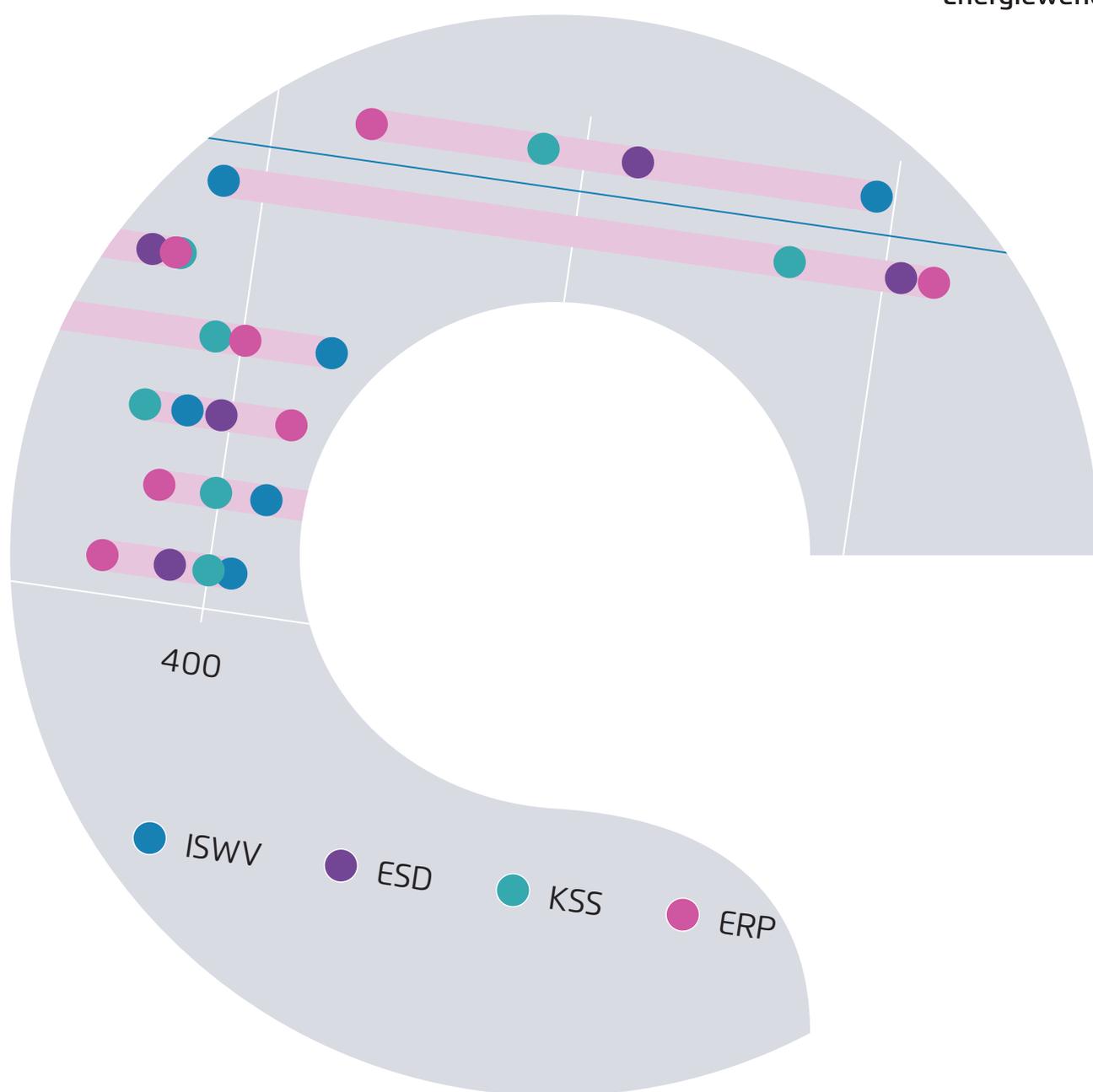


Wie hoch ist der Stromverbrauch in der Energiewende?

Energiepolitische Zielszenarien 2050 –
Rückwirkungen auf den Ausbaubedarf von
Windenergie und Photovoltaik

STUDIE

Agora
Energiewende



Wie hoch ist der Stromverbrauch in der Energiewende?

IMPRESSUM

STUDIE

Wie hoch ist der Stromverbrauch in der Energiewende?

Energiepolitische Zielszenarien 2050 – Rückwirkungen auf den Ausbaubedarf von Windenergie und Photovoltaik

ERSTELLT VON

Agora Energiewende
Rosenstraße 2 | 10178 Berlin

Projektleitung: Matthias Deutsch
matthias.deutsch@agora-energiewende.de

unter Mitwirkung von:
Andreas Jahn (Regulatory Assistance Project)
Alexandra Langenheld | Philipp Litz
Dr. Barbara Praetorius

DURCHFÜHRUNG DER STUDIE

Fraunhofer-Institut für Windenergie und
Energiesystemtechnik (IWES)
Königstor 59 | 34119 Kassel

Autoren:
Norman Gerhardt | Fabian Sandau

Korrekturat: infotext GbR, Berlin
Satz: UKEX GRAPHIC, Ettlingen
Titelbild: Eigene Darstellung

086/19-S-2015/DE

Korrigierte Version
Veröffentlichung: Oktober 2015

DANKSAGUNG

Wir danken den Teilnehmern des Expertenworkshops für die Beiträge zur Diskussion und den Verantwortlichen der in dieser Analyse verglichenen Szenariostudien für ihre Mitwirkung – darunter Vertreter des Fraunhofer-Instituts für Solare Energiesysteme, des Öko-Instituts und der Prognos AG. Die Verantwortung für die Ergebnisse und Schlussfolgerungen liegt ausschließlich bei Agora Energiewende und Fraunhofer IWES.

Bitte zitieren als:

Fraunhofer IWES (2015): *Wie hoch ist der Stromverbrauch in der Energiewende? Energiepolitische Zielszenarien 2050 – Rückwirkungen auf den Ausbaubedarf von Windenergie und Photovoltaik*. Studie im Auftrag von Agora Energiewende.

www.agora-energiewende.de

Vorwort

Liebe Leserin, lieber Leser,

die energiepolitische Diskussion um Erneuerbare Energien konzentriert sich zurzeit fast ausschließlich auf die Ausbauziele im Stromsektor: Die Erneuerbare-Energien-Anteile am Stromverbrauch sollen von aktuell gut 27 Prozent auf 40 bis 45 Prozent im Jahr 2025, 55 bis 60 Prozent im Jahr 2035 und mindestens 80 Prozent im Jahr 2050 steigen. Dabei bleibt zumeist die Frage offen, wie viel Strom denn langfristig benötigt wird – gerade auch vor dem Hintergrund, dass die Klimaschutzziele in den Sektoren Wärme und Verkehr nur dann erfüllt werden können, wenn dort verstärkt Strom aus Erneuerbaren Energien zum Einsatz kommt.

Der Stromverbrauch im Jahr 2050 ist insofern grundlegend für die Planung des Ausbaupfads für die Erneuerbaren Energien. Die energiepolitischen Zielszenarien kommen aber zu grundverschiedenen Ergebnissen: Die Spannbreite des Bedarfs der zentralen Studien reicht von rund 450 bis hin zu 800 Terawattstunden elektrischer Jahresarbeit. Der Grund liegt in den unterschiedlichen Annahmen der modellierten Szenarien.

Einen breiten, transparenten Diskurs über die Annahmen gibt es bislang noch nicht.

Um die Grundlage für eine sachorientierte Diskussion zu legen, hat Agora Energiewende das Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik IWES damit beauftragt, vier sektorübergreifende Zielszenarien für das Jahr 2050 hinsichtlich des resultierenden Strombedarfs zu vergleichen und die Gründe für die Abweichungen herauszuarbeiten. Der Vergleich macht deutlich, wie entscheidend einige wenige Annahmen sind. Um Szenarien besser vergleichbar zu machen und einen robusten Ausbaupfad für Erneuerbare Energien aufzuzeigen, sollten Energiewende-Szenarien deshalb Mindeststandards der Transparenz erfüllen.

Ich wünsche Ihnen eine anregende Lektüre!

Ihr

Dr. Patrick Graichen, Direktor Agora Energiewende

Die Ergebnisse auf einen Blick

1

Energiewendeszenarien müssen alle Sektoren und Emissionen gemäß Kyoto-Protokoll umfassen. Denn der stärkste Treiber für abweichende Ergebnisse im Strombedarf sind unterschiedliche Interpretationen der Klimaschutzziele sowie unterschiedliche Abdeckungen der nichtenergetischen Emissionen. Für mehr Vergleichbarkeit sollten öffentliche Auftraggeber hier für mehr Klarheit bei zentralen Annahmen sorgen.

2

Für robuste Ausbaupfade der Erneuerbaren Energien stellt die Annahme zur Verfügbarkeit von Biomasse eine wichtige Einflussgröße dar. Die Annahmen zu Biomasseimporten beeinflussen den Strombedarf erheblich; die Spannbreite liegt zwischen 0 und 200 Terawattstunden (Primärenergie) im Jahr 2050. Geht man davon aus, dass Biomasse aufgrund von Nutzungskonkurrenzen und steigender Bevölkerung weltweit ein knappes Gut sein wird, bedeutet dies einen entsprechend höheren Stromeinsatz im Verkehr.

3

Ohne ambitionierte Effizienzsteigerungen insbesondere im Wärmesektor erhöht sich der Strombedarf deutlich. Die Annahme hoher Dämmstandards bei der Gebäudesanierung halbiert den Wärmebedarf der betreffenden Haushalte. Wird dieses Effizienzniveau nicht erreicht, könnte der Stromverbrauch 2050 um 100 Terawattstunden pro Jahr höher ausfallen. Aber auch bei Industrie und allgemeinem Verbrauch ist Effizienz entscheidend für die Stromverbrauchsannahmen.

4

Der Ausbau der Erneuerbaren Energien muss die wachsende Bedeutung von Strom berücksichtigen. Der Strombedarf wird 2050 höher liegen, als bislang vielfach angenommen, wenn das Klimaschutzziel nach Kyoto eingehalten, Biomasse für den Verkehr nur begrenzt verfügbar und die energetische Gebäudesanierung nicht vollständig realisiert wird. Ein Windkraft- und Photovoltaikausbau von 2,5 Gigawatt netto pro Jahr gemäß EEG 2014 reicht dann nicht aus.

Inhalt

Summary	5
1 Einleitung	9
2 Zielszenarien 2050	11
2.1 Szenarienübersicht und EE-Ausbaupfade	11
2.2 Kurzdarstellung der untersuchten Szenarien	14
3 Zentrale Treiber	19
3.1 Überblick	19
3.2 Interpretation von Klimazielen	20
3.2.1 Szenarienvergleich	20
3.2.2 ISWV-Variantenrechnung	22
3.2.3 Diskussion	22
3.3 Verfügbarkeit von Biomasse und Rolle der Solarthermie	24
3.3.1 Szenarienvergleich	24
3.3.2 ISWV-Variantenrechnung	26
3.3.3 Diskussion	27
3.4 Verfügbarkeit von EE-Stromimporten und die Rolle Europas	28
3.4.1 Szenarienvergleich	28
3.4.2 Diskussion	28
3.5 Bedarfsentwicklung in den Sektoren Verkehr und Wärme im Bereich Gebäude und Industrie	29
3.5.1 Szenarienvergleich	29
3.5.2 ISWV-Variantenrechnung	32
3.5.3 Diskussion	33
3.6 Weitere Einflüsse wie sozioökonomische Rahmendaten, Modellcharakteristik und Stromeffizienz	34
3.6.1 Szenarienvergleich	34
3.6.2 Diskussion	36
4 Zusammenfassung und Fazit	37
4.1 Wesentliche Treiber des Stromverbrauchs	37
4.2 Anforderungen an einen robusten Szenariokorridor	37
4.3 Auswirkungen auf den Ausbaupfad für Erneuerbare Energien	38
4.4 Ausblick	39

Inhalt

5	Anhang	41
5.1	Transparenzanforderungen	41
5.2	Szenariodaten	41
Quellen		45

Summary

Background

Renewable energy policy debates in Germany focus at present almost exclusively on targets for expanding the deployment of renewables in the electricity sector. By 2025, Germany aims to cover 40 to 45 percent of electricity demand with renewables, up from 27 percent today. The targets for 2035 and 2050 are 55 to 60 percent and a minimum of 80 percent, respectively. Yet how much electricity will be needed in the future has not been addressed – and this is an issue of crucial importance, considering that climate change mitigation goals in the heat and transport sectors can only be achieved if the share of renewable electricity used in these sectors increases. Accordingly, projected electricity demand in 2050 is of fundamental importance when planning the development path for renewable energy.

