kostengünstigste Reaktion auf den beschränkten Netzausbau ermittelt werden. Hierbei sind besonders Verschiebungen im EE-Portfolio und in dessen Verteilung innerhalb Deutschlands von Interesse, aber auch die Änderungen im konventionellen Kraftwerkspark. Auch der Einfluss auf die Nutzung anderer Flexibilitätsoptionen, insbesondere Stromspeicher, ist von Interesse.

Die Berechnungen zu diesem Szenario wurden bereits durchgeführt und die Ergebnisse liegen vor.

2.3.2 Szenario „Alternative regionale EE-Verteilung“

Im *Basisszenario* wird eine räumliche Verteilung der EE-Anlagen ermittelt, die – unter Berücksichtigung der Wechselwirkungen mit den anderen Komponenten des

Energiesystems, wie etwa dem Netzausbau oder den konventionellen Kraftwerken, der regionalen Unterschiede im EE-Potenzial und der notwendigen Abregelung – zu insgesamt minimalen Systemkosten führt. Es zeigt sich dabei eine relativ hohe Konzentration des Ausbaus an windreichen Standorten im Norden.

Die Frage nach der zweckmäßigsten regionalen Verteilung des zukünftigen EE-Ausbaus wird heute kontrovers diskutiert. Im Wesentlichen sind dabei zwei Stoßrichtungen zu beobachten: Zum einen wird argumentiert, dass für einen kostenminimalen EE-Ausbau, bevorzugt die ertragreichsten, „besten“ Standorte gewählt werden sollten. Auf der anderen Seite stehen Überlegungen, dass eine solche Konzentration zu verstärkter Abregelung mit damit verbundenen Kosten und zu einem hohen Übertagungsnetzausbau zwischen Nord- und Süddeutschland führt. Zusätzlich gibt es auch zwischen den Bundesländern immer wieder Diskussionen über eine angemessene Verteilung der Erzeugungsanlagen.

Im Szenario *Alternative regionale EE-Verteilung* wird zwar die gleiche Strommenge aus Wind-Onshore-Anlagen erzeugt wie im *Basisszenario*, die Anlagen sind jedoch gleichmäßiger über Deutschland verteilt. Grundlage der Verteilung ist das regionale Potenzial. In einer Region, die 10 % des Erzeugungspotenzials Deutschlands ausmacht, werden in diesem Szenario 10 % des im *Basisszenario* aus Windenergie erzeugten Stroms erzeugt. Dies führt zu einer deutlichen Verschiebung der Erzeugung in den Süden Deutschlands.

Mit dem Szenario werden verschiedene Aspekte und Fragen adressiert, die im Rahmen der regionalen Ausbaudebatte diskutiert werden. Zum einen soll untersucht werden, welche Auswirkungen die Verschiebung auf andere Systemkomponenten, insbesondere den notwendigen Netzausbau, hat. Dabei geht es z. B. um die Frage, wie viel Übertragungsnetzausbau durch die geänderte Verteilung tatsächlich eingespart werden kann. Da der im Modell „erzwungene“ Ausbau eine Abweichung vom kostenminimalen Pfad des *Basisszenarios* darstellt, stellt sich des Weiteren die Frage, welche zusätzlichen Kosten durch einen solchen Ausbaupfad entstehen.

Die Berechnungen zu diesem Szenario wurden bereits durchgeführt und die Ergebnisse liegen vor.

2.3.3 Restriktionsarmes Szenario

Das Ziel des *restriktionsarmen Szenarios* ist es, einige der im *Basisszenario* getroffenen Einschränkungen, die nicht rein technischer Natur sind, insbesondere in ihrer Kostenwirkung zu bewerten. Das *restriktionsarme Szenario* stellt somit eine

Variante des *Basisszenarios* dar. Nachfrageseitig ist es identisch; im Umwandlungssektor werden jedoch einige Einschränkungen nicht angewendet: Der Ausbau der Photovoltaik erfolgt alleinig unter Kostengesichtspunkten; es gibt dabei nach 2015 keinen Mindestausbau und keine Vorfestlegung bezüglich PV-Aufdach- oder Freiflächenanlagen. Die bisher geplanten Offshore-Windenergieanlagen mit einer Leistung von ca. 6,5 GW in 2020 werden noch errichtet; das Modell kann über den darüber hinausgehenden Ausbau und auch das mögliche Repowering frei entscheiden. Als weitere große Änderung sind CCS-Technologien auch im Stromsektor zugelassen, die im *Basisszenario* nur in ausgewählten Industrieprozessen zum Einsatz kommen.

Das *restriktionsarme Szenario* treibt damit den Kostenoptimierungsgedanken des *Basisszenarios* noch weiter. Wie schon im *Basisszenario* gilt jedoch auch in diesem Szenario, dass geringe Kosten, die sich durch den größeren Lösungsraum fast zwangsläufig einstellen, nicht notwendigerweise mit höherer Akzeptanz oder leichterer Umsetzbarkeit gleichzusetzen sind. Wie das *Basisszenario* dient auch das *restriktionsarme Szenario* dem Gewinn von Erkenntnissen, die dann in Diskussionsprozesse einfließen können. Sollten beispielweise durch den Bau von CCS-Kraftwerken die Kosten der Erreichung des Emissionsreduktionsziels reduziert werden, kann diese Kostenersparnis in späteren Arbeiten und Diskussionen anderen Aspekten, wie z. B. den Akzeptanzfragen, gegenübergestellt werden.

2.4 Zielszenarien im weiteren Projektverlauf

Neben den bereits modellierten Szenarien sind im weiteren Projektverlauf noch weitere Szenarien geplant. Die nachfolgende Darstellung der Zielrichtung der Szenarien bringt den zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Berichtsmoduls aktuellen Planungsstand zum Ausdruck. Die folgenden Ausführungen sind insofern als Ausblick zu verstehen, wobei die Stoßrichtung der Szenarien gegebenenfalls auch noch verändert werden kann. Die Bezeichnungen der Szenarien stellen Arbeitsnamen dar.

Ein Teil der Szenarien entstammt dabei dem Projekt „Auswirkungen der Klimaschutzziele und diesbezüglicher Maßnahmen auf den Energiesektor und den Ausbau der erneuerbaren Energien“, das eng mit dem Projekt dieser Studie verbunden ist. In diesem zweiten Projekt werden neben anderen Forschungsarbeiten weitere Langfristszenarien mit dem gleichen Modellinstrumentarium betrachtet. Die genaue Parametrierung der Szenarien wird derzeit noch festgelegt; u. a. wird es Szenarien geben, die eine 95%-ige Reduktion der Treibhausgase in Deutschland, den

Einfluss eines abweichenden Ambitionsniveaus in Europa, eine geänderte Biomasseverfügbarkeit und den Einfluss von Wasserstoffmobilität auf das deutsche Energiesystem untersuchen.

2.4.1 Szenario „Ausbautempo EE-Strom“

Im *Basisszenario* wird die (zwischenzeitliche) Geschwindigkeit des EE-Ausbaus unter den gegebenen Rahmenbedingungen und politischen Zielen weitestgehend frei optimiert. Dabei ist zu beachten, dass ein möglichst kontinuierlicher Ausbau im Sinne einer verlässlichen Industriepolitik keine explizite Vorgabe ist. Der durchschnittliche Ausbau in den Dekaden kann sich deutlich unterscheiden.

Ein verlangsamter Ausbau hätte ggf. zur Folge, dass Ziele des Energiekonzepts nicht oder nur zu höheren Kosten erreicht werden können. Die als Ersatz dafür zu errichtenden Infrastrukturen, z. B. konventionelle Kraftwerke mit langen technischen Lebensdauern, beschränken die Optionen in der Zukunft und erhöhen die Kosten. Doch auch eine suboptimale, zu schnelle Ausbaugeschwindigkeit hat in den Modellen ggf. negative Folgen. Mögliche Konsequenzen sind unter anderem:

- unzureichende Übertragungskapazitäten sowie lokale Engpässe,
- ein Anstieg der Abregelung der EE-Anlagen,
- eine schlechte Auslastung konventioneller Kraftwerke
- und negative intersektorale Wechselwirkungen, falls Flexibilitätsoptionen in anderen Sektoren früher bereitgestellt werden müssen.

Alle diese Punkte haben Auswirkungen auf die Gesamtkosten des Stromsystems. Ob bzw. in welchem Umfang diese Folgen auftreten, hängt stark davon ab, inwieweit andere Systemkomponenten an die veränderten Geschwindigkeiten angepasst werden können. So kann beispielweise ein beschleunigter Bau von Netzen die Folgen bis zu einem gewissen Punkt abfangen oder zumindest dämpfen. Insbesondere für den Netzausbau kann jedoch nicht davon ausgegangen werden, dass dieser beliebig schnell vorangetrieben werden kann bzw. die hohe Ausbaugeschwindigkeit des *Basisszenarios* deutlich gesteigert werden kann. Ähnliches gilt für weitere Flexibilitätsoptionen, wie z. B. DSM-Maßnahmen, die nur sukzessive implementiert werden können.

2.4.2 Szenario „Alternativer EE-Erzeugungsmix“

Im *Basisszenario* wird der Technologiemix der EE-Technologien optimiert, indem die Kosten des Gesamtsystems minimiert werden. Die momentane Diskussion zur

Entwicklung des EE-Ausbaus und zur Zusammensetzung des zukünftigen EE-Portfolios verdeutlicht, dass die Frage nach einem langfristig optimalen EE-Portfolio nicht ausschließlich unter Kostengesichtspunkten geführt wird. Tatsächlich spielen in der Debatte zahlreiche andere Faktoren eine Rolle. Dies betrifft unter anderem Aspekte der Akteursvielfalt (bspw. PV-Dachanlagen gegenüber Freiflächenanlagen), Akzeptanzfragen (bspw. Wind-Offshore gegenüber Anlagen an Land), Fragen der Flächennutzung, industrie- und agrarpolitische Aspekte und Fragen regionaler Wertschöpfung.

Volkswirtschaftliche Effizienz sollte bei der Strategie- und Technologiewahl zwar eine wichtige Rolle spielen, dennoch können die vorgenannten Aspekte, wie die aktuelle Diskussion zeigt, nicht vernachlässigt werden. Ziel dieses Szenarios ist es, modellbasiert zu untersuchen, welche Folgen eine Abweichung von der kostenoptimalen Entwicklung des EE-Technologieportfolios auf die Systemkosten und auf die Anforderungen an das konventionelle Restsystem, die erforderlichen Flexibilitätsoptionen und den Netzausbau hat. Es sollen dabei solche EE-Technologien identifiziert werden, bei denen ein stark forcierter Ausbau oder ein bewusst geringer Ausbau die zuvor genannten Größen besonders stark beeinflusst. Eine solche Untersuchung kam somit aufzeigen, welche Bestandteile des EE-Technologieportfolios für eine effiziente und effektive Zielerreichung in Deutschland besonders kritisch sind und an welchen Stellen ggf. (politischer) Gestaltungsspielraum besteht. Eine mögliche Ausgestaltung des Szenarios ist z. B. eine Verschiebung des EE-Ausbaus hin zu Technologien mit geringer Flächenwirkung und relativ geringen (lokalen) Akzeptanzproblemen wie Wind auf See und PV-Aufdachanlagen. Dies würde es erlauben, die Auswirkungen einer solchen Verschiebung auf die Gesamtkosten und den notwendigen Netzausbau zu untersuchen.