Objectives and scope of work

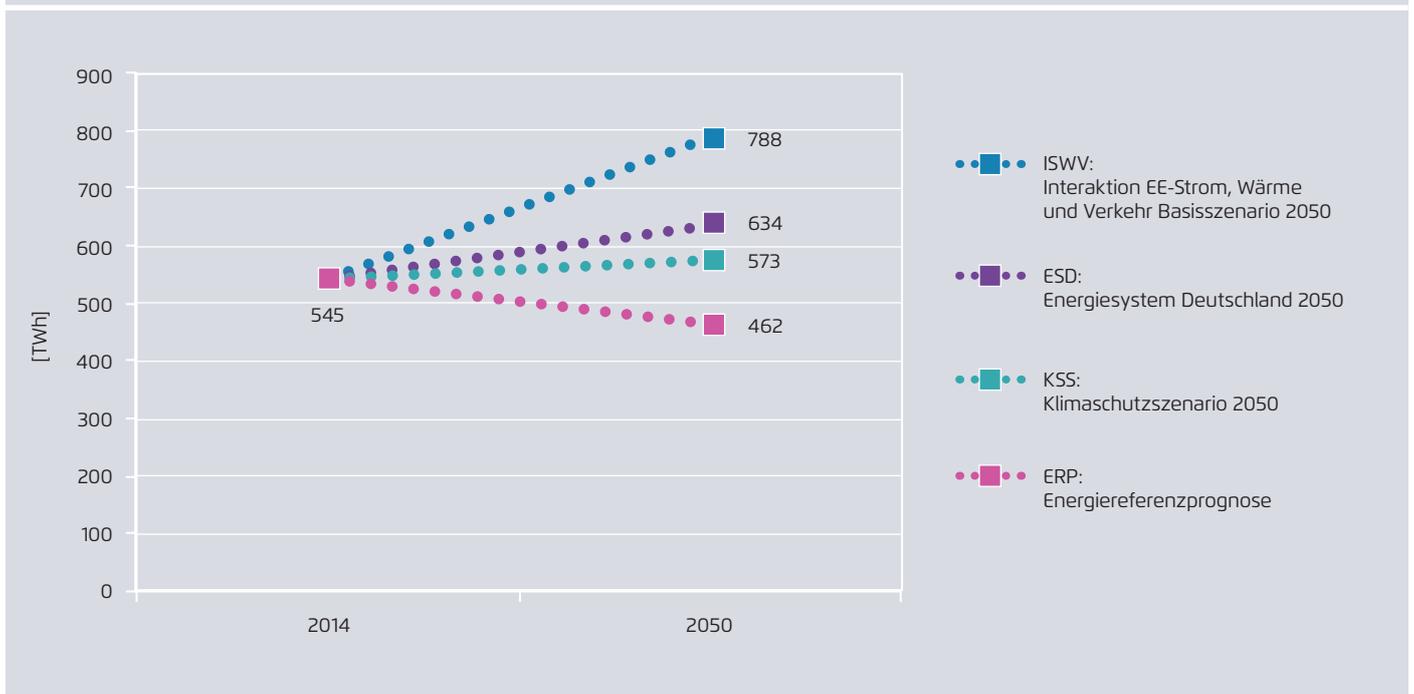
In the analysis that is presented in the following, four cross-sectoral scenarios, each with a greenhouse-gas emissions reduction goal of 80 percent over that of 1990 (i.e. the low-end target for 2050), are compared with regard to electricity demand and their underlying assumptions. These scenarios are, specifically: *Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr (ISWV)*; *Energiesystem Deutschland 2050 (ESD)*; *Klimaschutzszenario 2050 (KSS)* and the "Zielszenario" of the *Energierferenzprognose (ERP)*.

Electricity demand in 2050

In the above studies, cross-sectoral net electricity consumption varies considerably – from 462 terawatt hours in the ERP scenario to 788 terawatt hours in the ISWV scenario (see Figure 1). This large deviation in electricity demand implies divergent levels of renewable electricity gen-

Comparison of net electricity consumption plus grid losses in the scenarios for 2050

Figure 1



Authors' figure; for 2050: ISWV: Fh-IWES et al. (2015); ESD: Fh-ISE (2013); KSS: Öko-Institut et al. (2014); ERP: Prognos et al. (2014); for 2014: BDEW (2015)

eration capacity in 2050, ranging from 70 gigawatts (ERP) to 140 gigawatts (ISWV) for onshore wind and from 78 gigawatts (ERP) to 200 gigawatts (ISWV) for PV.

Key drivers of electricity demand

Two factors have the greatest impact on electricity demand in 2050: the first is the portion of greenhouse gas emissions that pertains to the 80 percent reduction goal, determining the amount of emissions that are still permissible; the second is the practical availability of biomass (whether imported or produced domestically). Biomass availability is particularly relevant for the transport sector, which is partially difficult to electrify. Beyond these two factors, assumptions concerning the energy efficiency of buildings, industry, and traditional electricity consumption are of considerable relevance for future electricity demand. Other factors, such as economic growth or demographic change, were not specifically examined within the scope of this analysis.

Developing a robust scenario funnel

If we are to adopt robust political strategies for implementing the energy transition, then we need a robust scenario funnel that accurately reflects existing uncertainties concerning future developments. Based on our comparative analysis, the following conclusions can be reached:

Energy transition scenarios must take into account all sectors and emissions, as defined in the Kyoto Protocol. Divergent interpretations of climate change mitigation targets as well as varying assumptions concerning trends in non-energy related emissions are the largest two drivers of differences in future electricity demand.

Assumptions concerning the availability of biomass are a crucial factor for the scope of renewable-energy expansion that is predicted. The level of biomass imports has a considerable impact on future electricity demand; imports range from 0 to 200 terawatt hours (primary energy) in 2050. If one assumes that biomass will become a scarce resource due to competing uses and global population growth, then electricity consumption in the transport sector will be considerably higher.

Without ambitious increases in efficiency, electricity demand, particularly in the heating sector, will be much higher. If one assumes the adoption of stringent insulation standards when buildings are refurbished, then the heating needs of the households benefitting from improved insulation will drop by half. However, if this efficiency level is not reached, annual electricity demand in 2050 could be 100 terawatt hours higher. Electricity demand projections are also heavily impacted by assumptions concerning the efficiency of general consumption and industry consumption.

If and to what extent Germany is a net importer of renewable electricity over the long term will depend on developments in other European countries. At present, Germany's electricity exports are on the rise. If this trend does not reverse and Germany remains a net exporter, a high national share in renewable electricity production will be needed to ensure a robust scenario funnel.¹

Overall, the identified uncertainties tend to increase projected electricity demand levels. As a result, the upper end of the scenario funnel needs to be made higher if we are to ensure robustness. Energy efficiency that leads to reduced electricity consumption has an opposite effect. With a view to efficiency measures, reciprocal effects and associated costs need to be weighed against each other in light of economic efficiency.

Impacts on the expansion path for renewables

The differences in existing scenarios that were identified above indicate that a wider scenario funnel is needed for electricity consumption in 2050. Electricity consumption in 2050 will be higher than many experts currently assume if: (1) Kyoto's climate change mitigation targets are adhered to, (2) biomass is available only on a limited basis for the transport sector, and (3) the depth of energy-efficient building refurbishment is limited. It seems reasonable

¹ Over the long term, however, Germany might begin to import large amounts of synthetic (i.e. *Power-to-X*) fuels such as hydrogen and methane, rather than renewable electricity. This scenario was not examined in detail in the papers we considered, and for this reason it is not considered here.

to assume that electricity demand could be somewhere on the order of 620 terawatt hours (TWh) when one takes the aforementioned factors into account (see Figure 2).

The estimate that electricity demand in 2050 will be equal to 620 TWh was produced by first taking the figure at the bottom of the scenario funnel for 2050 from the ERP scenario: 462 TWh. Emissions reductions in the energy sector mean that additional renewable energy of approximately 60 TWh will be needed, so 60 TWh is added to the 462 TWh figure. The assumption that biomass availability will be limited to 290 TWh of final energy leads to a reduction in biomass relative to the ERP scenario by nearly 60 TWh. This leads to a corresponding increase in electricity demand of 40 TWh. Finally, the assumption that the energy-efficient refurbishment of buildings will be of limited depth increases electricity demand by an additional 50 TWh. If one adds 8 TWh of additional grid losses to this figure, one arrives at 620 TWh.

The assumptions that have been outlined above lead to a higher level of electricity demand in 2050 than is assumed

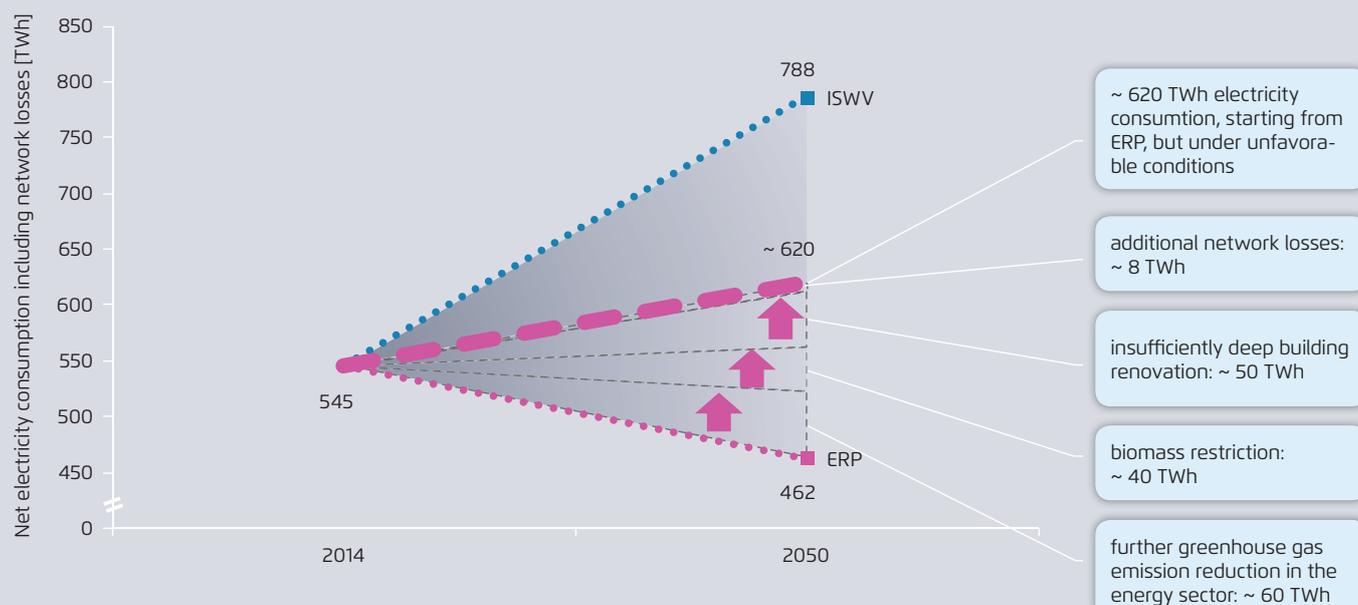
in the ERP scenario. With electricity demand at this level, the expansion path for renewables foreseen by the 2014 Renewable Energy Act would not be sufficient to achieve the targets adopted by the German government for the share of gross electricity consumption that is to be covered by renewables in 2050. Specifically, the 2014 Renewable Energy Act foresees increases of 2.5 gigawatts per year in onshore wind [net], 2.5 gigawatts per year in PV [gross], as well as 15 gigawatts of offshore wind by 2030.

Regardless of the specific expansion path that is assumed, installed PV and wind capacity would have to be approx. 130 gigawatts each in 2050 if electricity consumption were equal to 620 TWh. In order to simply preserve those 260 gigawatts of renewable energy capacity from 2050 onwards, some 5 gigawatts of PV and nearly 7 gigawatts of onshore wind would have to be replaced each year.²

- ² Assumptions: 15 gigawatts of offshore wind; full-load hours in 2050 for PV: 950, for onshore wind: 2,250, and for offshore wind: 4,200; life span for PV: 25 years and for onshore wind: 20 years.

Scenario funnel and estimate of additional net electricity demand under unfavourable conditions, based on the ERP scenario

Figure 2



Author's figure; for 2050: ISWV: Fh-IWES et al. (2015); ERP: Prognos et al. (2014); for 2014: BDEW (2015)

1 Einleitung

Die energiepolitische Diskussion zum Ausbau der Erneuerbaren Energien (EE) konzentriert sich zurzeit fast ausschließlich auf den Ausbaukorridor für den Stromsektor: Erreicht werden sollen EE-Anteile am Bruttostromverbrauch von 45 Prozent im Jahr 2025, 60 Prozent im Jahr 2035 und 80 Prozent im Jahr 2050. Dabei bleibt die grundsätzliche Frage offen, auf welche absolute Summe sich dieses EE-Ziel bezieht und wie viel Strom – insbesondere auf Basis von Windenergie und Photovoltaik in Deutschland – langfristig benötigt wird, um die Klimaschutzziele auch unter Berücksichtigung der Sektoren Wärme und Verkehr zu erfüllen. Grundsätzlich existieren nur wenige energiepolitische Zielszenarien mit energiesektorübergreifender Betrachtung. Aus diesen wurden vier Szenarien für das Jahr 2050 ausgewählt, welche als einheitliche Vergleichsbasis alle für sich in Anspruch nehmen, das übergeordnete politische Ziel einer Reduktion der Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) um 80 Prozent bis 2050 gegenüber 1990 zu erreichen. Dabei kommen diese Szenarien, abhängig von den getroffenen Annahmen, zu einem sehr unterschiedlichen Ergebnis: Der Stromverbrauch im Jahr 2050, der in den verschiedenen Studien ermittelt wurde, umfasst die Spannbreite von rund 450 bis 800 Terawattstunden³, mit entsprechend unterschiedlichem Ausbaubedarf an zusätzlicher Leistung Erneuerbarer Energien.

Die Ursachen dieser Bandbreite sollen im Folgenden durch die Analyse möglicher Treiber besser verstanden werden.

Nach einer Vorstellung und Einordnung der untersuchten Szenarien in Kapitel 2 werden in Kapitel 3 die zentralen Treiber untersucht, darunter die Interpretation von Klimazielen, Verfügbarkeit von Biomasse und Effizienzannahmen. Neben einem Vergleich der vier Zielszenarien werden an verschiedenen Stellen ergänzende Modellrechnungen angestellt, um den Effekt der jeweiligen Treiber so weit wie möglich zu isolieren und zu quantifizieren. Anschließend werden die Ergebnisse diskutiert.⁴ Das Papier schließt mit einer Zusammenfassung und Schlussfolgerungen zu einem robusten Szenariokorridor und EE-Ausbaupfad in Kapitel 4.

³ Sofern nicht anders angegeben, beziehen sich alle im Folgenden genannten Energiemengen immer auf ein Jahr.

⁴ Das vorliegende Papier stützt sich auf die Ergebnisse des Experten-Workshops *Energiepolitische Zielszenarien 2050 – Rückwirkungen auf den Ausbaubedarf von Windenergie und Photovoltaik* vom 9. Juni 2015.

2 Zielszenarien 2050

In der vorliegenden Analyse wurden vier verschiedene sektorübergreifende Szenarien mit einem Treibhausgas-Emissionsreduktionsziel von minus 80 Prozent CO₂-Äquivalenten gegenüber 1990 (Mindestziel für das Jahr 2050) hinsichtlich ihres Strombedarfs und der zugrunde liegenden Annahmen verglichen: *Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr; Energiesystem Deutschland 2050; Klimaschutzszenario 2050 und das Zielszenario der Energie-referenzprognose*. Nach einer einführenden Übersicht der Szenarien und der Bandbreite an EE-Ausbaupfaden werden die Szenarien mit ihren jeweils zugrunde liegenden Modellen kurz porträtiert.

2.1 Szenarienübersicht und EE-Ausbaupfade

In Tabelle 1 sind die verglichenen Studien mit den bearbeitenden Organisationen, dem Veröffentlichungsdatum und einer Kurzbezeichnung dargestellt. Die Reihenfolge spiegelt den resultierenden Strombedarf 2050 der Szenarien, beginnend beim höchsten. Im Folgenden werden die Studien nur noch mit ihren jeweiligen Kurzbezeichnungen ISWV, ESD, KSS und ERP erwähnt.

In Abbildung 1 ist der Stromverbrauch dargestellt. Als einheitliche Vergleichsgröße dient dabei der Nettostromverbrauch zuzüglich Netzverluste, weil dieser durch EE-Strom gedeckt werden muss (im Gegensatz zum Kraftwerks-

eigenverbrauch als Bestandteil des Bruttostromverbrauchs). Dabei unterscheidet sich der sektorübergreifende Stromverbrauch zwischen den verschiedenen Studien sehr stark. Das Spektrum reicht von 462 Terawattstunden Strombedarf im ERP-Szenario bis zu 788 Terawattstunden im ISWV-Szenario.

Die große Spannweite an Stromverbrauch impliziert eine unterschiedlich große EE-Leistung im Jahr 2050. Diese reicht für Onshore-Windkraft von 70 Gigawatt (ERP) bis 140 Gigawatt (ISWV) und für Photovoltaik von 78 Gigawatt (ERP) bis 200 Gigawatt (ISWV). Der entsprechend benötigte mittlere jährliche Nettozubau wird in Abbildung 2 und Abbildung 3 ersichtlich. Außerdem zeigen die Abbildungen, wie viele Anlagen ab 2050 jährlich zur Bestandserhaltung installiert werden müssen. Die dabei unterstellte Lebensdauer beträgt 20 Jahre für Windkraft- und 25 Jahre für Photovoltaikanlagen.

In Anbetracht dieser Bandbreite an EE-Ausbaubedarf lohnt es sich zu untersuchen, worauf die erheblichen Unterschiede im Stromverbrauch 2050 zurückzuführen sind – wenn doch alle Szenarien ein THG-Emissionsreduktionsziel von minus 80 Prozent CO₂-Äquivalenten gegenüber 1990 abbilden. Im Mittelpunkt dieses Papiers steht damit die Frage nach den zentralen Treibern des Stromverbrauchs.

Ausgewählte Szenarien und Kurzbezeichnung

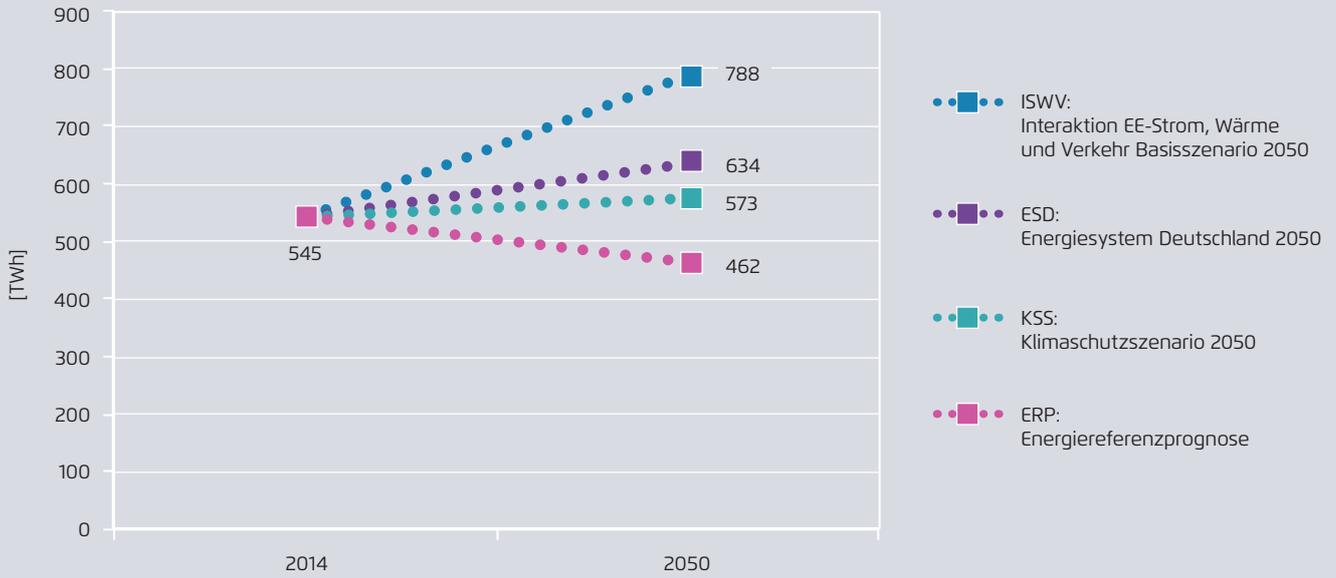
Tabelle 1

Studiename	Institute	Auftraggeber	Veröffentlichung	Kürzel
Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr (Basisszenario 2050)	Fh-IWES, Fh-IBP, IFEU, SUER	gefördert durch BMWi	Mitte 2015	ISWV
Energiesystem Deutschland 2050 (-81 Prozent CO ₂ , 2050)	Fh-ISE	Eigenforschung	2013	ESD
Klimaschutzszenario 2050 (1. Modellierungsrunde, KS 80 (2050))	Öko-Institut, Fh-ISI	BMUB	2014	KSS
Energierferenzszenario (Zielszenario 2050)	Prognos, EWI, GWS	BMWi	2014	ERP

Eigene Darstellung

Vergleich von Nettostrombedarf zuzüglich Netzverlusten in den Szenarien für 2050

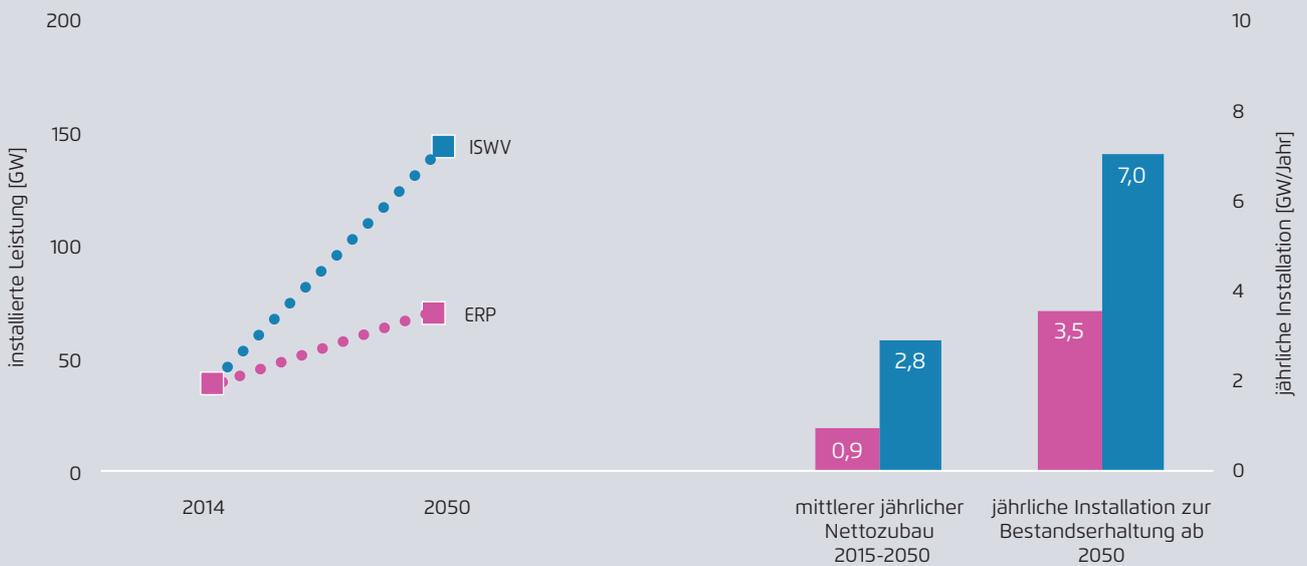
Abbildung 1



Eigene Darstellung; für 2050: ISWV: Fh-IWES et al. (2015); ESD: Fh-ISE (2013); KSS: Öko-Institut et al. (2014); ERP: Prognos et al. (2014); für 2014: BDEW (2015)

Onshore-Windkraft: Installierte Leistung und jährlicher Nettozubau bis 2050 sowie Bestandserhaltung ab 2050 für die Szenarien ERP und ISWV

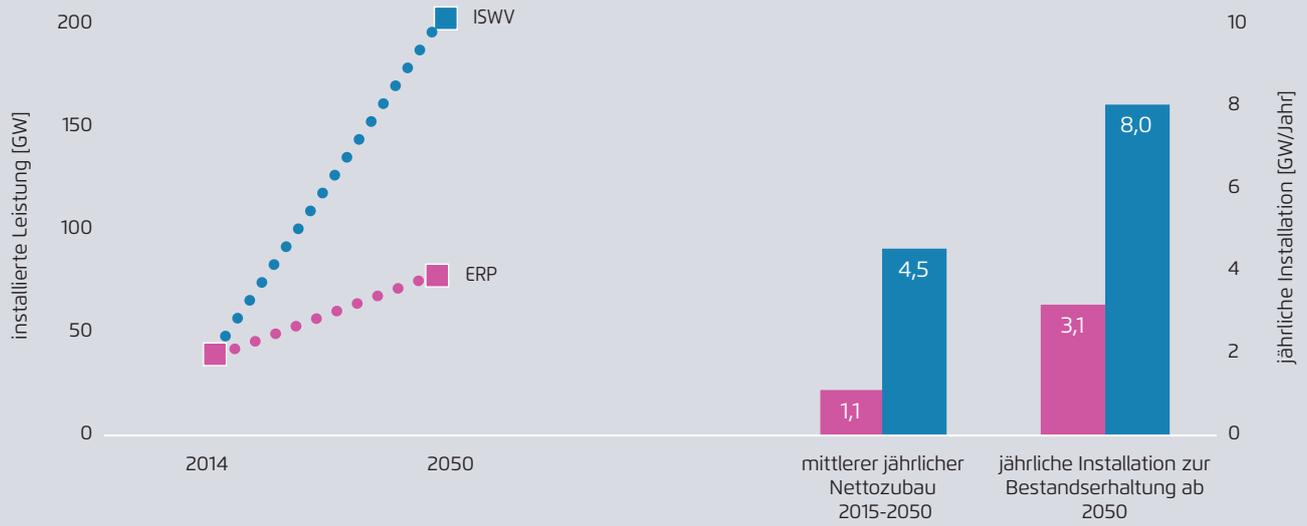
Abbildung 2



Eigene Darstellung; ISWV: Fh-IWES et al. (2015); ERP: Prognos et al. (2014)

Photovoltaik: Installierte Leistung und jährlicher Nettozubau bis 2050 sowie Bestandserhaltung ab 2050 für die Szenarien ERP und ISWV

Abbildung 3



Eigene Darstellung; ISWV: Fh-IWES et al. (2015); ERP: Prognos et al. (2014)

2.2 Kurzdarstellung der untersuchten Szenarien

Die vier energiepolitischen Zielszenarien stützen sich auf unterschiedliche Modelle. Auf den folgenden Seiten werden

die Szenarien und Modelle mit ihren wichtigsten Modellparametern, Kernzielen, Eingangsgrößen und Ergebnissen vorgestellt.

ISWV: Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr (Basisszenario 2050), Fh-IWES et al. (2015), gefördert durch BMWi

In der Studie *Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr* wurde bewertet, wie Deutschland und Europa ihre Klimaziele 2050 zu minimalen Kosten erreichen können und welche Technologien hierfür zu welchen Anteilen in den Sektoren Strom, Wärme/Industrie und Verkehr eingesetzt werden. Aus der Untersuchung einer Bandbreite von Sensitivitäten (Wärmedämmung, Technologiemix Straßenverkehr, Biomassenutzung) wurde ein kostenminimales Basisszenario abgeleitet.