2.4.3 Szenario „95%ige-Treibhausgasreduktion“

In der bisherigen Zielarchitektur der Energiewende ist das Ziel der Treibhausgasreduktion als Korridor einer Reduktion um 80 bis 95 % gegenüber 1990 definiert. Diese Bandbreite ist in gewisser Weise der naturgemäßen Unsicherheit der globalen Klimaanalysen des IPCC geschuldet. Sie ist aber auch eine große Unsicherheitsquelle bezüglich des Ambitionsniveaus der Dekarbonisierungsstrategie Deutschlands. Für eine 95%ige Senkung der Emissionen müssen die energiebedingten Emissionen und Prozessemissionen bis 2050 auf nahezu null sinken. Dies erfordert in vielen Bereichen grundsätzlich andere Strategien und Technologien als für eine 80%ige Reduktion. Dieses Szenario untersucht, wie eine Reduktion

der Treibhausgasemissionen um 90 %-95 % gegenüber 1990 erreicht werden kann. Dieses Szenario erfordert dabei eine Neuberechnung innerhalb der gesamten Modellkette. In allen Sektoren sind gegenüber dem *restriktionsarmen Szenario* und *Basisszenario* der Langfristszenarien deutliche Verschiebungen zu erwarten, da das höhere Ambitionsniveau die denkbaren Maßnahmen zum Klimaschutz in allen Sektoren sehr weit ausnutzen wird. Die Analyse dieses Szenarios wird damit auch deutlich machen, mit welchen Anstrengungen ein solches Ziel bei Kosten und Fragen der Akzeptanz verbunden ist.

2.4.4 Szenario „Geringere europäische Ambitionen“

Über den Zeitraum der letzten 15 Jahre hat Deutschland in unterschiedlichen Aspekten der Dekarbonisierung des Energiesystems, insbesondere im Stromsektor, eine Schlüssel- und Führungsrolle übernommen. Um dies realisieren zu können, war es in Teilen unerlässlich, ambitioniertere Pfade zu verfolgen als das europäische Umfeld. Mit dem Fortschreiten der Energiewende ergeben sich hier in verschiedenen Bereichen Spannungsfelder. Die meisten Studien zur deutschen Dekarboniserungsstrategie gehen entweder davon aus, dass Europa ein ähnliches Ambitionsniveau verfolgt wie Deutschland, oder ignorieren die technische und ökonomische Einbettung des deutschen Energiesystems in den europäischen Kontext explizit oder implizit. Dieses Szenario erforscht daher die Konsequenzen, die sich ergeben, wenn das europäische Umfeld eine weniger ambitionierte Dekarbonisierung verfolgt als Deutschland. Die sich dabei ergebenden Spannungen liegen beispielweise im Stromsektor, in dem deutsche konventionelle Kraftwerke einen Wettbewerbsnachteil erleiden würden, aber auch im Industriesektor, wo sehr ambitionierte CO_2-Einsparmaßnahmen ebenfalls zu Wettbewerbsverzerrungen führen könnten.

2.4.5 Szenario „Dezentrales System“

In diesem Szenario soll untersucht werden, wie sich eine deutlich dezentralere Erzeugungsstruktur auf die Kosten und Ausgestaltung des Energiesystems auswirkt. Eine mögliche Ausprägung dieses Szenarios wäre ein deutlich verstärkter Ausbau der PV in Kombination mit Batteriespeichersystemen. Mögliche Treiber für die Entwicklung könnten die indirekte Förderung des Selbstverbrauchs über die nicht vollständige Beteiligung an den Kosten des Gesamtsystems wie z.B. Netzentgelten und EEG-Umlage sowie eine starke Verbreitung von elektrischen Hausspeichersystemen sein. Des Weiteren könnte beispielweise die Ausnutzung der Nahwär-

mepotenziale erhöht werden. Ein solches Energiesystem ist mit starken Auswirkungen auf die Netzstruktur, aber auch auf die Gesamtkosten der Energieversorgung und deren Verteilung verbunden.

2.4.6 Szenario „Wasserstoffmobilität“

Es steht fest, dass ein Erreichen der Klimaschutzziele ohne eine starke Dekarbonisierung des Verkehrs nicht möglich ist. Obwohl bereits eine Vielzahl an Technologien existiert oder erforscht wird, ist dabei noch unklar, welche Technologien in der Realität eine wichtige Rolle im Transformationsprozess spielen werden. Eine zentrale Frage ist dabei, ob für den Personen- und Güterverkehr Strom oder durch Strom erzeugter Wasserstoff oder synthetische Kraftstoffe zentrale Energieträger sein werden. Letztgenannte Optionen bieten aus derzeitiger Sicht zwar Vorteile insbesondere in der Flexibilität und Reichweite der Fahrzeuge, sind aber durch die geringere Systemeffizienz mit einem deutlich höheren Strombedarf verbunden. Ob langfristig Wasserstoff oder synthetische Kraftstoffe eingesetzt werden, ist für den Verkehrssektor in einer alleinigen Betrachtung möglicherweise zum heutigen Zeitpunkt noch nicht entscheidungsrelevant. Für das Energiesystem in seiner Gesamtheit ist die Frage aber aufgrund der Wechselwirkungen möglicherweise dringlicher: Wasserstoffmobilität führt zum einen zu einem höheren EE-Ausbaubedarf, eröffnet dabei in Kombination mit Speichern oder einer Integration ins Erdgasnetz auch neue Flexibilitätsoptionen und reduziert ggf. den Ausbaubedarf des Stromnetzes.

2.4.7 Szenario „Geringeres Biomassepotenzial“

Für gesellschaftspolitische Entscheidungen ist es wichtig, die Biomasseverfügbarkeit innerhalb einer geografischen Einheit zu einem bestimmten, meist in der Zukunft gelegenen Zeitpunkt einschätzen zu können. Zu diesem Zweck werden in der Regel Biomassepotenzialstudien erstellt, die mit szenarienbasierten Ansätzen das Biomassepotenzial ermitteln. In der Literatur ist eine Vielzahl solcher Biomassepotenzialstudien für verschiedene geografische Bezugsräume (von der globalen bis zur kommunalen Ebene) zu finden, deren Ergebnisse sich aber selbst bei gleichem geografischem und zeitlichem Bezug teilweise um den Faktor 10 unterscheiden. Der Hauptgrund hierfür liegt sicherlich in den jeweiligen Szenarienannahmen wie z. B. Bevölkerungsentwicklung, Bedarf an Nahrungs- und Futtermitteln, Bedarf an Biomasse für die stoffliche Nutzung, Entwicklung der Energienachfrage. Darüber hinaus spielen auch unterschiedliche Potenzialdefinitionen, Unterschiede bei der Biomassekategorisierung, unterschiedliche methodische Ansätze sowie die verwendeten Datengrundlagen eine wichtige Rolle.

Im Vergleich verschiedener Langfristszenarien hat die Annahme des verfügbaren Biomassepotenzials sehr entscheidenden Einfluss auf die Modellierung der Nachfragesektoren, z. B. die Wirtschaftlichkeit von alternativen Kraftstoffen oder Oberleitungs-Lkw. Dies wird gerade bei Szenarien mit einer THG-Minderung von mehr als 80 % entscheidend. In diesem Szenario soll untersucht werden, welche Auswirkungen ein gegenüber den anderen Szenarien reduziertes Biomassepotenzial auf die Ergebnisse hat. Entscheidende Aspekte sind dabei die zweckmäßige sektorale Verteilung der Biomasse sowie die Optionen, die zur Kompensation der geringeren Biomassemengen eingesetzt werden können.

3 Methodiküberblick

Um das Energiesystem in seiner Gänze modellieren zu können, bedarf es eines methodisch ausgereiften und flexiblen Instrumentariums. Die zentrale Herausforderung ist dabei, dass die Beantwortung der zentralen Frage „Wie kann die Energiewende kosteneffizient gelingen?“ eine äußert detaillierte Abbildung des Umwandlungssektors erfordert, jedoch auch die Wechselwirkungen mit anderen Sektoren konsistent erfasst werden müssen. Alle Sektoren entfalten zum einen direkte Wechselwirkungen mit dem Umwandlungssektor, zum anderen muss auch die Erfüllung der betrachteten, insbesondere klimapolitischen Ziele immer sektorübergreifend untersucht werden. Bei der Stromerzeugung macht die in allen Szenarien hohe Nutzung fluktuierender EE eine stündliche Auflösung notwendig, um den Flexibilitätsbedarf insbesondere im Stromsystem sachgerecht abzubilden. Sowohl für eine realistische Erfassung der Potenziale erneuerbarer Energien als auch für die sachgerechte Abbildung der Stromnetze ist zudem eine hohe räumliche Auflösung notwendig. Gleichzeitig ist als geographischer Betrachtungsbereich wenigstens der europäische Stromverbund zu betrachten, um etwa das Potenzial eines großräumigen Ausgleichs fluktuierender EE abzubilden.

In der Summe führen diese Anforderungen dazu, dass ein Verbund aus detaillierten Modellen gekoppelt zum Einsatz kommen muss. Darüber hinaus erfordert eine umfassende Modellierung auch sachgerechte Vereinfachungen bzw. Näherungen für ausgewählte Unteraspekte, um zum einen Scheingenauigkeiten zu vermeiden und zum anderen die Aufgabenstellung in einer handhabbaren und am Ende verständlichen, nachvollziehbaren und damit interpretierbaren Form zu bewältigen.