Das Basisszenario ist charakterisiert durch eine hohe Deckung der Nachfrage in den Bereichen Wärme/Industrie und Verkehr durch Strom, eine hohe Flexibilität dieser neuen Verbraucher und einem damit verbundenen hohen Ausbaugrad der fluktuierenden Erneuerbaren Energien Windkraft und Photovoltaik. Im Wärmebereich zeigt sich eine hohe Durchdringung von Wärmepumpen als kostenoptimal. Elektrodenkessel in Verbindung mit Kraft-Wärme-Kopplung in Bereich Fernwärme und Industrie stellen eine flexible Wärmeversorgung sicher. Sehr hohe Anteile von Elektro-Pkw und die Einführung von Oberleitungs-Lkw führen zu einem hohen Anteil direkter Stromnutzung im Verkehrsbereich. Die Biomassenutzung fokussiert Biokraftstoffe. Auch eine möglichst hohe Effizienz im Wärmebereich zeigt sich kostenoptimal.

Wichtige Beschränkungen, welche zu einem hohem EE-Strombedarf führen, sind die Berücksichtigung eines geringen nur national verfügbaren Biomassepotenzials und die Rückwirkung eines europäischen THG-Mindestziels einschließlich internationalen Verkehrs auf Deutschland, was in höheren Anforderungen für Deutschland zu Erreichung der THG-Mindestziele resultiert.

<p>Modellparameter</p> <ul style="list-style-type: none"> → Energiesystem-Gesamtkostenoptimierung → linear deterministische Programmierung → hohe zeitliche Auflösung – 8.760h/a → Bilanzraum Europa und Deutschland 	<p>Kernziele</p> <ul style="list-style-type: none"> → nur THG-Ziel
<p>Exogene Daten</p> <ul style="list-style-type: none"> → Entwicklung Industrieprozesswärme → Entwicklung herkömmlicher Stromverbrauch → Verkehrsentwicklung → Bevölkerungsentwicklung 	<p>Szenario-Ergebnisse</p> <ul style="list-style-type: none"> → EE-Strommix → Wärmebedarf und -mix → Verkehrsmix

ESD: Energiesystem Deutschland 2050 (minus 81 Prozent CO₂), Fh-ISE (2013), Eigenforschung

Die Studie untersucht, wie ein kostenoptimales Energiesystem aussieht, das die Mindestziele einer Absenkung der CO₂-Emissionen energiesektorenübergreifend erreicht.

Für die energiebedingten CO₂-Emissionen wurde eine Reduktion um 81 Prozent bezogen auf den Wert aus dem Jahr 1990 fixiert, also eine Reduktion, die knapp über dem Minimalziel liegt. Unter Berücksichtigung aller sonstigen Annahmen, aus denen sich ein Sockelbetrag der energiebedingten CO₂-Emissionen errechnet (Verkehr, Industrieprozesse, konventionelle Kraftwerke, verfügbare Biomasse), verbleiben 394 Terawattstunden an Erdgas im System.

Im Bereich Mobilität wurde davon ausgegangen, dass 40 Prozent des heute auf Brennstoffen basierenden Verkehrs mit dem gleichen Kraftstoffmix wie heute betrieben wird. Dies entspricht in etwa dem Anteil an Brennstoffen, der auf Schwerlastverkehr und Luftverkehr entfällt. Des Weiteren wurde angenommen, dass die verbleibenden 60 Prozent je hälftig durch Fahrzeuge mit Batterie/Elektromotor und durch Fahrzeuge mit Wasserstoff/Brennstoffzelle/Elektromotor abgedeckt werden. Demnach würde Individualverkehr kurzer Reichweite, also vor allem städtischer Verkehr, durch batteriebasierte Elektromobilität erfolgen und Individualverkehr längerer Reichweiten mit wasserstoffbasierter Elektromobilität.

Hinsichtlich des Umfangs energetischer Sanierung von Gebäuden wird angenommen, dass der Raumwärmebedarf bei 40 Prozent des heutigen Wertes liegt. Dies entspricht einer ambitionierten, jedoch nicht maximalen energetischen Sanierung.

Im Weiteren wurden unterschiedliche Sensitivitätsanalysen durchgeführt, um den Effekt einzelner Randbedingungen oder Entwicklungen zu untersuchen wie zum Beispiel den Einfluss reduzierter Kosten für energetische Sanierung an Gebäuden oder unterschiedliche Zusammensetzungen des zukünftig auf Strom aus Erneuerbaren Energien basierenden Verkehrs.

Modellparameter <ul style="list-style-type: none"> → Energiesystem-Gesamtkostenoptimierung → hierarchisches Systemmanagement (Heuristik) → hohe zeitliche Auflösung – 8.760h/a → Bilanzraum Deutschland 	Kernziele <ul style="list-style-type: none"> → nur CO₂-Ziel
Exogene Daten <ul style="list-style-type: none"> → Entwicklung Industrieprozesswärme → Entwicklung herkömmlicher Stromverbrauch → Verkehrsmix und -entwicklung → Bevölkerungsentwicklung 	Szenario-Ergebnisse <ul style="list-style-type: none"> → EE-Strommix → Wärmebedarf und -mix

KSS: Klimaschutzscenario 2050 (KS 80), Öko-Institut et al. (2015), im Auftrag des BMUB

In der Studie *Klimaschutzscenario 2050* (1. Modellierungsrunde) wurden drei (Klimaschutz-)Szenarien mit dem Zeit-horizont 2050 erstellt. Kern und Grundlage der Szenarienentwicklung sowie der entsprechenden Analysen bildet dabei das System von Zielvorgaben für Deutschland, das mit dem Energiekonzept 2010/11 auf die energie- und kli-mapolitische Agenda gesetzt worden ist. Im Klimaschutzscenario 80 (KS 80) sollten die im Energiekonzept der Bun-desregierung festgelegten Ziele für Treibhausgasemissionen, Erneuerbare Energien und Energieeffizienz möglichst erreicht werden, wobei für das Treibhausgasziel der weniger ambitionierte Wert von 80 Prozent in Ansatz gebracht werden sollte. Modelliert werden dabei für alle treibhausgasrelevanten Energie- und Nichtenergiesektoren entspre-chend dem nationalen Treibhausgasinventar die Emissionen von Kohlenstoffdioxid (CO₂), Methan (CH₄), Distickstoff-monoxid (N₂O), Schwefelhexafluorid (SF₆), Fluorkohlenwasserstoffe (HFC) und Perfluorcarbone (PFC). Die Emissionen von internationalem Luft- und Seeverkehr sowie Landnutzungsänderungen (LULUCF) wurden ebenfalls bestimmt, aber entsprechend gängiger Praxis (unter anderem Kyoto-Protokoll) aus der prozentualen Emissionsminderung aus-geklammert.

Wichtige Beschränkungen und Annahmen sind:

- Verfügbares Biomassepotenzial: 1.200 Petajoule pro Jahr inländisch + 900 Petajoule pro Jahr Import = 2.100 Peta-joule pro Jahr. Entspricht global 30 Gigajoule pro Jahr und Person.
- Zur Abscheidung von Emissionen aus Industrieprozessen ist CO₂-Abscheidung und -Speicherung (CCS) erlaubt, nicht aber bei fossilen Kraftwerken.
- Steigender Importanteil der Stromversorgung von 0 Prozent im Jahr 2020 auf 15 Prozent im Jahr 2050.

Das Szenario zeichnet sich zudem durch hohe Energieeffizienz aus und thematisiert auch die notwendige Suffizienz, um Klimaziele zu erreichen.

<p>Modellparameter</p> <ul style="list-style-type: none"> → <i>Bottom-up</i>-Simulation* → sektorale Partialmodelle → Verbrauchsentwicklung → Fokus der zeitlichen Auflösung ist Jahresbilanz → stündliche Strommarktkostenoptimierung (konventionelle Kraftwerke) → Bilanzraum-Fokus Deutschland, nur Strommarkt ist europäisch 	<p>Kernziele</p> <ul style="list-style-type: none"> → THG-Ziel → Primärenergieminderung → sektorale Ziele
<p>Exogene Daten</p> <ul style="list-style-type: none"> → EE-Ausbaupfad → Bevölkerungsentwicklung → Wirtschaftswachstum → Effizienzpotenziale 	<p>Szenario-Ergebnisse</p> <ul style="list-style-type: none"> → Wärmebedarf und -mix → Entwicklung Industrieprozesswärme → Entwicklung herkömmlicher Stromverbrauch → Verkehrsmix und -entwicklung

* *Bottom-up*-Modellierung: Hierbei werden einzelne Anwendungen mittels repräsentativer Klassen weitestgehend unabhängig modelliert und zu Gesamtergebnissen zum Beispiel für die Entwicklungsbewertung eines Energiesektors aggregiert. Der Ansatz ist technisch detaillierter als die Energiesystem-Gesamtkostenoptimierung hinsichtlich der Potenziale und Restriktionen einzelner Anwendungen, kann aber nicht direkt übergreifende Rückkopplungen zwischen den Energiesektoren berücksichtigen.

ERP: Energierferenzprognose (Zielszenario), Prognos et al. (2014), im Auftrag des BMWi

Den Kern des Projekts *Entwicklung der Energiemärkte – Energierferenzprognose* stellt die Prognose der wahrscheinlichen energiewirtschaftlichen Entwicklung bis zum Jahr 2030 dar, ergänzt um ein bis ins Jahr 2050 reichendes Trendszenario und ein Zielszenario. In Referenzprognose und Trendszenario werden die Ziele des Energiekonzepts der Bundesregierung überwiegend nicht erreicht. Das Zielszenario zeigt, was erforderlich wäre, um die im Energiekonzept definierten energie- und klimaschutzpolitischen Ziele zu erreichen. Dabei geht es von anderen Grundvoraussetzungen aus als die Referenzprognose und das Trendszenario. Es unterstellt, dass die energie- und klimapolitischen Ziele vorrangig verfolgt werden und es der Politik gelingt, in vielen Bereichen bestehende Hemmnisse zu überwinden. Aus Sicht der Autoren ist das nicht die wahrscheinlichste Entwicklung. Eine wesentliche Voraussetzung, um die energie- und klimaschutzpolitischen Ziele zu erreichen, stellt die effizientere Energienutzung dar. Die Steigerung der Energieeffizienz erfordert oft Investitionen in Einspartechnologien. In allen Verbrauchssektoren und Anwendungsbereichen bestehen bislang ungenutzte und teilweise wirtschaftliche Potenziale für Energieeinsparungen. Neue und weiterentwickelte Technologien in der Nutzung und Umwandlung von Energie sind die Schlüssel zur Steigerung der Energieeffizienz und zum kostengünstigen Ausbau Erneuerbarer Energien.

Die Umsetzung des Zielszenarios anstelle von Referenzprognose/Trendszenario ist mit gesamtwirtschaftlichen Effekten verbunden. Mittelfristig wäre die Umsetzung des Zielszenarios ökonomisch zu verkraften, langfristig hätte sie eher positive Auswirkungen.

Im Szenarienvergleich ist das Zielszenario charakterisiert durch eine sehr hohe Energieeffizienz, einen relativ geringen Stromverbrauch und entsprechend geringeren EE-Ausbau und durch relativ hohe Anteile von nicht strombasierten Erneuerbaren Energien wie Biomasse und Solarthermie.

<p>Modellparameter</p> <ul style="list-style-type: none"> → <i>Bottom-up</i>-Simulation → sektorale Partialmodelle → Verbrauchsentwicklung → Fokus der zeitliche Auflösung ist Jahresbilanz → stündliche Strommarktkostenoptimierung (konventionelle Kraftwerke) → Bilanzraum-Fokus Deutschland, nur Strommarkt ist europäisch 	<p>Kernziele</p> <ul style="list-style-type: none"> → CO₂-Ziel → Primärenergieminderung → sektorale Ziele
<p>Exogene Daten</p> <ul style="list-style-type: none"> → Bevölkerungsentwicklung → Wirtschaftswachstum → Effizienzpotenziale → Verkehrsmengen und <i>Modal Split</i> 	<p>Szenario-Ergebnisse</p> <ul style="list-style-type: none"> → EE-Strommix → Wärmebedarf und -mix → Entwicklung Industrieprozesswärme → Entwicklung herkömmlicher Stromverbrauch

3 Zentrale Treiber

In diesem Kapitel werden die Szenarien anhand der Haupttreiber für die Höhe des Stromverbrauchs verglichen und die Stärke des Einflusses durch die Treiber abgeschätzt.

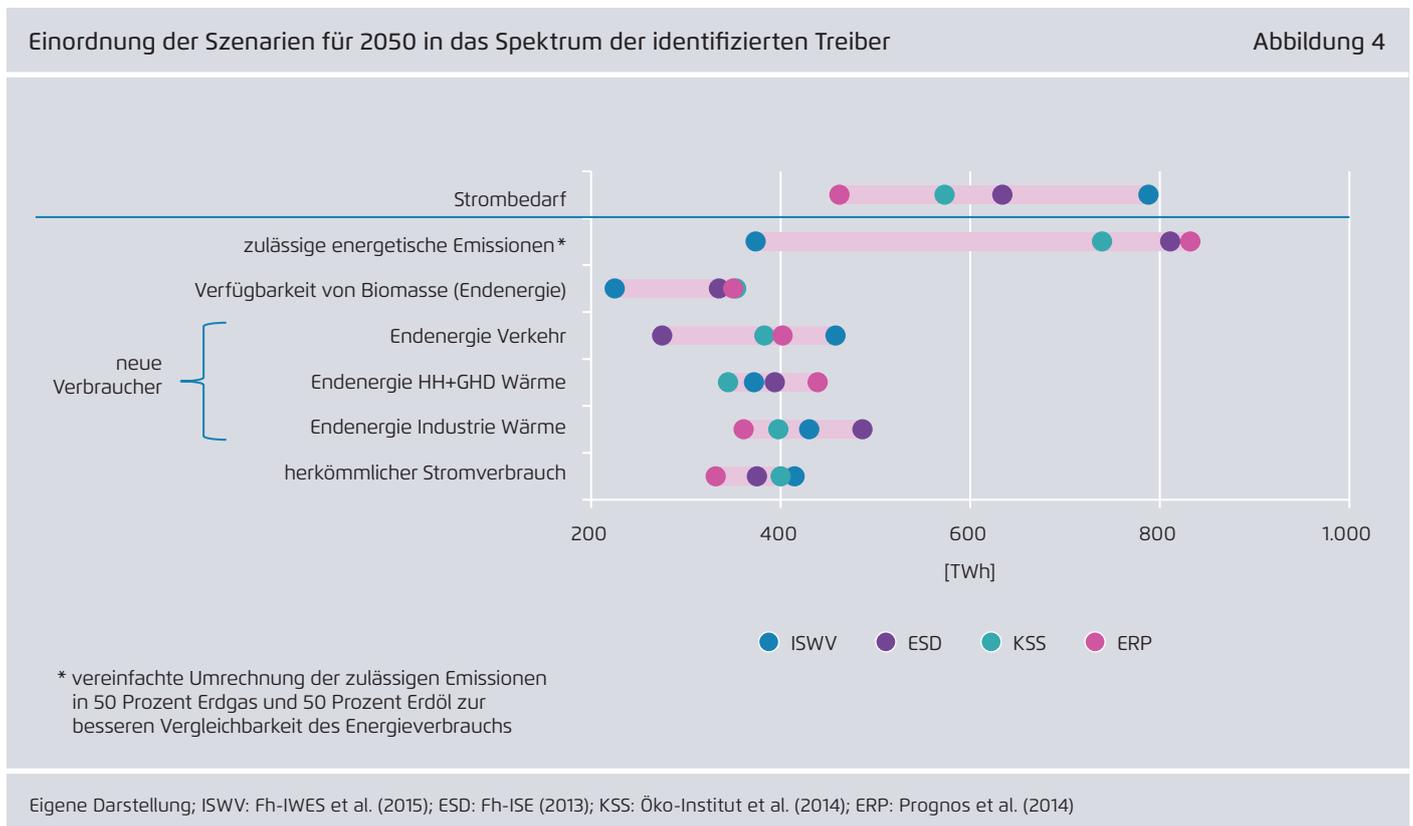
3.1 Überblick

Abbildung 4 ordnet die Szenarien in das Spektrum der identifizierten Haupttreiber des Stromverbrauchs ein. Andere Einflüsse wie Wirtschaftswachstum oder Bevölkerungsentwicklung wurden im Rahmen dieser Analyse nicht vertieft untersucht. Die Bandbreite des unterstellten Wirtschaftswachstums von 2010 bis 2050 reicht in den Szenarien von 38 Prozent bis 49 Prozent; die Bandbreite der Bevölkerungsentwicklung von minus 12 Prozent bis minus 9 Prozent (siehe Anhang).

Die in Abbildung 4 zusammenfassend dargestellten zentralen Treiber sind:

- die Interpretation der Klimaziele und damit die noch zur Verfügung stehenden freien energetischen Emissionen,
- die Verfügbarkeit von Biomasse (Endenergie) als nicht strombasierter erneuerbarer Energieträger,
- der Endenergiebedarf in den Sektoren Verkehr und Wärme (Haushalte, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen; Industrie) und
- der herkömmliche Stromverbrauch als Fortschreibung der heutigen Verbraucher.

Dabei wird aus Abbildung 4 deutlich, dass im Vergleich der vier Szenarien von den Größenordnungen her die energetischen Emissionen tendenziell den stärksten Treiber darstellen, gefolgt von der Biomasseverfügbarkeit. Der Einfluss der



anderen Treiber ist geringer, wenn man den sehr niedrigen Wert von ESD beim Verkehr vernachlässigt.⁵ Auffällig dabei ist, dass der Treiber „energetische Emissionen“ eine größere Bandbreite als der Strombedarf selbst aufweist. Dies ist auf die komplexen Wirkungszusammenhänge in der Modellierung zurückzuführen. So kann je nach Szenario die verbleibende thermische Stromerzeugung mehr oder weniger CO₂-intensiv sein (Erdgas-Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerke vs. Steinkohle). Prinzipiell könnten also bei gleichem Stromverbrauch Mehremissionen entstehen und den höheren Puffer der noch zur Verfügung stehenden freien energetischen Emissionen ausschöpfen.

Im Folgenden werden die Szenarien hinsichtlich der Haupttreiber miteinander verglichen und die Ergebnisse diskutiert.

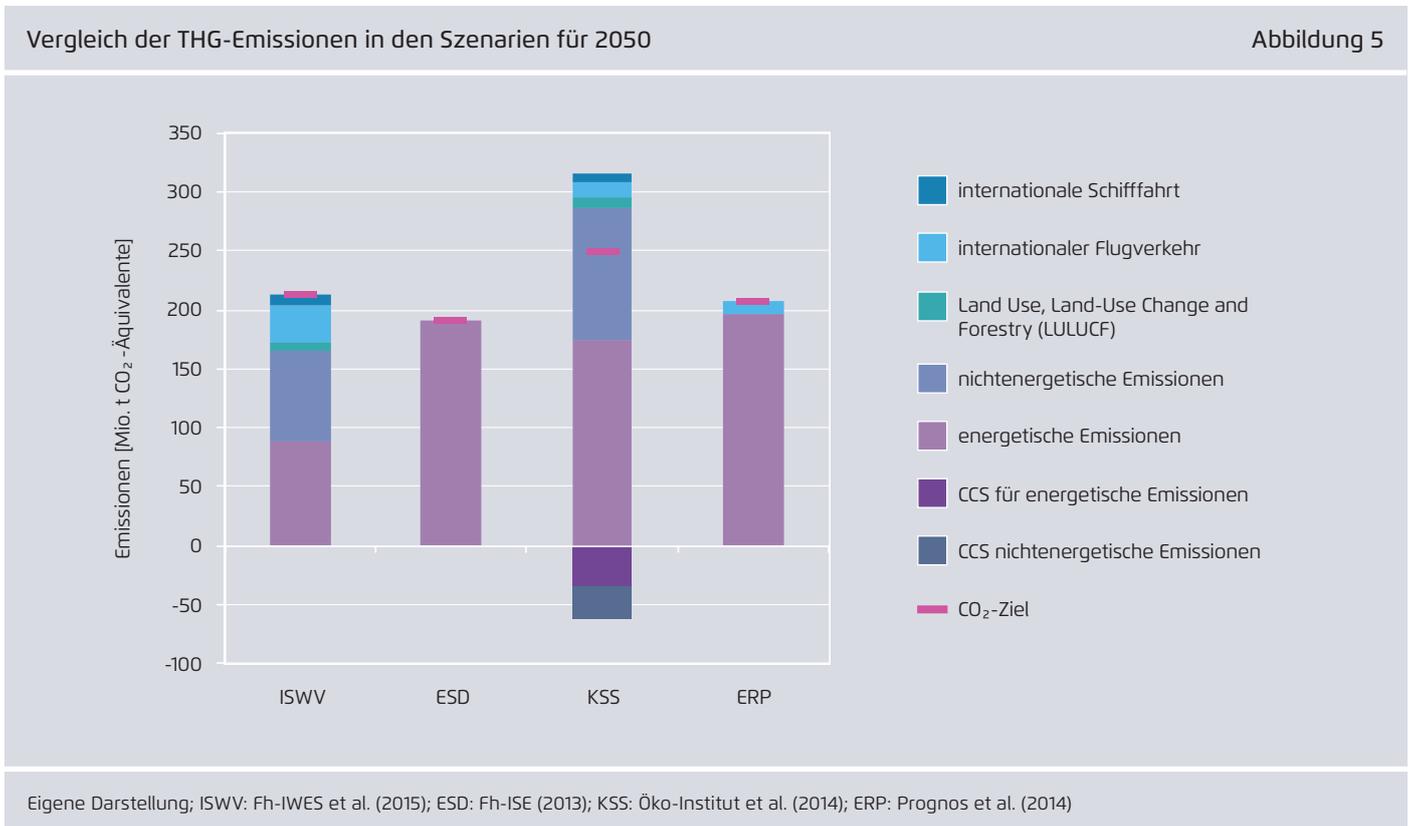
5 Im ESD-Szenario wird unterstellt, dass sich die Verkehrsleistung von heute bis 2050 nicht ändert.

3.2 Interpretation von Klimazielen

3.2.1 Szenarienvergleich

Als ein wesentlicher Treiber der Höhe des Stromverbrauchs in den Szenarien wurde die unterschiedliche Interpretation des Klimaziels für 2050 identifiziert. Die getroffenen Annahmen unterscheiden sich zwischen den Szenarien sehr stark, obwohl alle Szenarien als Minus-80-Prozent-Szenarien dargestellt werden (siehe Abbildung 5).

Ein wesentlicher Aspekt ist dabei der Umfang der **Berücksichtigung der nichtenergetischen Emissionen** sowie der Emissionen, die durch den internationalen Verkehr entstehen. In Abbildung 6 ist dargestellt, welchen Einfluss die Berechnungsmethode hat. Sie zeigt die gesamten Emissionen im Jahr 1990, eine Gesamtreduktion der Emissionen bis 2050 um 80 Prozent und eine Reduktion nur der energetischen Emissionen um 80 Prozent. Dabei können die nicht-energetischen Emissionen selbst bei höchsten technischen Anforderungen und Maßnahmen nicht um 80 Prozent



reduziert werden.⁶ In der Konsequenz muss bei Berücksichtigung dieser Emissionen der Anteil der energetischen Emissionen also mehr als 80 Prozent abnehmen. Der Anteil der energetischen Emissionen an den gesamten erlaubten Emissionen nimmt damit ab. Verglichen mit einer Gesamtreduktion um 80 Prozent erlaubt die Bilanzierungsprämisse „Reduktion nur der energetischen Emissionen um 80 Prozent“ bei sonst gleichen Annahmen – je nach Höhe der nichtenergetischen Emissionen im Jahr 2050 für die Bandbreiten der betrachteten Szenarien – dann 19 Prozent bis 49 Prozent mehr Emissionen im Energiesektor. Im Beispiel in Abbildung 6 beträgt der Unterschied 28 Prozent, basierend auf angenommenen nichtenergetischen Emissionen in Höhe von 90 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalenten. Im engen

6 So weist das Umweltbundesamt als technisch machbare Mindestemissionen insgesamt 60 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente bei höchst ambitionierten Maßnahmen in allen Sektoren aus, darunter Industrieprozesse (14 Millionen Tonnen), Landwirtschaft (35 Millionen Tonnen), Landnutzungsänderungen (8 Millionen Tonnen) und Abfall (3 Millionen Tonnen) (UBA 2014).

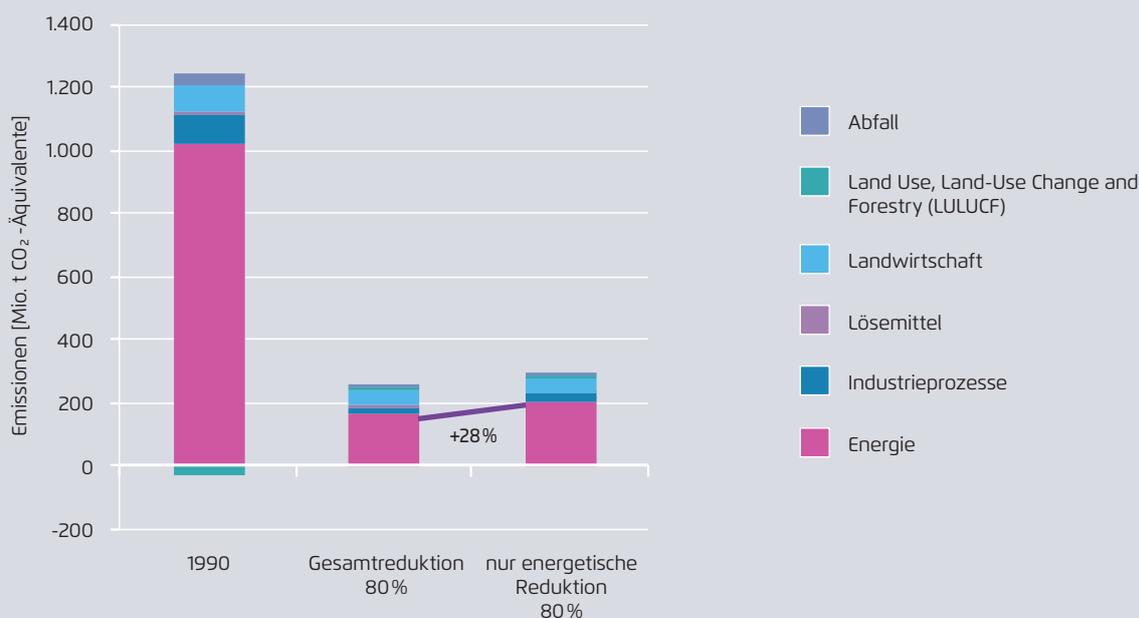
Bereich der 2050 noch zulässigen Emissionen stellt dieser Treiber damit einen absolut sehr stark auf den Stromverbrauch wirkenden Einflussfaktor dar.