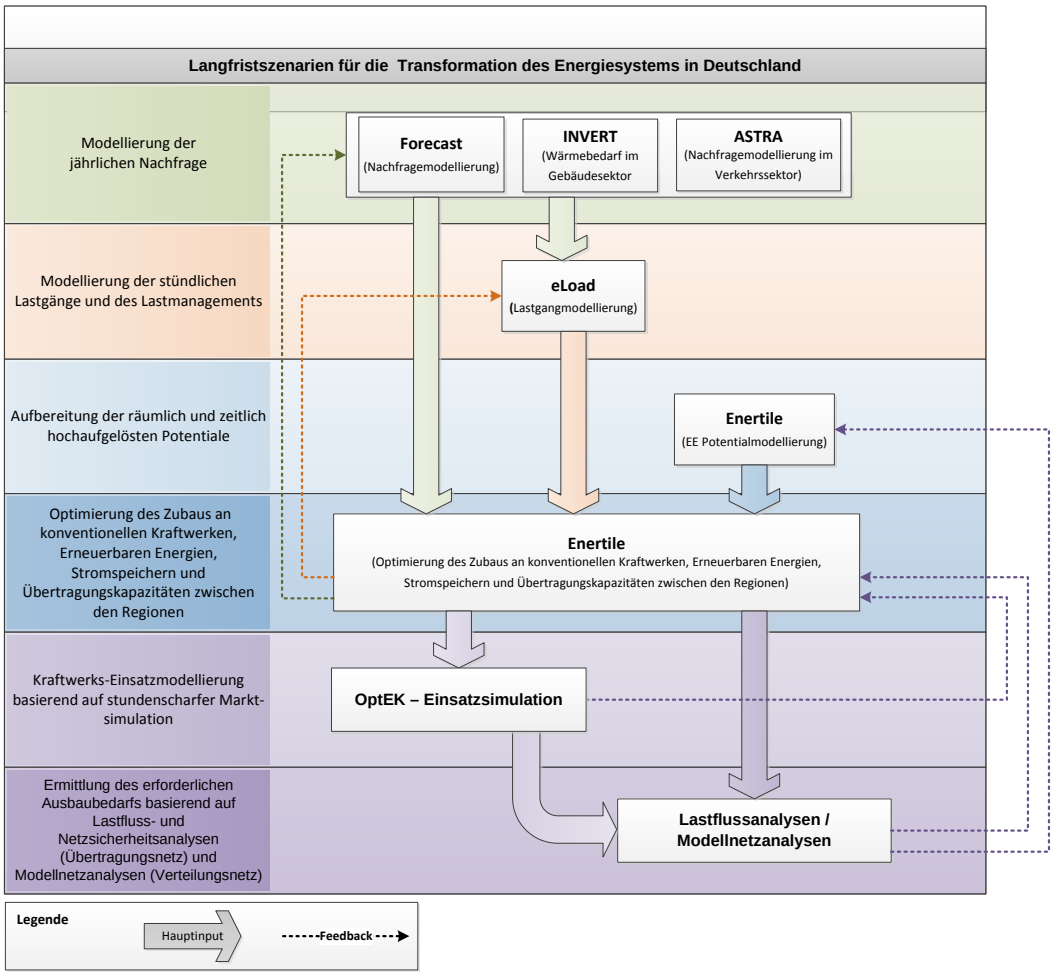

Abbildung 2: Strukturdiagramm des Modellierungsansatzes

Die zentralen Elemente des Modellierungsansatzes sind in Abbildung 2 dargestellt. Der Einsatz der Modelle erfolgt in einer Kaskade, die mehrfach iteriert wird. Im Zentrum steht die zeitlich und räumlich hochaufgelöste Optimierung der Strom- und Wärmeversorgung.

1. Zunächst erfolgt die Modellierung der jährlichen Nachfrage in den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr mit Bottom-up-Simulationsmodellen. Über Iterationen werden dabei Kosten der Strom- und Wärmeversorgung der nachgelagerten Modelle berücksichtigt.
2. Danach werden aus bestimmten jährlichen Energienachfrageergebnissen für ihre Verwendung in der Optimierung stündliche Nachfragezeitreihen berechnet. Die Modellierung der stündlichen Lastgänge erfolgt dabei für die gesamte Stromnachfrage und für die in der Optimierung berücksichtigten Teile der Wärmenachfrage.

3. Danach erfolgt die räumlich und zeitlich hochaufgelöste Berechnung der Potenziale erneuerbarer Energien. In späteren Iterationen werden dabei ggf. auch zusätzliche Kosten des erforderlichen Netzausbaus berücksichtigt.
4. Im nächsten Schritt erfolgt die Optimierung der Strom- und Wärmeversorgung. Dabei wird der Zubau an konventionellen Kraftwerken, KWK-Anlagen, erneuerbaren Energien, Stromspeichern, Power-to-Heat-Anlagen und Übertragungskapazitäten zwischen den Regionen berechnet; des Weiteren werden auch der zeitliche Einsatz von Wärmepumpen sowie die Ladevorgänge der Elektromobilität optimiert.
5. Die Ergebnisse der Optimierung werden dann mittels einer detaillierten, netzknotenscharfen Kraftwerkseinsatzmodellierung, basierend auf einer stundenscharfen Marktsimulation, validiert.
6. Schließlich erfolgt die Ermittlung des Netzausbaubedarfs, basierend auf Lastfluss- und Netzsicherheitsanalysen (Übertragungsnetz) und Modellnetzanalysen (Verteilungsnetz). Die Ergebnisse finden dann Eingang in die nächste Iteration der Optimierung.

Die zur Berechnung der Nachfrageseite eingesetzten Modelle unterscheiden sich grundsätzlich von den im Umwandlungssektor angewandten Modellen: Bei den Nachfragemodellen handelt es sich um detaillierte, sektorale Bottom-up-Simulationsmodelle. In diesen werden die Entscheidungen aus der Akteursperspektive betrachtet, da dort neben Kostengesichtspunkten zumeist noch weitere Aspekte mit eingehen, die Abweichungen vom reinen technoökomischen Optimum bewirken. So kann z. B. die Entscheidung für den Kauf einer Anlage zur Bereitstellung von industrieller Prozesswärme stärker durch das Bestreben nach kleinstmöglichen Eingriffen in etablierte Prozessabläufe und durch eine kurze Amortisationszeit geprägt sein als durch die langfristige Kostenminimierung. Dennoch wird durch die Modelliteration versucht, durch den angenommenen Maßnahmenmix ein möglichst kostengünstiges Gesamtsystem und eine zweckmäßige Verteilung knapper Ressourcen (z. B. Biomasse und Dachflächen) zu erreichen.

Die Bereitstellung der nachgefragten Energie hingegen wird durch den Einsatz von Optimiermodellen weitestgehend endogen technoökonomisch optimiert. Hierbei steht schon im jeweiligen Modelllauf die Frage im Vordergrund, welches technische Gesamtkonzept die nachgefragte Energie zu den geringsten Kosten bereitstellt. Mit welchen Maßnahmenbündeln (z. B. hinsichtlich der Fördersysteme oder der Marktgestaltung) die so ermittelte Lösung umgesetzt werden kann, wird dabei ausgeklammert.

Außerdem erfolgt eine umfassende Analyse der Auswirkungen des EE-Ausbaus auf die Umwelt und eine vergleichende Bewertung der ökologischen Nachhaltigkeit der untersuchten Szenarien, die in dem separaten Berichtsmodul U „Ökologische Evaluierung von *Referenzszenario*, *restriktionsarmes* Szenario und *Basisszenario*“ detailliert dargestellt wird.

Die Methodik der einzelnen Modelle und der Modellkopplung wird im Berichtsmodul „Modelle und Modellverbund“ im Detail erörtert.

4 Rahmendaten und -annahmen

In den folgenden Abschnitten werden übergeordnete Rahmenparameter diskutiert, die mehr als nur ein einziges Modell oder Themengebiet betreffen. Die sektoralen Annahmen, die jeweils nur ein einzelnes Modell betreffen, werden im Berichtsmodul 2 „Modelle und Modellverbund“ sowie in den jeweiligen Szenarioberichtsmodulen diskutiert.

4.1 Europäische und weltweite Entwicklungen

Die Szenariomodellierung und die Analysen dieser Studie beziehen sich durch die Aufgabenstellung in erster Linie auf Deutschland. Dennoch müssen in einigen Bereichen explizite Annahmen für weltweite und europäische Entwicklungen getroffen werden, während in anderen Bereichen zumindest implizit bestimmte Entwicklungen unterstellt werden. Am detailliertesten muss die Abbildung anderer Länder, insbesondere der europäischen Nachbarländer, im Stromsektor erfolgen. Durch das Übertragungsnetz und dessen zukünftigen Ausbau haben die Entwicklungen innerhalb Europas in zunehmendem Maße starke Auswirkungen auf den deutschen Stromsektor; zentrale Annahmen dazu werden in den Berichtsmodulen der Szenarien jeweils diskutiert.

Von größter Bedeutung ist zunächst die Frage, in welchem internationalen klimapolitischen Kontext sich Deutschland in den jeweiligen Szenarien befindet. In allen Szenarien dieser Studie ist dabei grundsätzlich die Festlegung getroffen, dass Europa klimapolitisch ein vergleichbares Ambitionsniveau verfolgt wie Deutschland. Dies bedeutet, dass Europa in den Zielszenarien auch ambitionierte Emissionsreduktionsziele verfolgt, während das Ambitionsniveau im *Referenzszenario* generell niedrig ist. Im Stromsektor wird explizit davon ausgegangen, dass in der gesamten abgebildeten Region der gleiche CO_2-Preis zur Wirkung kommt. Grundsätzlich ist hier auch ein abweichendes Vorgehen mit unterschiedlichen CO_2-Preisen im Modell umsetzbar; dieses führt dann aber, wie auch im realen liberalisierten Strommarkt, zu Verzerrungen.

Auch in den Nachfragesektoren wird, insbesondere im Industriesektor, implizit unterstellt, dass die Wettbewerbsfähigkeit von Branchen oder Unternehmen durch die Maßnahmen zur Emissionsreduktion nicht beeinträchtigt wird. Damit soll aufgezeigt werden, wie Klimaschutzziele ohne Deindustrialisierung erreicht werden können. Für das Modellsystem ist dies eine deutlich größere Herausforderung, als Ziele durch Abwanderung emissionsintensiver Industrien zu erreichen. Auch dies

hängt an der Prämisse, dass andere Staaten ebenfalls ambitionierte Ziele verfolgen und ebenfalls Emissionsreduktionsmaßnahmen umsetzen müssen, um vor dem Hintergrund steigender CO_2-Preise wettbewerbsfähig zu bleiben.

Die Auswirkungen einer Entwicklung, in der Deutschland die Dekarbonisierung seines Energiesystems deutlich schneller vorantreibt als die europäischen Nachbarländer, stellt einen Spezialfall dar, dessen Friktionen in einem eigenen Szenario untersucht werden sollen.

4.2 Fossile Brennstoffpreise

Brennstoffpreise stellen in allen in dieser Studie eingesetzten Modellen zentrale Inputdaten dar. In jedem Modell werden Entscheidungen getroffen, bei denen die Höhe der Brennstoffpreise, aber auch ihre relativen Verhältnisse zueinander von Bedeutung sind. Ersteres ist z. B. relevant, wenn in den Simulationsmodellen auf der Nachfrageseite Entscheidungen über Effizienzmaßnahmen getroffen werden. Höhere Preise erzeugen einen stärkeren Druck, effiziente Technologien einzusetzen, die ökonomische Attraktivität von Effizienztechnologien bei der Abwägung von Investitionsoptionen steigt. Im Stromsektor führen höhere Brennstoffpreise zu einer höheren Attraktivität erneuerbarer Energien. Das Verhältnis der Preise fossiler Rohstoffe untereinander ist insbesondere dann relevant, wenn für bestimmte Anwendungen entschieden werden muss, welcher Brennstoff zur Anwendung kommen soll, also ob z. B. ein Kohlekraftwerk oder ein Gaskraftwerk gebaut werden soll.