In den Studien ISWV und KSS wurden die nichtenergetischen Emissionen berücksichtigt; in den Studien ESD und ERP wurde das Reduktionsziel dagegen nur auf die energetischen Emissionen bezogen. Damit stehen dem Energiesektor in den beiden letzteren Szenarien größere erlaubte Emissionsmengen für 2050 zur Verfügung.

Ein weiterer Aspekt ist die Berücksichtigung der **Emissionen aus dem internationalen Verkehr**. Nach der im Kyoto-Protokoll festgelegten Berechnungsmethode werden zwar die nichtenergetischen Emissionen (mit Ausnahme von Landnutzungsänderungen/LULUCF) berücksichtigt, jedoch nicht die Emissionen aus dem internationalen Verkehr. Dennoch fallen diese Emissionen an. In den Studien ISWV und KSS wurden Annahmen dafür getroffen; in der Studie KSS wurden sie allerdings nur nachrichtlich ausgewiesen

Beispielhafte Darstellung verschiedener THG-Reduktionsberechnungen für 2050

Abbildung 6



Eigene Darstellung; Beispiel für nichtenergetische Emissionen in Höhe von 90 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalenten im Jahr 2050

und waren nicht Bestandteil der THG-Ziels. Besonders problematisch ist dabei die Allokation des internationalen Verkehrs auf die verschiedenen Länder.

Damit einher geht die politische **Frage des Bilanzierungsraums**. In den Studien KSS, ERP und ESD wurde das 80-Prozent-THG-Reduktionsziel nur auf Deutschland bezogen. In der Studie ISWV wurde das Ziel auf Europa bezogen, da sich die gesamte EU das gleiche Mindestziel bis 2050 gesetzt hat. Da der Aufwand zur Emissionsreduzierung in den Ländern der EU aber teilweise sehr unterschiedlich ist (Ausgangsbasis 1990, Wachstum des Energieverbrauchs seit 1990, Belastungen durch internationalen Verkehr und EE-Ressourcen), ergeben sich auch unterschiedliche THG-Reduktionsziele (Ziel Lastenausgleich innerhalb der EU – *Burden-Sharing*). In der Studie ISWV ergibt sich für Deutschland ein Ziel von minus 83 Prozent THG und damit höhere Anforderungen als bei einer rein nationalen Betrachtung.

In der Studie KSS wurde zusätzlich die Möglichkeit des *Carbon Capture and Storage* (CCS) für energetische und für nichtenergetische Emissionen berücksichtigt, welche die Verwendung eines höheren Anteils konventioneller Brennstoffe ermöglicht.

Insgesamt ergibt sich damit studienübergreifend eine Spanne der erlaubten energetischen Emissionen von 88 bis 196 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalenten. Um die Vergleichbarkeit zu den anderen Treibern in Abbildung 4 gewährleisten zu können, wurde ein Energieäquivalent mit den spezifischen Emissionen einer Mischung von 50 Prozent Mineralöl und 50 Prozent Erdgas dargestellt. Unter dieser Annahme entsprechen die erlaubten Emissionen einem Primärenergieeinsatz von 374 bis 832 Terawattstunden.

3.2.2 ISWV-Variantenrechnung

Der Vergleich von Szenarien wird grundsätzlich dadurch erschwert, dass sich Wechselwirkungen zwischen unterschiedlichen Treibern schwer ermitteln lassen. Um den Effekt der erlaubten energetischen Emissionen beispielhaft darzustellen und mit einer *Ceteris-paribus*-Betrachtung so weit wie möglich zu isolieren, wurde vom Fraunhofer IWES

analog zum Vorgehen in der Studie ISWV eine Variantenrechnung ohne Berücksichtigung des internationalen Verkehrs und mit einem 80-Prozent-THG-Reduktionsziel für Deutschland mit dem Modell einer sektorenübergreifenden Zubauoptimierung gerechnet (siehe Abbildung 7). Dies entspricht zusätzlichen erlaubten energetischen Emissionen von 77 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalenten. Dadurch ergibt sich eine Reduktion des Strombedarfs von 96 Terawattstunden. An diesem Wert lässt sich der hohe absolute Einfluss der Interpretation der Klimaziele auf den Strombedarf zeigen.

3.2.3 Diskussion

Im vorangehenden Szenarienvergleich wurde dargestellt, wie unterschiedlich die Interpretation eines klimapolitischen Mindestziels von minus 80 Prozent THG in den verschiedenen Studien ausfällt.

Dabei besteht allgemein weitgehend Konsens, dass eine Bilanzierung nach dem Kyoto-Protokoll auch für 2050 derzeit den Rahmen darstellen sollte.

Dies bedeutet neben den energetischen auch eine Anrechnung der nichtenergetischen Emissionen (mit Ausnahme der Landnutzungsänderung (LULUCF)) und damit ein entsprechend ambitionierteres Ziel als in den Studien ESD und ERP.

Diese Einschätzung führt zu weiteren Schlussfolgerungen. So besteht eine Unsicherheit darin, wie sich die nichtenergetischen Emissionen absolut entwickeln, und deshalb sollten sie als Bandbreiten in einem Lösungsraum 2050 abgebildet werden. Dabei ist zu beachten, dass sich die Rolle dieser Emissionen auf die Klimaziele stark ändern wird. Mittelfristig sind einige Emissionseinsparpotenziale leicht hebbar (zum Beispiel in der Abfallwirtschaft), was den Anpassungsdruck im Energiesektor zur Erreichung der Klimaziele 2020 und 2030 reduziert. Nach 2030 verbleibt aber ein fester Sockel, der schwer abbaubar ist (Einsatz Biomasse und CCS). Dies erhöht den Druck auf den Energiesektor in Richtung eines langfristigen Strukturwandels.

gesetzt werden: Flugverkehr mit/ohne Emissionswirkung in großer Höhe; Seeverkehr mit Tankern in Deutschland beziehungsweise ermittelt über den Anteil Deutschlands am Welthandel.

Grundsätzlich ist es wichtig, auch bei den Klimazielen **Deutschland nicht isoliert, sondern als Bestandteil Europas** zu betrachten. Zum einen, weil die EU sich ebenfalls ein THG-Mindestziel bis 2050 von minus 80 Prozent gesetzt hat. Zum anderen, weil die verschiedenen europäischen Staaten höchst unterschiedliche Voraussetzungen haben, um ihre nationalen Ziele zu erreichen. Dies bezieht sich auf die Herausforderungen (Ausgangsbasis der Emissionen 1990 und die wirtschaftliche Entwicklung seit 1990, Bevölkerungs- und Wirtschaftsentwicklung bis 2050, Verkehrsaufkommen und Entwicklung), die Erneuerbare-Energien-Ressourcen (Potenziale, Wirtschaftlichkeit) und andere Kosten zur THG-Vermeidung. Dabei wird der Lastenausgleich innerhalb der EU (*Burden-Sharing*) das Ergebnis eines Verhandlungskompromisses sein. Szenarioanalysen sollten diesen Einfluss in Zukunft besser berücksichtigen. Der Einfluss eines Lastenausgleichs in der EU für die 2050er-Ziele oder die gegebenenfalls zu einem späteren Zeitpunkt mögliche Erweiterung der Emissions-Bilanzierung um den internationalen Verkehr sind derzeit energiepolitisch noch nicht relevant. Da damit jedoch eine mögliche Verschärfung der Anforderungen an den Energiesektor einhergeht, ist es für aktuelle energiepolitische Entscheidungen wichtig, dass Maßnahmen und Infrastrukturentscheidungen ausbaufähig für geänderte Ziele sind und keine *Lock-in*-Effekte⁷ verursachen.

3.3 Verfügbarkeit von Biomasse und Rolle der Solarthermie

3.3.1 Szenarienvergleich

Ein weiterer Treiber des Stromverbrauchs in einem 80-Prozent-THG-Reduktionsszenario ist die Verfügbar-

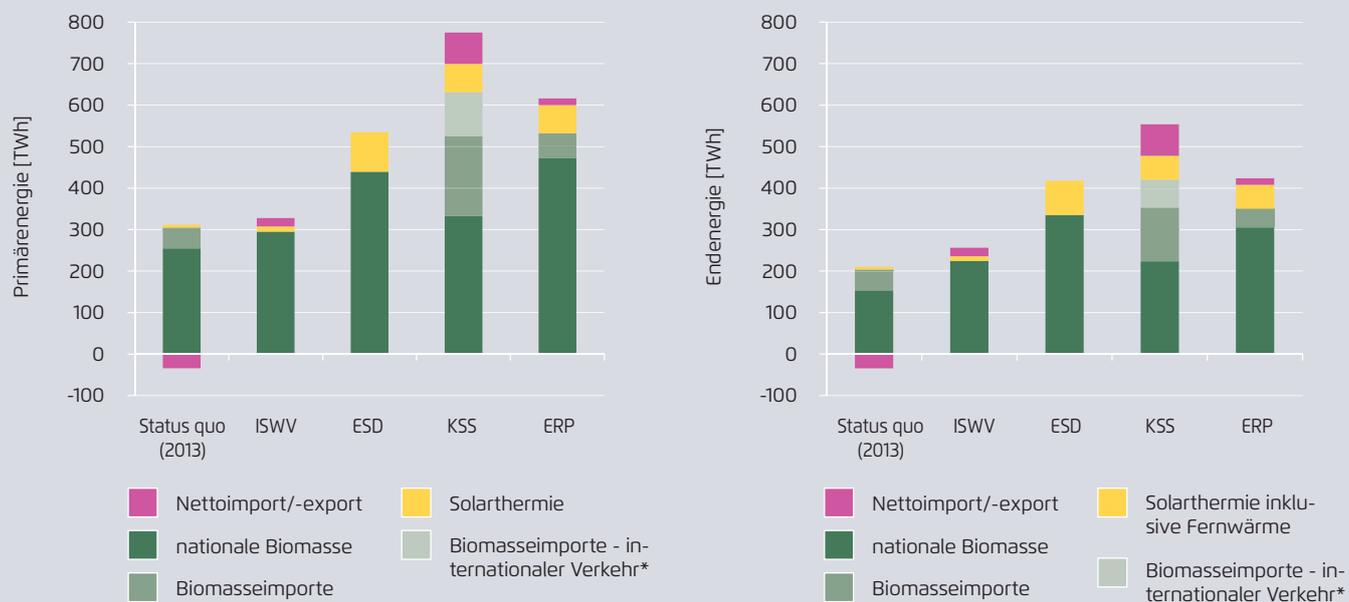
keit von nicht strombasierten erneuerbaren Energiequellen. Eine besondere Rolle nehmen dabei die Annahmen zur Biomasseverfügbarkeit ein. Biomasse kann ohne direkte CO₂-Emissionen im Strom-, Verkehrs- und Wärmesektor eingesetzt werden und damit fossile Brennstoffe ersetzen beziehungsweise strombasierte Technologien vermeiden. Die Szenarien unterscheiden sich sowohl zwischen den Annahmen hinsichtlich des Anbaupotenzials in Deutschland als auch hinsichtlich des Importpotenzials an Biomasse. Neben Annahmen zur Anbaufläche (zwischen zwei und vier Millionen Hektar in Deutschland für nachwachsende Rohstoffe, NaWaRo) hängt der energetische Flächenertrag von der Aufteilung zwischen flüssigen und gasförmigen biogenen Brennstoffen ab. Des Weiteren können sich die Szenarien auch leicht hinsichtlich des Biomassepotenzials von fester Biomasse sowie Rest- und Abfallstoffen unterscheiden. In Abbildung 8 sind die Annahmen zum Biomasseanbau und -import vergleichend dargestellt. Insgesamt unterscheidet sich die Verfügbarkeit von Biomasse zwischen den Szenarien in einem Bereich von 225 bis 420 Terawattstunden (Endenergie). Die Spannweite des Biomasseimports liegt zwischen 0 und 192 Terawattstunden (Primärenergie). Dabei ist aber zu berücksichtigen, dass im KSS-Szenario mit dem höchsten Biomasseanteil auch ein hoher Anteil für Biokeerosin im internationalen Verkehr eingesetzt wird und damit nicht direkt auf das THG-Ziel und den Strombedarf wirkt.

Abbildung 9 veranschaulicht die mögliche Substituierbarkeit von Biomasse und Strom im Verkehrssektor, wobei der Stromverbrauch hier auch strombasierte *Power-to-X*-Technologien beinhaltet. Je mehr Biomasse in einem Szenario im Verkehrssektor eingesetzt wird, desto weniger Strom wird tendenziell im Verkehr benötigt. So unterstellt etwa ERP den höchsten Biomasseeinsatz und geringsten Stromverbrauch im Verkehr. Umgekehrt ist die Biomasse in ISWV stark beschränkt, sodass viel Strom zum Einsatz kommt. In dieser vereinfachten linearen Betrachtung geht eine Verringerung der Biomasse im Verkehrssektor um 100 Terawattstunden mit einem durchschnittlichen Anstieg des Stromverbrauchs um 57 Terawattstunden einher. Das resultierende Austauschverhältnis von 0,57 lässt sich nicht alleine mit den relevanten Wirkungsgraden begründen, die im Bereich von 0,37 liegen. Stattdessen ist davon auszugehen,

⁷ Im Falle des *Lock-in* wäre man auf einen bestimmten Entwicklungspfad festgelegt, weil der Wechsel zu einem Alternativpfad aufgrund hoher Wechselkosten unwirtschaftlich wäre.