Obwohl Brennstoffpreise wichtige Modelleingangsgrößen darstellen, muss klargestellt werden, dass ihre Bedeutung in klimapolitisch ambitionierten Zielszenarien zwangsläufig abnimmt. Um die Ziele des Energiekonzepts umzusetzen, muss der Einsatz fossiler Brennstoffe (zumindest ohne den Einsatz von CCS-Technologien) deutlich zurückgehen. In der Realität und in Modellen mit einer ökonomischen Ausrichtung gibt es unterschiedliche Ansätze, um eine Verdrängung bestimmter Brennstoffe umzusetzen:

- Über **ordnungsrechtliche Eingriffe**, wie z. B. Verbote, kann die Nutzung bestimmter Brennstoffe reduziert werden. In diesem Fall sind die Brennstoffpreise in dem jeweiligen Geltungsbereich des Eingriffs irrelevant.
- Eine **Pönalisierung der nicht gewollten Brennstoffe**, z. B. eine Verpflichtung zum Kauf von Emissionszertifikaten oder durch CO_2-Steuern, erhöht die Kosten, welche möglichen Nutzern entstehen.
- Durch **Förderungen von Alternativtechnologien** kann die Marktposition der nicht gewollten Brennstoffe verschlechtert werden.

In den beiden letztgenannten Optionen wird, zumindest in Zielszenarien, das (Kosten-)Verhältnis zwischen fossilen Brennstoffen und alternativen Optionen so lange verschoben, bis die Ziele erreicht werden. Die Menge an fossilen Brennstoffen, die in einem Jahr eingesetzt werden kann, hängt damit von den jeweiligen Zielen ab, die dabei als Obergrenze wirken. Allgemein niedrige fossile Brennstoffpreise erhöhen somit nicht den per Definition limitierten Brennstoffeinsatz, sondern den Aufwand bzw. die Kosten der Maßnahmen, mit denen der Brennstoffeinsatz begrenzt wird. Niedrige Brennstoffpreise erfordern in einem Zielszenario höhere CO_2-Preise oder äquivalente Maßnahmen. Für die jeweilige Anwendung ist dabei irrelevant, zu welchen Anteilen sich der effektive Endpreis aus Marktpreis und CO_2-Preis zusammensetzt. Die Höhe der fossilen Brennstoffpreise ist somit für die technologischen Ergebnisse von Zielszenarien deutlich weniger relevant als in (Kurzfrist-)Prognosen. Für die Bestimmung einer zielerreichenden Politik sind die Brennstoffpreise hingegen von Bedeutung, da niedrige Brennstoffpreise zumeist ambitioniertere Maßnahmen erfordern.

Die Großhandelsbrennstoffpreise basieren im Wesentlichen auf dem Szenario „Reference Scenario 2013“ aus der Studie „Trends to 2050“ [Europäische Kommission 2013]. Wie bereits in Abschnitt 2.1 diskutiert, werden im *Referenzszenario* dieser Studie und in den Zielszenarien die gleichen Brennstoffpreise angenommen. Die Umrechnung der Preise von Dollar zu EUR erfolgt auf Basis des durchschnittlichen Interbankenkurses von 2010. Für Braunkohle und Uran, für die in besagter Studie keine Preispfade veröffentlicht wurden, werden konstante Preise angenommen. Bei beiden Brennstoffen ist ohne eine deutliche Zunahme der Nachfrage keine substanzielle Preissteigerung anzunehmen. Im Bereich der Braunkohle entsteht ein großer Teil der Kosten bei der Erschließung der Braunkohlereviere, die bei den Investitionen in Kraftwerksneubauten berücksichtigt werden.

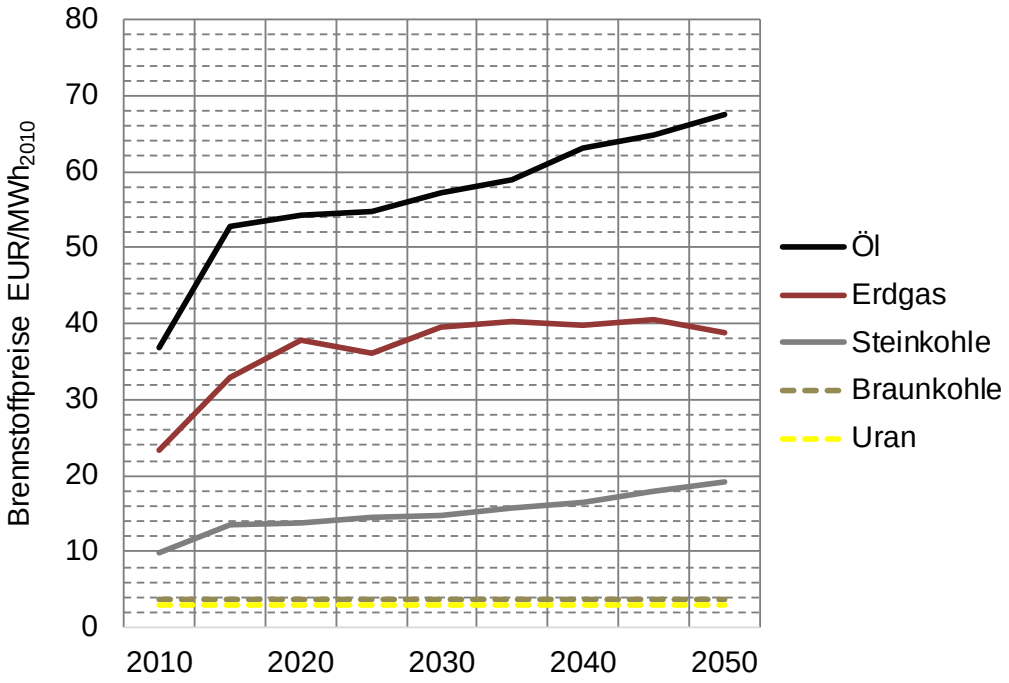

Abbildung 3: Entwicklung der Großhandelspreise für Brennstoffe. Entwicklung für Erdöl, Erdgas und Steinkohle basieren auf [Europäische Kommission 2013], die Preise für Braunkohle und Uran werden als konstant angenommen.

In den Nachfragemodellen ergeben sich die Endkundenpreise jeweils nach der Methodik des Modells. Dies bedeutet, dass teilweise auf die Brennstoffe noch Steuern und Transportkosten, z. B. in Form von Netzentgelten, aufgeschlagen werden. Im Optimiermodell *Enertile*, welches die Versorgung mit Strom und netzgebundener Wärme optimiert, werden bewusst keine Steuern berücksichtigt, da eine volkswirtschaftliche Kostenminimierung durchgeführt wird.

4.3 CO_2-Preise

Wie bereits diskutiert, ist in Zielszenarien die Entwicklung der CO_2-Preise zumeist von größerer Bedeutung als die Brennstoffpreise; letzten Endes muss aber natürlich die Summenwirkung aus beiden Komponenten betrachtet werden. In den Modellen sind die gesamten Brennstoffkosten relevant, die bei einem Brennstoffeinsatz entstehen. Welcher Anteil davon auf Brennstoffmarktpreise, CO_2-Bepreisung, Steuern oder Transportkosten zurückgeht, ist für den unmittelbaren Einsatz nicht von Bedeutung.

Im Gegensatz zu den in Referenz- und Zielszenarien identischen Brennstoffpreisen unterscheiden sich die CO_2-Preise zwischen Szenarien zwangsläufig. Um dem Charakter des *Referenzszenarios* gerecht zu werden, wird in diesem ein relativ unambitionierter CO_2-Preispfad gewählt. Obwohl in dem Szenario eine möglichst zurückhaltende Klimapolitik verfolgt wird, erscheint ein vollständiges Abschaffen des europäischen Emissionshandelssystems (EU ETS) wenig plausibel. Stattdessen wird ein sehr niedriger Preispfad gewählt, bei dem der Preis bis 2050 auf 30 EUR/t anwächst. Deutlich höhere Preise würden auf der Angebotsseite bereits eine relativ starke Dekarbonisierung anreizen und somit die Unterschiede zwischen den Szenarien und die daraus ableitbaren Erkenntnisse verringern.

Tabelle 2: CO_2-Preispfad des *Referenzszenarios*. Alle Preise in EUR_{2010}

Jahr	**2020**	**2030**	**2040**	**2050**
CO_2-Preis [EUR/t]	10	15	20	30

In den Zielszenarien hingegen werden die CO_2-Preise so iteriert, dass eine Erreichung der energie- und klimapolitischen Ziele stattfindet. Dabei ist zu beachten, dass zum einen der ETS nicht das einzige CO_2-Preisinstrument sein muss, auch Steuern oder andere Instrumente können ein CO_2-Preissignal setzen; ein wie auch immer umgesetzter CO_2-Preis stellt aber eine über die Sektoren hinweg gemeinsame Ausgangsbasis dar, um in den unterschiedlichen Bereichen vergleichbare Ambitionsniveaus zu schaffen. Zur Erreichung von sektoralen Zielen und zur Erschließung von Optionen, die allein über den CO_2-Preis nicht zu erschließen sind, werden auch komplementäre finanzielle Fördermaßnahmen und ordnungsrechtliche Eingriffe eingesetzt. Der CO_2-Preis stellt also eine Orientierungsgröße für das Ambitionsniveau der Emissionsreduktion dar, ist aber nicht das einzige Instrument und darf daher auch nicht überinterpretiert werden.

4.4 Bevölkerungsentwicklung

Die Bevölkerungsentwicklung sowie die Entwicklung des Bruttoinlandprodukts stellen für die Projektion der Endenergienachfrage die zentralen Rahmenparameter dar. Die Bevölkerung wirkt sich im Haushaltssektor auf die Anzahl der Haushalte und der in den Haushalten lebenden Personen und in den anderen Sektoren auf die Anzahl der Beschäftigten aus. Der Zusammenhang zwischen ihnen und der Energienachfrage ist jedoch sektoral unterschiedlich stark ausgeprägt. Die Auswirkungen werden im Berichtsmodul 2 „Modelle und Modellverbund“ für die Sektormodelle diskutiert.

Die Bevölkerungsentwicklung wird zwischen den Szenarien nicht variiert. Sie entspricht den Annahmen im Projekt „Klimaschutzszenario 2050“ [Öko-Institut und Fraunhofer ISI 2014]. Die Bevölkerungszahlen werden dabei mit dem Modell ASTRA-D ermittelt, die Annahmen sind dabei an die Variante 3–W1 der 12. koordinierten Bevölkerungsfortschreibung des Statistischen Bundesamtes [destatis 2012] angelehnt und werden nach 2030 fortgeschrieben. Der Geburtenhäufigkeit pendelt sich bei 1,4 Kindern pro Frau ein. Bei der demographischen Entwicklung werden die Ergebnisse des „Migrationsberichts 2011“ des Bundesamtes für Migration und Flüchtlinge sowie die ersten Ergebnisse des Zensus von 2011 berücksichtigt. Im Schnitt wird von einem positiven Migrationssaldo von 100.000 Menschen pro Jahr ausgegangen. Die starke Zuwanderung insbesondere ab 2015 ist in den Rahmendaten noch nicht berücksichtigt, über die Zeit kommt es aber dennoch zu einer starken Zuwanderung. Ohne die Zuwanderung wäre der Bevölkerungsrückgang stärker ausgeprägt und das Wirtschaftswachstum fiele entsprechend entweder geringer aus oder müsste durch eine sehr starke Steigerung des Bruttoinlandsprodukts pro Kopf kompensiert werden. Eine Migrationsbewegung innerhalb Deutschlands wird nicht betrachtet.