Vergleich der verfügbaren Biomasse, Solarthermie und Stromimporte für 2050

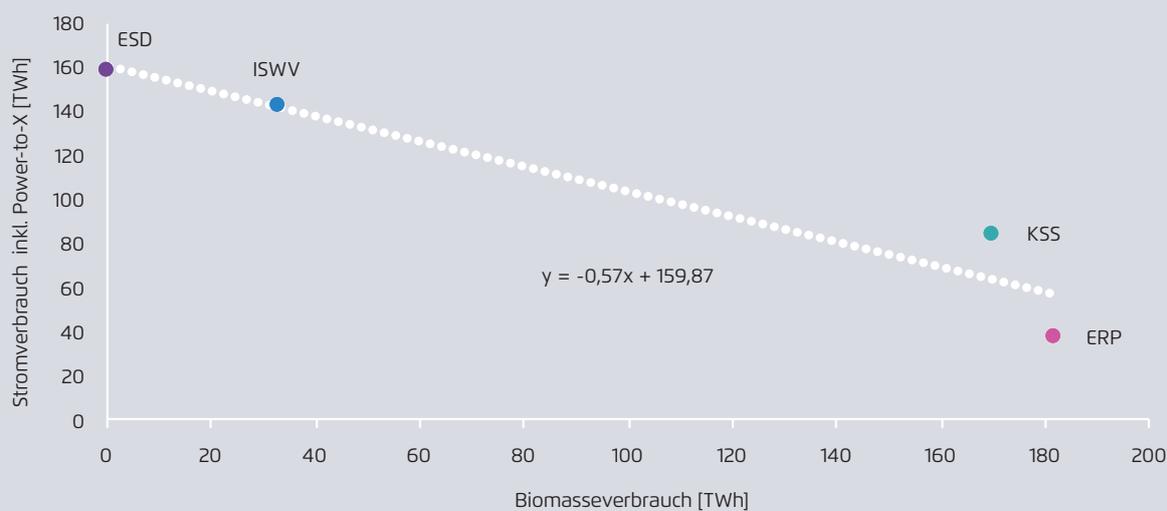
Abbildung 8



Eigene Darstellung; ISWV: Fh-IWES et al. (2015); ESD: Fh-ISE (2013); KSS: Öko-Institut et al. (2014); ERP: Prognos et al. (2014)
 * Biomasseeinsatz für internationalen Flugverkehr ist nicht wirksam auf die Klimaziele

Biomasse-Strom-Trade-off im Verkehrssektor für 2050

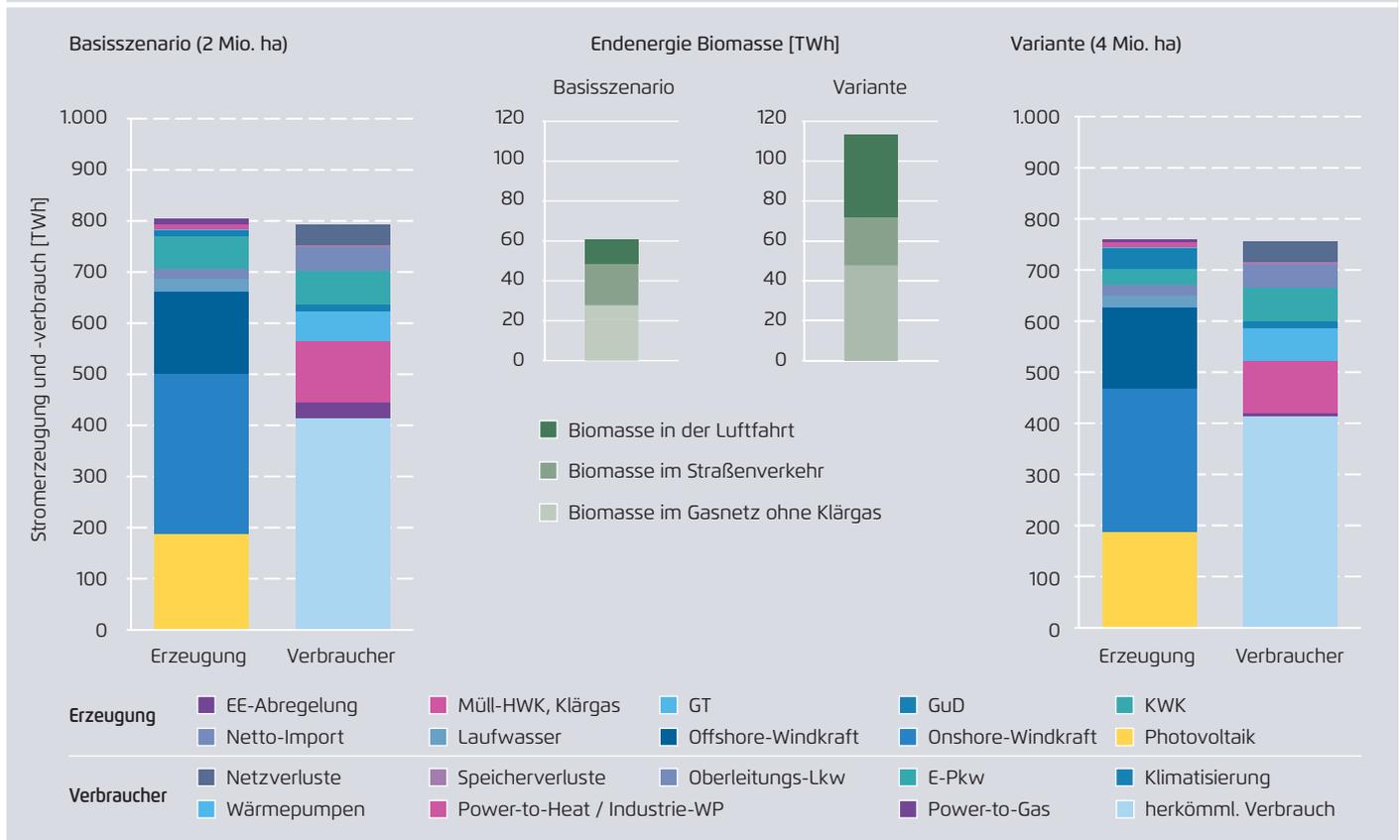
Abbildung 9



Eigene Darstellung; Strom ISWV: Fh-IWES et al. (2015); ESD: Fh-ISE (2013); KSS: Öko-Institut et al. (2014); ERP: Prognos et al. (2014)

Beispielrechnung ISWV – Einfluss der Höhe des Biomasseanbaupotenzials

Abbildung 10



Eigene Darstellung

dass Rückkopplungen im Gesamtsystem und Emissionsbeschränkungen zu einem insgesamt höheren Austauschverhältnis führen (siehe dazu auch Kapitel 3.3.2).

→ Ein weiterer Faktor sind die Annahmen zur Verfügbarkeit von **Solarthermie**, welche den Bedarf von strombasierten Technologien im Wärmesektor reduziert. Die Solarthermie variiert zwischen den Studien in einem Spektrum von 11 bis 83 Terawattstunden (Endenergie). Diese Bandbreite ist technisch und wirtschaftlich beschränkt und hat einen eher geringen Einfluss auf den Stromverbrauch. Da Solarthermie nur Niedrigtemperaturwärme bereitstellen kann, steht die Technologie zudem in Konkurrenz zu hoch effizienten Technologien wie Wärmepumpen, die im Gegensatz zu Elektrokesseln oder Heizstäben einen sehr geringen Strombedarf haben. Entsprechend wird der Einfluss dieses Treibers sowohl in absoluter als auch relativer Wirkung gering eingeschätzt.

3.3.2 ISWV-Variantenrechnung

Abbildung 10 zeigt das Ergebnis einer Vergleichsrechnung aus dem ISWV-Projekt. Dabei wurde unter ansonsten gleichen Randbedingungen die Biomasseanbaufläche von zwei auf vier Millionen Hektar vergrößert. Dies führt zu einer Erhöhung des Bioenergiepotenzials um 52 Terawattstunden mit dem Fokus auf flüssige Brennstoffe, was umgerechnet einer Substitution von circa zwölf Millionen Tonnen THG-Emissionen entspricht. Da auch diese Variante auf Biomasseimporte verzichtet, liegt sie weiterhin teilweise deutlich unter den Annahmen an Biomassepotenzial in den anderen Studien. Eine solche Erhöhung der Anbaufläche um zwei Millionen Hektar ermöglicht eine Reduktion des Strombedarfs um 37 Terawattstunden.⁸ Durch die hohe Flächenkon-

⁸ Das Austauschverhältnis zwischen Strom und Biomasse (in Terawattstunden) beträgt hier also $37/52 = 0,71$. Zusammen mit der Auswertung in Abbildung 9 ergibt

kurrenz spielt die angenommene Anbaufläche in Deutschland damit absolut eine untergeordnete Rolle gegenüber dem Einfluss durch Biomasseimporte. Der Einfluss von Biomasseimporten auf den Strombedarf ist dagegen als absolut stärker einzuordnen.

Neben den stark abweichenden Annahmen zu NaWaRo-Energiepflanzen und Biomasseimporten besteht ein Biomassepotenzial im Bereich der Wald- und Reststoffe, das in großem Maß zum Energiesystem beiträgt, sich aber weniger stark zwischen den Studien unterscheidet.

Da biogene Brennstoffe direkt in Wärme- und Verkehrsanwendungen eingesetzt werden können und dabei schwer elektrifizierbare Anwendungen wie Güterverkehr oder Hochtemperaturprozesswärme bedienen können, ist der relative Einfluss auf den Strombedarf sehr hoch.

3.3.3 Diskussion

Biomasse stellt zwar gegenwärtig mit sieben Prozent (306 Terawattstunden Primärenergie) noch den höchsten Anteil der erneuerbaren Energieträger am gesamten Primärenergieverbrauch in Deutschland bereit (insgesamt elf Prozent Erneuerbare-Energien-Anteil); das zusätzliche Ausbaupotenzial ist jedoch gering. Die **Anbaufläche in Deutschland** für NaWaRo insgesamt konnte in der letzten Dekade von 0,8 Millionen Hektar auf 2,3 Millionen Hektar gesteigert werden. Davon machen jedoch 0,3 Millionen Hektar Industriepflanzen für eine stoffliche Nutzung aus und 2 Millionen Hektar sind Energiepflanzen. Das nachhaltige nationale Flächenpotenzial wird vom Deutschen Biomasseforschungszentrum (DBFZ) auf circa drei Millionen Hektar bemessen (Majer et al. 2013), während andere Veröffentlichungen von vier Millionen Hektar ausgehen (Nitsch et al. 2014). Auch hierbei stellt sich die Frage der Flächennutzungskonkurrenz zu einer industriellen Nutzung. Das zusätzliche nationale NaWaRo-Flächenpotenzial ist also begrenzt, insbesondere unter Berücksichtigung umfassender Nachhaltigkeitsaspekte (zum Beispiel Biodiversität, Kohlenstoffkreisläufe etc.). Auch in seiner Wirkung auf den zukünftigen Stromverbrauchsbedarf ist dieses geringe zusätz-

liche Flächenpotenzial weniger relevant (siehe Abschnitt 3.3.2). Die zukünftige Entwicklung der Bioenergie muss vor allem auf eine Konsolidierung und Effizienzsteigerung fokussieren. Das Aufkommen von Reststoffen wird national langfristig auf einem ähnlichen Niveau bleiben. Wenige ungenutzte Potenziale, beschränkt auf wenige Substrate, können noch erschlossen werden. Derzeit befinden sich zwei Drittel in einer stofflichen oder energetischen Nutzung. Das verbleibende Drittel wird von Waldrestholz, Stroh und tierischen Exkrementen dominiert.

Einen wesentlich höheren Einfluss auf den Stromverbrauch 2050 könnte dagegen der **Import von Biomasse** haben. Derzeit beträgt dieser in Summe circa 50 Terawattstunden – vor allem für Holz. In einigen der Szenarien wird langfristig vor allem ein Anstieg im Bereich Biokraftstoffe unterstellt. Dabei sind die Bandbreiten globaler Biomassepotenzialstudien extrem groß. Treiber dieser Potenziale sind ökonomische Rahmenbedingungen (Ertragsentwicklung, stoffliche Nutzung, Rohstoffpreise, Erschließung neuer Pfade), ökologische Rahmenbedingungen (Nachhaltigkeitsanforderungen, direkte/indirekte Landnutzungsänderungen) und soziale Rahmenbedingungen (Nahrungsmittelnachfrage, Bevölkerungsentwicklung, Akzeptanz von Bioenergie). Unter Nachhaltigkeitsgesichtspunkten wird das globale Bioenergiepotenzial vom Weltklimarat IPCC für 2050 relativ gering mit einer Bandbreite von 28 bis 83 Petawattstunden (100 bis 300 Exajoule) Primärenergie eingeschätzt (IPCC 2011), im Vergleich zu einer derzeit bestehenden Nutzung von 14 Terawattstunden (50 Exajoule). Da es heute schon Biomassehandel gibt, erscheint es auch zukünftig nicht realistisch, von einer isolierten nationalen Potenzialbetrachtung auszugehen. Doch bei einer begrenzten Biomasseressource stellt sich die Frage, ob aus politischer und ethischer Sicht die Kaufkraft über deren globale Verteilung entscheiden sollte. Die Teller-Tank-Diskussion in Deutschland hatte die Problematik und geringe Akzeptanz in dieser Frage widerspiegelt.