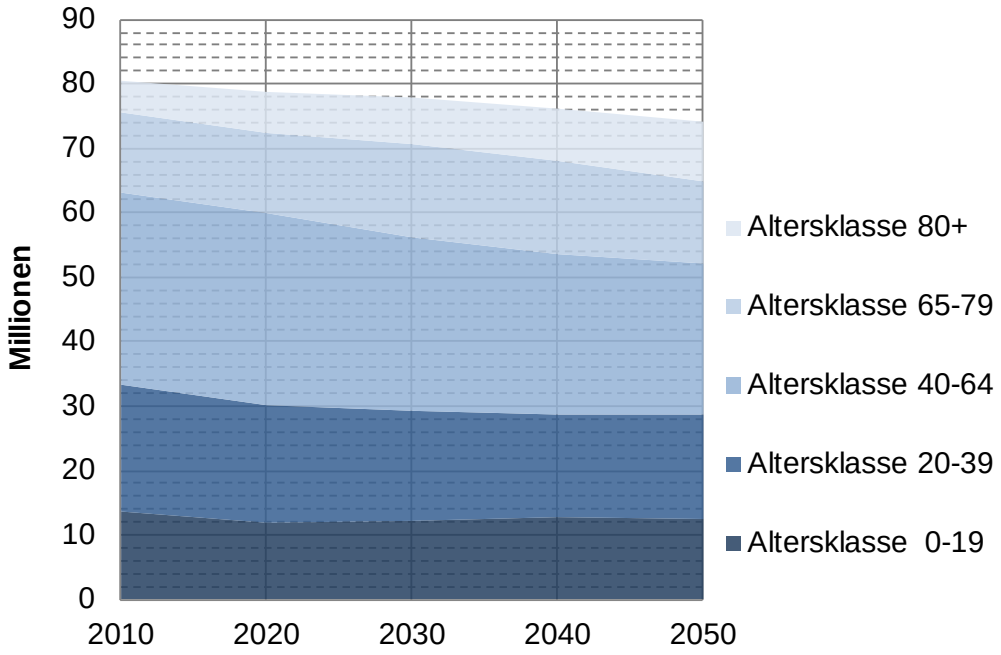

Abbildung 4: Angenommene Entwicklung der Bevölkerung von 2010 bis 2050, differenziert nach Altersklassen

Tabelle 3: Angenommene Entwicklung der Bevölkerung von 2010 bis 2050, differenziert nach Altersklassen in Mio.

	2010	2020	2030	2040	2050
Altersklasse 0-19	13,5	11,9	12,1	12,7	12,6
Altersklasse 20-39	19,8	18,3	17,1	16,0	16,1
Altersklasse 40-64	29,9	29,6	26,8	24,7	23,5
Altersklasse 65-79	12,4	12,6	14,6	14,6	12,7
Altersklasse 80+	4,9	6,3	7,1	8,2	9,1
Gesamtbevölkerung	**80,6**	**78,8**	**77,7**	**76,2**	**74,0**

4.5 Bruttoinlandsprodukt

Wie bereits erwähnt, ist das Niveau des Bruttoinlandsprodukts ein zentraler Treiber der Energienachfrage: Die Entwicklung des Bruttoinlandsprodukts steht in unmittelbarem Zusammenhang mit dem Niveau des verfügbaren Einkommens in den Haushalten und wirkt in den anderen Sektoren auf die Höhe der Bruttowertschöpfung. Wie die Bevölkerungsentwicklung wird auch die Entwicklung des BIP zwischen den Szenarien nicht variiert. Dies bietet den Vorteil, dass die Unterschiede zwischen den Szenarien ausschließlich auf energiewirtschaftliche Ursachen zurückzuführen sind. Diesem Vorteil steht der Nachteil gegenüber, dass in der Realität die unterschiedlichen Entwicklungen in allen Sektoren natürlich mindestens zu Verschiebungen der sektoralen Bruttowertschöpfung führen würden; die durch unterschiedliche Parametrierungen geringere Vergleichbarkeit würde jedoch den möglichen Erkenntnisgewinn des Szenarienvergleichs bei der zu Grunde liegenden Fragestellung zu stark beinträchtigen.

Auf Grundlage der Bevölkerungsentwicklung und aktueller wirtschaftlicher Gegebenheiten wird die gesamtwirtschaftliche Entwicklung mit Hilfe des Modells FARM-EU berechnet. Dabei werden die projizierten Wachstumsraten des Berichts „Economic Outlook 2012. Medium and long-term scenarios for global growth and imbalances" [OECD 2012] als Ausgangsbasis verwendet. Die Prognose der OECD wird dabei jedoch um 0,3 Prozentpunkte pro Jahr nach unten angepasst, da zum Zeitpunkt der Festlegung die Prognosen als zu optimistisch eingeschätzt wurden und schwer mit den Annahmen zur Bevölkerungsentwicklung in Einklang zu bringen waren. Für das (preisbereinigte) Bruttoinlandsprodukt ergibt sich dadurch von 2012 bis 2017 im Durchschnitt ein Wachstum von ca. 1,3 % pro Jahr. Bis 2030 wächst das BIP danach um 0,8 % pro Jahr, danach bis 2050 um 0,7 % pro Jahr.

Die nachfolgende Abbildung zeigt einen Anstieg des BIP um rund 100 Mrd. EUR zwischen den Jahren 2010 und 2050. Diesem Anstieg liegt eine durchschnittliche Erhöhung des BIP pro Kopf pro Jahr von 397 EUR pro Jahr zugrunde.

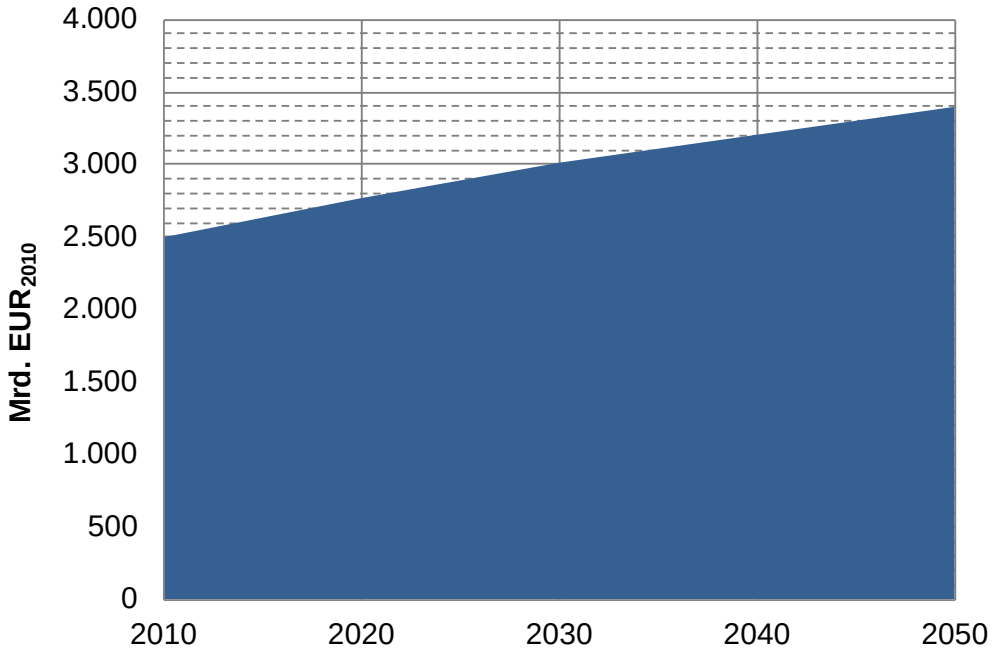

Abbildung 5: Entwicklung des Bruttoinlandsproduktes von 2010 bis 2050

Das BIP wird in einem weiteren Schritt in ASTRA-D zur Ermittlung der sektoralen Bruttowertschöpfung (BWS) verwendet. Die sektorale Aufteilung wird analog zur Wirtschaftszweigklassifikation des Statistischen Bundesamtes vorgenommen, da hier umfangreichere historische Datensätze von Input-Output-Tabellen zur Verfügung stehen.

5 Biomassepotenzial

Die energetische Nutzung von Biomasse ist ein wichtiger Bestandteil der Bereitstellung erneuerbarer Energien, insbesondere im Bereich erneuerbare Wärme und als derzeit quasi einziger erneuerbarer Energieträger im Verkehr. Da Biomasse gut speicherbar ist, eignet sie sich besonders gut zur bedarfsgerechten Energiebereitstellung und kann somit zur Versorgungssicherheit beitragen. Doch die energetische Nutzung von Biomasse ist umstritten, vor allem die Nutzung von Anbaubiomasse (Nachwachsende Rohstoffe, kurz: Nawaro). Diese kann Nutzungskonflikte mit der Bereitstellung von Lebens- und Futtermitteln (Tank-oder-Teller-Debatte) sowie Landnutzungsänderungen zur Folge haben; die Effekte können letztendlich dazu führen, dass die Nutzung von Bioenergieträgern mit höheren Treibhausgasemissionen verbunden ist als die Nutzung fossiler Energieträger und Bioenergie somit nicht den gewünschten Beitrag zum Klimaschutz leistet. Denn obwohl Biomasse eine erneuerbare Ressource ist, ist die Verfügbarkeit nachhaltiger Biomasse begrenzt, so dass entsprechende Restriktionen für die energetische Nutzung nötig sind. Nach einer generellen Einführung (Abschnitt 5.1) werden die in dieser Studie zugrunde gelegten Restriktionen erläutert (Abschnitt 5.2). Die Ergebnisse, z. B. zum Flächenbedarf des Biomasseeinsatzes, werden in den jeweiligen Ergebnismodulen diskutiert.

5.1 Biomassepotenziale im globalen Kontext

Für gesellschaftspolitische Entscheidungen ist es wichtig, die Verfügbarkeit von energetisch oder stofflich nutzbarer Biomasse innerhalb einer geografischen Einheit zu einem zukünftigen Zeitpunkt einschätzen zu können. Zu diesem Zweck werden in der Regel so genannte Biomassepotenzialstudien erstellt, die mit Szenarien basierten Ansätzen[2] das Biomassepotenzial ermitteln. In der Literatur ist eine Vielzahl solcher Studien für verschiedene geografische Bezugsräume (von der globalen bis zur kommunalen Ebene) zu finden, deren Ergebnisse aber sehr breit streuen.

2 Szenarien sind keine (linearen) Hochrechnungen, Vorhersagen oder Präferenzen, sondern mögliche Beschreibungen der Zukunft (qualitativ und/oder quantitativ) über verschiedene Entwicklungspfade. Im Gegensatz dazu sind Prognosen Aussagen über erwartbare zukünftige Entwicklungen. Dabei werden heute bekannte Entwicklungen und absehbare Trends in die Zukunft fortgeschrieben (meistens linear) und daraus ein bestimmtes Bild der Zukunft mit einer bestimmten Wahrscheinlichkeit vorhergesagt.

Auf globaler Ebene kommt [Edenhofer 2011] auf Basis eines Expertenreviews der verfügbaren Literatur zu dem Ergebnis, dass im Jahr 2050 weltweit gesehen zwischen 100 und 300 EJ/a an Biomasse für die energetische Nutzung zur Verfügung stehen könnten. [WBGU 2009] setzt, basierend auf einer globalen Modellierung des technischen, nachhaltigen Bioenergiepotenzials, 80 bis 170 EJ/a an, was weniger als 10 % des für 2050 zu erwartenden Primärenergiebedarfs entspräche. Auch wenn Studien auf globaler Ebene datenseitig eine große Herausforderung darstellen, haben sie den Vorteil, dass die Grenzen des betrachteten Systems eindeutig definiert sind.

Auch auf nationaler Ebene ist eine Vielzahl von Biomassepotenzialstudien verfügbar. In der Regel wird darin zwischen Anbaubiomasse (Nawaro), Reststoffen (Koppelprodukten) sowie Abfallstoffen unterschieden. Während die Potenziale von Rest- und Abfallstoffen in Deutschland von nahezu allen Studien in Höhe von 700 bis 900 PJ/a angesiedelt werden, liegen die Aussagen zum Flächenpotenzial für Anbaubiomasse weit auseinander. Die Bandbreite reicht hierbei von 0 bis 7 Mio. ha in Deutschland [Zeddies et al. 2012], d. h. im günstigen Fall wäre ein Nawaro-Anbau auf bis zu 60 % der Ackerfläche (bzw. 42 % der landwirtschaftlich genutzten Fläche) möglich, wohingegen im ungünstigen Fall keinerlei Fläche für Non-food-Zwecke zur Verfügung stünde. Studien auf nationaler Ebene gestalten sich insofern schwieriger, als dass hierbei offene Systeme mit ein- und ausgehenden Biomassestoffströmen bilanziert werden müssen (Importe und Exporte von Lebens- und Futtermitteln, Holz und sonstiger Non-food-Biomasse).

Da im Rahmen der vorliegenden Studie keine neue Bottom-up-Analyse von Biomassepotenzialen durchgeführt werden kann, kann sich der Frage, wieviel Biomasse in Deutschland für energetische Zwecke zukünftig zur Verfügung steht, nur von verschiedenen Seiten genähert werden. Im Folgenden werden verschiedene Ansätze diskutiert.

5.1.1 Globales Pro-Kopf-Bioenergiebudget

Der Ansatz eines globalen Pro-Kopf-Bioenergiebudgets wurde von [Prognos und Öko-Institut 2009] und [Öko-Institut und Fraunhofer ISI 2014] entwickelt. Er basiert auf der Annahme, dass das weltweite Biomassepotenzial gemäß der bis zum Jahr 2050 zu erwartenden Bevölkerungsentwicklung gleichmäßig pro Kopf verteilt wird. Setzt man die o. g. 100 bis 300 EJ/a [Edenhofer 2011] und eine Weltbevölkerung von 9,725 Mrd. Menschen [United Nations 2015] an, ergäbe sich für das Jahr 2050 ein Pro-Kopf-Bioenergiebudget von 10 bis 30 GJ. Für 75 Mio. Bundesbürger im Jahr 2050 würde daraus ein Bioenergiebudget von 770 bis 2.310 PJ/a resultieren.

Am unteren Ende der Bandbreite dürfte Deutschland also gerade einmal sein Biomassepotenzial aus Rest- und Abfallstoffen nutzen, jedoch keine Anbaubiomasse (Nawaro) und keine Biomasseimporte. Am oberen Ende der Bandbreite dagegen könnten evtl. signifikante Biomasseimporte möglich sein. [Öko-Institut und Fraunhofer ISI 2014] setzen beispielsweise auf Basis eines nationalen Bioenergiebudgets von 2.100 PJ an, dass im Jahr 2050 bis zu 900 PJ/a importiert werden können. Dagegen verzichten Studien von [Nitsch et al. 2012] und [Gerhardt et al. 2015] auf jegliche Biomasseimporte.

Aufgrund der großen Bandbreite und den zugrundeliegenden Unsicherheiten ist eine abschließende Aussage bzgl. Flächenpotenzial und Biomasseimport mit diesem Ansatz nicht möglich. Darüber hinaus vernachlässigt er unseres Erachtens den hohen Flächenfußabdruck Deutschlands in anderen Ländern, insbesondere für Futtermittelimporte. Daher sollte das Pro-Kopf-Bioenergiebudget in Richtung eines Pro-Kopf-Flächenbudgets weiterentwickelt werden [Bringezu et al. 2009], da unseres Erachtens nicht Energie, sondern Fläche der limitierende Faktor ist. Dazu bedarf es einer aktuellen (Netto-)Flächenbilanz für Deutschland, die sämtliche Importe und Exporte von Biomasse (rohe und veredelte Lebens- und Futtermittel, Holz und sonstige Non-food-Biomasse) berücksichtigt.

5.1.2 Biomasseimporte: Status quo und Perspektiven

Biomasseimporte sind aus Nachhaltigkeitsgründen sehr umstritten, da sie zu Landnutzungskonflikten und -änderungen in anderen Ländern führen können. Nach langer Debatte wurden im Jahr 2009 mit der Europäischen Erneuerbare-Energien-Richtlinie (2009/28/EG, RED) erstmals verbindliche Nachhaltigkeitskriterien für Biomasse eingeführt. Allerdings gelten diese Nachhaltigkeitskriterien bislang nur für flüssige Bioenergieträger, nicht jedoch für feste und gasförmige Bioenergieträger.

Im Jahr 2012 wurden flüssige Bioenergieträger mit einem Gesamtenergiegehalt von 181 PJ nach Deutschland importiert (davon 56 PJ aus EU-Staaten, 72 PJ aus Drittstaaten und 51 PJ ohne Zuordnung) und nur 88 PJ (33 %) heimisch erzeugt [BLE 2013]. In dieser Statistik ist Biomasse erfasst, die unter die Biokraft-NachV oder die BioSt-NachV fällt, mit denen die RED in Deutschland implementiert wurde. Importe von anderer Biomasse wie beispielsweise Holz sind darin nicht enthalten.

Dies zeigt, dass bereits heute in beträchtlichem Umfang Biomasseimporte stattfinden. Angesichts der globalen Struktur der Agrarmärkte ist davon auszugehen,

dass Biomasse auch zukünftig international gehandelt und von Weltregionen mit hohem Biomassebedarf importiert wird – und ggf. in veredelter Form als Fleisch, Milchprodukte oder biobasierte Produkte wieder exportiert wird. Eine Abschottung des deutschen Marktes erscheint unrealistisch, allerdings sollte sich die Höhe der Importe am oben andiskutierten Pro-Kopf-Flächenbudget orientieren.

Diese Größenordnung soll der Tatsache Rechnung tragen, dass im internationalen Wettbewerb immer ein gewisser Teil der genutzten Biomasse importiert werden wird. Es wird aber auch sichergestellt, dass ein überwiegender Teil (75 % bezogen auf die Endenergie) der Biomasse aus dem Inland stammt. Dies verhindert, dass Deutschland durch übergroße Biomasseimporte bestimmte Herausforderungen der Systemintegration indirekt ins Ausland verlagert.

5.1.3 Nawaro-Anbau: Status quo und Perspektiven

Im Jahr 2014 wurden in Deutschland auf rund 2,1 Mio. ha Energiepflanzen angebaut. Weitere 0,3 Mio. ha entfielen auf Industriepflanzen für die stoffliche Nutzung [FNR 2015]. Die zukünftige Entwicklung der für Nawaro verfügbaren Anbaufläche wird in der Literatur sehr unterschiedlich bewertet: Die Bandbreite reicht hierbei von 0 bis 7 Mio. ha in Deutschland [Zeddies et al. 2012]. Ursache hierfür sind Unterschiede hinsichtlich der hinterlegten Szenarioannahmen [Rettenmaier et al. 2010]. Viele Studien neueren Datums greifen immer noch auf die von [Nitsch et al. 2004] bzw. [Fritsche und Öko-Institut 2004] ermittelte Fläche von 4,2 Mio. ha zurück, obwohl diese Studien mittlerweile mehr als 10 Jahre zurückliegen. Die folgenden, aktuell diskutierten Aspekte bleiben daher weitestgehend unberücksichtigt:

- Der zukünftige Biomassebedarf für innovative stoffliche Nutzungen (z. B. für Biochemikalien oder Biokunststoffe) sowie mögliche Entsorgungsoptionen dieser biobasierten Produkte (z. B. thermische Verwertung) werden in allen Studien unzureichend berücksichtigt.
- In vielen Studien werden auch in Zukunft hohe Ertragssteigerungsraten angesetzt (lineare Fortschreibung auf Basis historischer Daten), wobei aktuell beobachtete Stagnationen (z. B. bei Weizen) sowie mögliche – positive wie negative – Effekte des Klimawandels auf die Erträge weitestgehend unberücksichtigt bleiben.
- Hohe Erträge setzen eine intensive Bewirtschaftung der landwirtschaftlichen Flächen voraus. Dies führt zu hohen Stickstoff-Bilanzüberschüssen [BMELV und BMU 2012] und stellt insbesondere aus Gewässerschutzgründen keine nachhaltige Praxis dar [SRU 2007; Steffen et al.

2015]. Eine Extensivierung der Bewirtschaftung würde zu einem höheren Flächenbedarf für Lebens- und Futtermittel führen und die für andere Zwecke verfügbare Fläche deutlich schrumpfen lassen.

- Auch aus Klimaschutzgründen ist der Stickstoffdüngerinput aufgrund der damit verbundenen N_2O-Emissionen kritisch zu sehen, insbesondere, wenn ambitionierte Klimaschutzziele (90 bis 95 % Einsparung) erreicht werden sollen. Als mögliche Maßnahme zur Zielerreichung wird von [Öko-Institut und Fraunhofer ISI 2014] eine deutliche Reduktion des Mineraldüngerinputs vorgeschlagen. Dadurch würden aber die Erträge sämtlicher Kulturarten sinken, was zu einem erhöhten Flächenbedarf für Lebens- und Futtermittel führen würde, zu Lasten der Nawaro.
- In allen Studien wird eine bilanzielle Selbstversorgung Deutschlands mit Lebens- und Futtermitteln unterstellt. Vor dem Hintergrund einer steigenden Weltbevölkerung bei sich gleichzeitig ändernden Ernährungsgewohnheiten muss jedoch auch ein Beitrag Deutschlands zur globalen Ernährungssicherheit diskutiert werden. [Zeddies et al. 2012] untersuchten dies in einem Szenario und kommen zu dem Ergebnis, dass in diesem Fall keinerlei Fläche für Non-food-Zwecke (z. B. Bioenergie) zur Verfügung stünde.

5.2 Biomassepotenzialrestriktionen in dieser Studie

5.2.1 Rest- und Abfallstoffe

Reststoffe umfassen Koppelprodukte aus der Land- und Forstwirtschaft (z. B. Gülle, Reststroh oder Waldrestholz) sowie aus der Biomasse verarbeitenden Industrie (Lebensmittel-, Holz-, Papier- und Möbelindustrie). Eine saubere Abgrenzung von „echten“ Abfallstoffen ist schwierig (nicht alle Abfälle haben einen negativen ökonomischen Wert), so dass diese Stoffgruppen gemeinsam betrachtet werden.

In der Literatur finden sich zahlreiche Studien, die das inländische Potenzial aus Rest- und Abfallstoffen auf 700 bis 900 PJ/a ansetzen. Dabei ist auffallend, dass auch Studien neueren Datums [Prognos und Öko-Institut 2009; Thrän et al. 2010; Nitsch et al. 2012; Gerhardt et al. 2015] immer wieder auf die Zahlen von [Nitsch et al. 2004] bzw. [Fritsche und Öko-Institut 2004] zurückgreifen. In Ermangelung besserer Zahlen wird in dieser Studie daher auf das Szenario „Naturschutz Plus“ aus [Nitsch et al. 2004] zurückgegriffen (siehe Tabelle 4). Eine nach diesem Beschluss veröffentlichte Studie von [Brosowski et al. 2015] zum Status quo der Biomassepotenziale von Rest- und Abfallstoffen beziffert das Potenzial auf insgesamt

989 PJ/a (541 PJ/a derzeit genutzt, 448 PJ/a ungenutzt) und liegt damit etwas über der o. g. Bandbreite. Insgesamt zeichnet sich jedoch quer über alle Studien hinweg ein recht einheitliches Bild der Potenziale von Rest- und Abfallstoffen ab.

Tabelle 4: Brennstoffpotenziale von Rest- und Abfallstoffen für die Szenarien „Naturschutz Plus“ und „Basis“

[PJ/a]	2010	2020	2030	2040	2050
Naturschutz Plus	677	696	705	715	724
-davon fest	*532*	*551*	*564*	*573*	*581*
-davon gasförmig	*145*	*145*	*141*	*142*	*143*
Basis	894	891	898	899	900
-davon fest	*739*	*739*	*748*	*746*	*744*
-davon gasförmig	*155*	*152*	*150*	*153*	*156*

Quelle: [Nitsch et al. 2004]

5.2.2 Anbaubiomasse (Nawaro)

Anbaubiomasse umfasst Biomasse, deren Kultivierung mit dem Ziel der stofflichen oder energetischen Verwertung erfolgt. Nachwachsende Rohstoffe können sowohl auf landwirtschaftlichen Flächen angebaut werden (z. B. einjährige Kulturpflanzen, mehrjährige Gräser und Holz aus Kurzumtriebsplantagen) als auch durch die Forstwirtschaft in Form von Stamm- und Industrieholz bereitgestellt werden.

Ein Großteil der landwirtschaftlichen Flächen wird allerdings für die Produktion von Lebens- und Futtermitteln benötigt. Dieser Flächenbedarf wird bei allen Biomassepotenzialstudien berücksichtigt und steht nicht für den Anbau von Nawaro zur Verfügung.

In der Literatur finden sich zahlreiche Studien, deren Aussagen zum Flächenpotenzial für Anbaubiomasse jedoch weit auseinanderliegen. Die Bandbreite reicht dabei von 0 bis 7 Mio. ha in Deutschland [Zeddies et al. 2012]. Ursache hierfür sind unterschiedliche Szenarienannahmen zur Bevölkerungsentwicklung, zu Ernährungsgewohnheiten (insbesondere Fleischkonsum) und zu Ertragssteigerungen [Rettenmaier et al. 2010]. Diese Parameter sind sehr sensitiv und wirken sich unmittelbar auf die für andere Zwecke verfügbare Fläche aus. Um diese Fläche konkurriert der Nawaro-Anbau (Energie- *und* Industriepflanzen) unter anderem mit flächenrelevanten Nachhaltigkeitszielen (Natur-, Boden- und Gewässerschutz, Ökolandbau etc.). In [Nitsch et al. 2004] finden sich gute Ansätze, solche flächenrelevanten Nachhaltigkeitsziele in Biomassepotenzialstudien zu berücksichtigen.

Dagegen sind andere wichtige Aspekte in den meisten Studien nur unzureichend einbezogen, beispielsweise der zukünftige Biomassebedarf für innovative stoffliche Nutzungen (z. B. für Biochemikalien und Biokunststoffe), die Effekte des Klimawandels auf zukünftige Ertragssteigerungen sowie die aus Klima- und Gewässerschutzgründen nötige Reduktion des Stickstoffdünger-Inputs [Nitsch et al. 2004; Fritsche und Öko-Institut 2004; SRU 2007; Steffen et al. 2015] und damit verbundene Ertragsrückgänge. Die Folge wäre ein erhöhter Flächenbedarf zur Deckung des Bedarfs an Lebens- und Futtermitteln.

Aus diesen Gründen wird in dieser Studie angesetzt, dass die Anbaufläche für Energiepflanzen von derzeit 2,1 Mio. ha [FNR 2015] moderat auf nur 2,6 Mio. ha im Jahr 2030 ansteigt und dann konstant auf diesem Niveau bleibt (siehe Tabelle 5). Zusätzlich wird die Fläche für Biogas-/Biomethansubstrate auf dem heutigen Niveau von 1,25 Mio. ha nach oben begrenzt. Die Anbauflächen für Industriepflanzen steigen von 0,2 Mio. ha (2010) auf 1,0 Mio. ha (2050).

Tabelle 5: Flächenpotenzial für den Anbau nachwachsender Rohstoffe (Nawaro) in Deutschland 2010 bis 2050

[Mio. ha]	2010	2020	2030	2040	2050
Σ Nawaro	2,2	2,7	3,2	3,4	3,6
-davon stofflich	0,2	0,4	0,6	0,8	1,0
-davon energetisch	2,0	2,3	2,6	2,6	2,6
-davon max. gasförmig	1,00	1,25	1,25	1,25	1,25

Das Brennstoffpotenzial der Anbaubiomasse ist abhängig von der Nachfrage nach fester, flüssiger und gasförmiger Biomasse, die sich wiederum auf das Spektrum der angebauten Kulturpflanzen auswirkt. Diese unterscheiden sich stark hinsichtlich des Energieertrags pro Fläche: Das höchste Brennstoffpotenzial wird erzielt, wenn schnell wachsende Hölzer (Kurzumtriebsplantagen, KUP) oder Biogas- / Biomethansubstrate einen hohen Anteil an der Anbaufläche haben. Dagegen fällt es deutlich geringer aus, wenn überwiegend Zucker-, Stärke- oder Ölpflanzen für flüssige Biokraftstoffe angebaut werden.

5.2.3 Biomasseimporte

Biomasseimporte sind aus Nachhaltigkeitsgründen sehr umstritten, da sie zu Landnutzungskonflikten und -änderungen in anderen Ländern führen können. Diese Kontroverse spiegelt sich auch in der in der Literatur zu findenden Bandbreite wider: Während Studien von [Nitsch et al. 2012] und [Gerhardt et al. 2015]

auf jegliche Biomasseimporte verzichten, setzen [Prognos et al. 2014] einen moderaten Import an (im Jahr 2050 von 0 PJ/a im Trendszenario bis 215 PJ/a im Zielszenario). Den höchsten Biomasseimport mit rund 900 PJ/a im Jahr 2050 setzen [Öko-Institut und Fraunhofer ISI 2014] an.

Aufgrund der Tatsache, dass bereits heute in beträchtlichem Umfang Biomasseimporte stattfinden und angesichts der globalen Struktur der Agrarmärkte gehen wir davon aus, dass Biomasse auch zukünftig international gehandelt und von Weltregionen mit hohem Biomassebedarf importiert wird. Dennoch werden Biomasseimporte im Rahmen dieser Studie auf maximal 30 % des heimischen Biomassepotenzials begrenzt. Diese Größenordnung soll der Tatsache Rechnung tragen, dass im internationalen Wettbewerb immer ein gewisser Teil der genutzten Biomasse importiert werden wird. Es wird aber auch sichergestellt, dass ein überwiegender Teil (75 % bezogen auf die Endenergie) der Biomasse aus dem Inland stammt. Dies verhindert, dass Deutschland durch übergroße Biomasseimporte bestimmte Herausforderungen der Systemintegration indirekt ins Ausland verlagert.

Diese Limitierung entspricht einer Obergrenze von knapp über 300 PJ/a ab dem Jahr 2030. Bei der importierten Biomasse handelt es sich fast ausschließlich um Anbaubiomasse für flüssige Brennstoffe. Bei der Ermittlung des damit verbundenen Flächenbedarfs wird für die importierte Biomasse derselbe Energieertrag pro Fläche wie in Deutschland unterstellt. Da jedoch das Spektrum der angebauten Kulturpflanzen sehr groß ist, sind Energieertrag und Flächenbedarf mit erheblichen Unsicherheiten behaftet. Beispielsweise unterscheidet sich der Energieertrag pro Fläche bei den Ölpflanzen zwischen Soja und Ölpalme um den Faktor 7,7; bei den Zucker- und Stärkepflanzen liefert Zuckerrohr rund dreimal so viel Energie wie Mais, welcher noch doppelt so viel Energie bringt wie Weizen. Bei einem günstigen Kulturpflanzenmix (dominiert von Ölpalme und Zuckerrohr) ließe sich der resultierende Flächenbedarf im Ausland mehr als halbieren, bei einem ungünstigen Mix könnte er dagegen sogar 2,5- bis 3-mal höher liegen.

5.3 Biomassegesamtpotenzial in dieser Studie

Die Nachfrage nach fester, flüssiger und gasförmiger Biomasse in den einzelnen Szenarien wirkt sich insbesondere auf das Spektrum der angebauten Kulturpflanzen und damit auf das Brennstoffpotenzial der Anbaubiomasse aus. Im Rahmen der Arbeiten dieser Studie wird dabei zunächst eine Biomasseallokation auf die einzelnen Sektoren und Nutzungspfade durch Fraunhofer ISI durchgeführt, orientiert am modellendogenen Grenznutzen des Biomasseeinsatzes. Anschließend

nimmt das IFEU mit Hilfe von Technologiekennwerten und Biomasseerträgen (bis 2050) aus dem „Meilensteine 2030“-Projekt [DBFZ et al. 2015] eine Rückrechnung der benötigten Biomassen und Anbauflächen vor und vollzieht einen Abgleich zwischen Biomassenachfrage und -angebot. Auf diese Weise wird sichergestellt, dass der Gesamtbiomasseeinsatz im Rahmen der selbst gesetzten Grenzen bleibt. Die Ergebnisse für die einzelnen Szenarien werden im Berichtsmodul U „Ökologische Evaluierung von *Referenzszenario*, *restriktionsarmes Szenario* und *Basisszenario*“ sowie den darauffolgenden Berichten diskutiert. Tabelle 6 fasst die maximal nutzbaren Biomassepotenziale zusammen, die sich aus den in diesem Kapitel diskutierten Herkunftsarten ergeben.

Tabelle 6: Brennstoffpotenziale aus Biomasse in dieser Studie

	Einheit	**2010**	**2020**	**2030**	**2040**	**2050**
Anbaubiomasse…						
... Flächenpotenzial	*Mio. ha*	*2,0*	*2,3*	*2,6*	*2,6*	*2,6*
… Energieertrag	*GJ/(ha*a)*	*95*	*109*	*119*	*134*	*146*
… energ. Potenzial	PJ/a	191	250	310	349	379
Rest und Abfallstoffe	PJ/a	677	696	705	715	724
Biomasseimporte	PJ/a	260	284	305	319	331
Gesamtpotenzial	**PJ/a**	**1.128**	**1.230**	**1.320**	**1.383**	**1.434**

6 Literatur

[BLE 2013] Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung: *Evaluations- und Erfahrungsbericht für das Jahr 2012: Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung und Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung. Zugegriffen:* 17. November 2016.

[BMELV und BMU 2012] Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz und Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit: *Nitratbericht 2012*. Online: http://www.bmel.de/SharedDocs/Downloads/Landwirtschaft/Klima-und-Umwelt/Nitratbericht-2012.pdf?__blob=publicationFile. Zugegriffen: 17. November 2016.

[Bringezu et al. 2009] Bringezu, S.; Schütz, H.; Arnold, K.; Merten, F.; Kabasci, S.; Borelbach, P.; Michels, C.; Reinhardt, G. A. und Rettenmaier, N.: *Global implications of biomass and biofuel use in Germany – Recent trends and future scenarios for domestic and foreign agricultural land use and resulting GHG emissions.*

[Brosowski et al. 2015] Brosowski, A.; Adler, P.; Erdmann, G.; Thrän, D.; Mantau, U.; Blanke, C.; Mahro, B.; Hering, T. und Reinholdt, G.: *Biomassepotenziale von Rest- und Abfallstoffen. Status quo in Deutschland. Gefördert durch das BMEL. Zugegriffen:* 18. November 2016.

[DBFZ et al. 2015] Deutsches Biomasseforschungszentrum; Thrän, D.; Arendt, O.; Ponitka, J.; Braun, J.; Millinger, M.; Wolf, V.; Banse, M.; Schaldach, R.; Schüngel, J.; Gärtner, S.; Rettenmaier, N.; Hünecke, K.; Hennenberg, K.; Wern, B.; Baur, F.; Fritsche, U. und Gress, H.-W.: *Meilensteine 2030 Elemente und Meilensteine für die Entwicklung einer tragfähigen nachhaltigen Bioenergiestrategie. Gefördert durch das BMWi. DBFZ, UFZ, TI, CESR, IFEU, Öko-Institut e. V., IZES & IINAS.* Deutsches Biomasseforschungszentrum. Online: https://www.energetische-biomassenutzung.de/de/meilensteine-2030/ergebnisse.html. Zugegriffen: 18. November 2016.

[destatis 2012] Statistisches Bundesamt: *Varianten der 12. koordinierten Bevölkerungsvorausberechnung.* Statistisches Bundesamt (destatis).

[Edenhofer 2011] Edenhofer, O.: *Präsentation: "The IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation". Präsentation vom 24.09.2011*. Online: http://www.economicpolicyresearch.org/images/docs/SCEPA_blog/economics_of_climate_change/Edenhofer_Presentation_Sept_2011_Compatibility_Mode.pdf. Zugegriffen: 18. November 2016.

[Europäische Kommission 2013] Europäische Kommission: *Trends to 2050. Reference Scenario 2013.* Europäische Kommission. Online: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/trends_to_2050_update_2013.pdf Reference Scenario 2013.

[FNR 2015] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V.: *Mediathek - Anbaufläche für nachwachsende Rohstoffe. Anbau nachwachsender Rohstoffe in Deutschland*

2014. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR). Online: https://mediathek.fnr.de/grafiken/pressegrafiken/anbauflache-fur-nachwachsende-rohstoffe.html. Zugegriffen: 18. November 2016.

[Fritsche und Öko-Institut 2004] Fritsche, U. und Öko-Institut e. V.: *Stoffstromanalyse zur nachhaltigen energetischen Nutzung von Biomasse. Gefördert durch das BMU.* Öko-Institut e. V. (Öko-Institut); Fraunhofer Institut für Umwelt; Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT (Fraunhofer UMSICHT); TU Braunschweig & TU München; Institut für Zukunfts Energie Systeme (IZES); Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg (IFEU); Institut für Energetik und Umwelt (IE). Zugegriffen: 18. November 2016.

[Gerhardt et al. 2015] Gerhardt, N.; Scholz, A.; Hahn, H.; Schumacher, P.; Sager, C.; Bergk, F.; Kämper, C.; Knörr, W.; Kräck, J.; Lambrecht, U.; Antoni, O.; Hilpert; Merkel, T. und Müller, T.: *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.* Fraunhofer- Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (Fraunhofer IWES); Fraunhofer- Institut für Bauphysik (Fraunhofer IBP). Online: http://www.energiesystemtechnik.iwes.fraunhofer.de/content/dam/iwes-neu/energiesystemtechnik/de/Dokumente/Veroeffentlichungen/2015/Interaktion_EEStrom_Waerme_Verkehr_Endbericht.pdf. Zugegriffen: 18. November 2016.

[Nitsch et al. 2004] Nitsch, J.; Krewitt, W.; Nast, M.; Viebahn, P.; Gärtner, S.; Pehnt, M.; Reinhardt, G.; Schmidt, R.; Uihlein, A.; Barthel, C.; Fischedick, M. und Merten, F.: *Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland. Im Auftrag des BMU.* Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Institut für Energie- und Umweltforschung (IFEU), IUS Weisser & Ness GmbH & Wuppertal Institut für Klima, Umwelt und Energie (WI).

[Nitsch et al. 2012] Nitsch, J.; Pregger, T.; Naegler, T.; Heide, D.; Tena, D. L. de; Trieb, F.; Scholz, Y.; Nienhaus, K.; Gerhardt, N.; Sterner, M.; Trost, T.; Oehsen, A. von; Schwinn, R.; Pape, C.; Hahn, H.; Wickert, M. und Wenzel, B.: *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Im Auftrag des BMU.*

[OECD 2012] Organisation for Economic Co-operation and Development: *OECD Economic Outlook, Volume 2012 Issue 1.* Online: http://www.oecd-ilibrary.org/economics/oecd-economic-outlook-volume-2012-issue-1_eco_outlook-v2012-1-en.

[Öko-Institut und Fraunhofer ISI 2014] Öko-Institut e. V. und Frauhofer Institut für System- und Innovationsforschung: *Klimaschutzszenario 2050. 1. Modellierungsrunde. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktor-sicherheit*. Online: www.oeko.de/oekodoc/2065/2014-638-de.pdf.

[Prognos et al. 2014] Prognos AG; Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln und Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung mbH: *Entwicklung der Energiemärkte–Energiereferenzprognose. Im Auftrag des Bundesministeriums*

für Wirtschaft und Technologie. Prognos AG, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI), Gesellschaft für wirtschaftliche Strukturforschung (GWS). Prognos AG (Prognos); Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI); Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung mbH (GWS).

[Prognos und Öko-Institut 2009] Prognos AG und Öko-Institut e. V.: *Modell Deutschland. Klimaschutz bis 2050: Vom Ziel her denken*. Online: http://www.wwf.de/fileadmin/fm-wwf/Publikationen-PDF/WWF_Modell_Deutschland_Endbericht.pdf. Zugegriffen: 27. Januar 2017.

[Rettenmaier et al. 2010] Rettenmaier, N.; Schorb, A.; Köppen, S.; Berndes, G.; Christou, M.; Dees, M.; Domac, J.; Eleftheriadis, I.; Goltsev, V. und Kajba, D.: *Status of Biomass Resource Assessments, Version 3 (deliverable D3. 6). Biomass Energy Europe Project. Gefördert durch die Europäische Kommission.*

[SRU 2007] Sachverständigenrat für Umweltfragen: *Klimaschutz durch Biomasse. Sondergutachten.* Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU). Online: http://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/02_Sondergutachten/2007_SG_Biomasse_Buch.pdf?__blob=publicationFile. Zugegriffen: 18. November 2016.

[Steffen et al. 2015] Steffen, W.; Richardson, K.; Rockstrom, J.; Cornell, S. E.; Fetzer, I.; Bennett, E. M.; Biggs, R.; Carpenter, S. R.; Vries, W. de; Wit, C. A. de; Folke, C.; Gerten, D.; Heinke, J.; Mace, G. M.; Persson, L. M.; Ramanathan, V.; Reyers, B. und Sorlin, S.: *Sustainability. Planetary boundaries: guiding human development on a changing planet.*

[Thrän et al. 2010] Thrän, D.; Buchhorn, M.; Bunzel, K.; Seyfert, U.; Zeller, V.; Müller, K.; Matzdorf, B.; Gaasch, N.; Klöckner, K.; Möller, I.; Starick, A.; Brandes, J.; Günther, K. P.; Tum, M.; Zeddies, J.; Schönleber, N.; Gamer, W.; Schweinle, J.; Weimar, H.; Parker, J. und Wacker, A.: *Globale und regionale Verteilung von Biomassepotenzialen Status-quo und Möglichkeiten der Präzisierung.* Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS). Online: http://elib.dlr.de/68879/. Zugegriffen: 17. November 2016.

[United Nations 2015] United Nations: *World Population Prospects The 2015 Revision. Working Paper No. ESA/P/WP.241*. Online: https://esa.un.org/unpd/wpp/publications/files/key_findings_wpp_2015.pdf. Zugegriffen: 18. November 2016.

[WBGU 2009] Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen: *Zukunftsfähige Bioenergie und nachhaltige Landnutzung.* Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen (WBGU). Online: http://www.wbgu.de/fileadmin/templates/dateien/veroeffentlichungen/hauptgutachten/jg2008/wbgu_jg2008.pdf. Zugegriffen: 18. November 2016.

[Zeddies et al. 2012] Zeddies, J.; Bahrs, E.; Schönleber, N. und Gamer, W.: *Globale Analyse und Abschätzung des Biomasse-Flächennutzungspotentials. „Optimierung der Biomassenutzung nach Effizienz in Bereitstellung und Verwendung unter Berücksichtigung von Nachhaltigkeitszielen und Welternährungssicherung"*. Online:

http://docplayer.org/10843687-Globale-analyse-und-abschaetzung-des-biomasse-flaechennutzungspotentials.html. Zugegriffen: 18. November 2016.