Wenn man das globale Bioenergiepotenzial von 28 bis 83 Petawattstunden (100 bis 300 Exajoule) Primärenergie nur entsprechend der Bevölkerungszahl eines jeden

sich eine Bandbreite von etwa 0,57 bis 0,71.

Landes gleichberechtigt verteilen würde, dann ergäbe sich für Deutschland ein Anteil von 220 bis 660 Terawattstunden (800 bis 2.400 Petajoule).⁹ Das untere Ende dieser Bandbreite wäre mit 220 Terawattstunden sogar geringer als die gesamte heutige Biomassenutzung in Deutschland in Höhe von 306 Terawattstunden Primärenergie.

Dies zeigt auf, dass zwar große Szenarienlösungsräume bestehen, aber dass man sich heute für eine robuste Pfadentwicklung beziehungsweise für energiepolitische Maßnahmen und Infrastrukturentscheidungen nicht auf hohe Biomasseimporte in der Zukunft verlassen kann. In Szenarien sollte die Rolle von Biomasseimporten transparent dargestellt und ins Verhältnis zur globalen Verteilung gesetzt werden. Zudem ist festzuhalten, dass Bioenergie nicht CO₂-neutral ist, wenn die Vorketten berücksichtigt werden.

3.4 Verfügbarkeit von EE-Stromimporten und die Rolle Europas

3.4.1 Szenarienvergleich

Ein weiterer Aspekt, der die Stromerzeugungsseite betrifft, ist die auch in Abbildung 8 dargestellte Rolle der Stromimporte. Diese variieren zwischen den Szenarien von 0 bis 76 Terawattstunden. Dieser Faktor hat keinen Einfluss auf den Strombedarf, aber auf die dafür benötigten nationalen erneuerbaren Erzeugungskapazitäten. Schwierig ist dabei aber die Zuordnung von Offshore-Kraftwerksparks zu einzelnen Ländern. Dies betrifft Abweichungen beziehungsweise den hohen Importanteil von 76 Terawattstunden im KSS-Szenario. Grundsätzlich ist die Entwicklung des inner-europäischen Stromtransports stark von den politischen und technologischen Entwicklungen in den Nachbarländern und dem Netzausbau abhängig.

⁹ Im Jahr 2050 würden bei einer erwarteten Weltbevölkerung von 9 Milliarden Menschen die 75 Millionen Deutsche nur noch etwa 0,8 Prozent der Gesamtbevölkerung ausmachen. Wenn man diesen Anteil auf das globale Biomassepotenzial von 28 Petawattstunden bezieht, ergeben sich rund 220 Terawattstunden.

3.4.2 Diskussion

Bei einem hohen Erneuerbare-Energien-Anteil am Stromverbrauch stellt sich die Frage, wie viel davon aus nationalen Quellen bereitgestellt werden kann. In vielen Szenarien wird für 2050 dem Import von Strom aus Erneuerbaren Energien eine hohe Bedeutung beigemessen. Dabei ist Deutschland eingebunden in einen europäischen Binnenmarkt für Strom. Je nachdem, wie sich die Erzeugungskapazitäten in den einzelnen Ländern relativ zueinander über die Zeit verändern, sind für Deutschland per Saldo Stromimporte oder -exporte vorstellbar. Stromhandel ist damit ein Ergebnis unterschiedlicher Entwicklungsgeschwindigkeiten, und er bedarf einer hinreichenden Infrastruktur.

Aktuell sind eine heterogene Klimapolitik in Europa und **unterschiedliche Dynamik des EE-Ausbaus** festzustellen. Der Nettostromexport Deutschlands hat in den letzten Jahren von 17,7 Terawattstunden (2010) auf 35,5 Terawattstunden (2014) zugenommen.¹⁰ Vor dem Hintergrund der theoretischen Windkraft- und Solarstrompotenziale in den einzelnen europäischen Ländern ist langfristig jedoch ein gewisser Import von Strom aus Erneuerbaren Energien nach Deutschland ökonomisch nachhaltig¹¹. Allerdings bedarf es für die Erschließung der dortigen Potenziale einer stärkeren EE-Ausbaudynamik im europäischen Ausland, welche derzeit noch nicht in diesem Maße festzustellen ist. Damit stellt sich die Frage, inwiefern der gegenwärtig zu beobachtende und auch mittelfristig noch plausible Exporttrend sich bis 2050 wieder in Nettoimporte umkehren wird. Auch in

¹⁰ Nach den Szenarien des *Netzentwicklungsplans Strom* (NEP 2015) wird beispielsweise von weiter ansteigenden Nettostromexporten (ohne nationale CO₂-Limitierung) in der nächsten Dekaden ausgegangen (2025 71,2 Terawattstunden, 2035 77,4 Terawattstunden), da unterstellt wird, dass der EE-Strom in Deutschland weiterhin stärker als in vielen Nachbarländern ausgebaut wird und durch den Netzausbau von einem Anstieg der Übertragungsfähigkeit der Grenzkuppelleistungen auszugehen ist.

¹¹ In den ISWV-Modellergebnissen (Fh-IWES et al. 2015) wird auf Basis der europaweiten Kostenoptimierung Deutschland langfristig Nettoimporteur, während Länder wie zum Beispiel Frankreich und Großbritannien Nettoexporteure werden. Die mögliche Bandbreite des Imports nach Deutschland und seine Wirkung auf das Erreichen der Energiewendeziele wären noch genauer zu quantifizieren.

diesem Fall sollten sich energiepolitische Maßnahmen und Infrastrukturentscheidungen heute nicht auf hohe Stromimporte in der Zukunft verlassen.

Dabei muss aber auch berücksichtigt werden, dass bei einem zukünftigen **Nordsee-Offshore-Netz** die Grenzen zwischen rein nationalen Zielen der EE-Erzeugung und einer länderübergreifenden Standortwahl verschwimmen. Studien und Szenarienrechnungen sollten stärker europäisch fokussiert sein und Annahmen und Ergebnisse bezüglich der Einbettung Deutschlands in Europa transparent darstellen. Ein weiterer Punkt der Rolle Europas ist der bereits oben diskutierte Lastenausgleich bei unterschiedlichen Voraussetzungen, um ein gemeinsames übergreifendes Klimaziel innerhalb Europas zu erreichen.

3.5 Bedarfsentwicklung in den Sektoren Verkehr und Wärme im Bereich Gebäude und Industrie

3.5.1 Szenarienvergleich

Der dritte große Einflussparameter auf den Stromverbrauch eines zukünftigen Minus-80-Prozent-THG-Szenarios sind die Annahmen zur Bedarfsentwicklung der Sektoren Verkehr und Wärme. Die Bedarfsentwicklung ist abhängig von sozioökonomischen Rahmendaten, auf die in Abschnitt 3.6 eingegangen wird. In den Studien KSS und ERP wurde aus diesen sozioökonomischen Rahmendaten mithilfe detaillierter *Bottom-up*-Analysen die Bedarfsentwicklung im Bereich Industrierwärme abgeleitet. In der Studie ISWV wurde sich teilweise auf bereits bestehende Studien bezogen und in der Studie ESD wurde im Bereich Industrie und Verkehr ein Beibehalten des Status quo unterstellt. Dagegen weisen alle Studien eigene Bewertungen zur Entwicklung des Wärmebedarfs im Gebäudebereich auf.

Verkehr

Bei der Entwicklung der Verkehrsleistung besteht eine sehr hohe Unsicherheit. Die vier untersuchten Studien unterscheiden sich sowohl in der angenommenen Personenverkehrsleistung, vor allem aber auch in den Annahmen zum

Güterverkehr (siehe Abbildung 11).¹² Dem liegen dabei auch unterschiedliche Annahmen hinsichtlich der Verkehrsvermeidung und zur Veränderung der Nutzungsgewohnheiten zugrunde. Der Güterverkehr ist ein stark wachsender Markt, der stark von der wirtschaftlichen Entwicklung des Landes abhängig ist. Im Gegensatz zum Personenverkehr lässt sich der Güterverkehr schlechter auf direktelektrische Antriebstechnologien umstellen. Auch eine Verlagerung des Verkehrs auf die Schiene erfolgt bislang nur eingeschränkt. Setzt sich dieser Trend fort, ist vor allem im Straßengüterverkehr der Einsatz von flüssigen oder gasförmigen Brennstoffen notwendig, die entweder konventionell, als biogener Brennstoff oder als synthetischer Brennstoff bereitgestellt werden müssen. Als Alternative für die direkte Nutzung von Strom im Straßengüterfernverkehr wird der Einsatz von Oberleitungs-Lkw diskutiert.

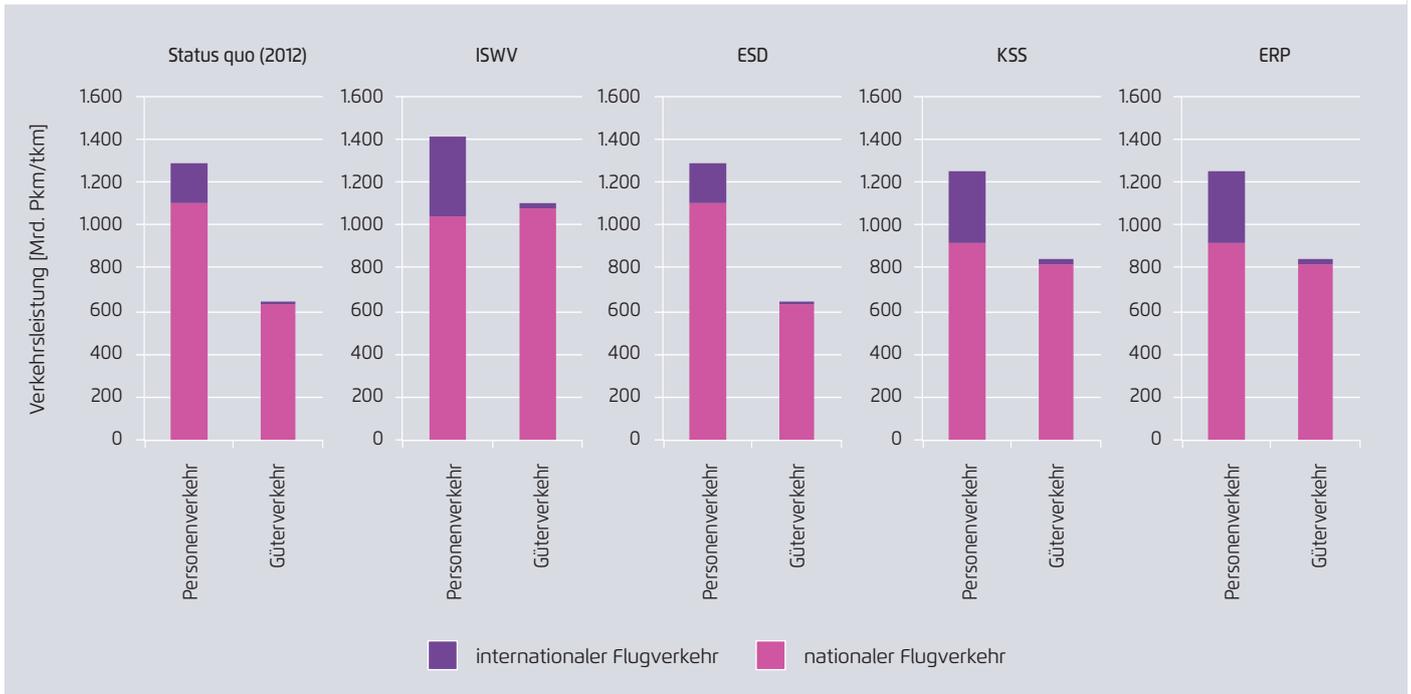
In Abbildung 12 ist der Stromverbrauch im Verkehrssektor der verglichenen Studien dargestellt. Zum heutigen Zeitpunkt sind die Durchdringung durch E-Kfz und der damit verbundene Strombedarf vernachlässigbar. Der Strombedarf von 17 Terawattstunden resultiert aus dem Einsatz von Bahnen im Güter-, Fern- und Nahverkehr. In der Studie ISWV wurde der Oberleitungs-Lkw als direkt elektrische Antriebstechnologie berücksichtigt. Aber auch in der Durchdringung mit E-Pkw unterscheiden sich die Studien stark (ISWV, ESD und KSS mit hohen Anteilen gegenüber geringen Anteilen in ERP). In Summe variiert der direkte Stromverbrauch für Mobilität zwischen den Szenarien in einem Bereich von 52 bis 172 Terawattstunden. Der dargestellte Strombedarf zur Umwandlung in synthetische Brennstoffe bezieht sich allerdings nicht nur auf den Verkehrssektor, da oft keine genaue Zuordnung des EE-Brennstoffs zu den Verbrauchern durchgeführt werden kann.

Wichtig ist weiterhin die Frage nach der Berücksichtigung und Allokation von internationalem Luft- und Seeverkehr. Diese hat, wie bereits in Abschnitt 3.2 gezeigt, einen starken

¹² Zum Vergleich: Die aktuelle Verkehrsverflechtungsprognose des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI) für 2030 (BMVI 2014) wurde zwar gegenüber der alten Prognose nach unten korrigiert. Dennoch geht sie weiterhin von einem starken Anstieg des Verkehrsaufkommens aus.

Vergleich der angenommenen Verkehrsleistung für 2050

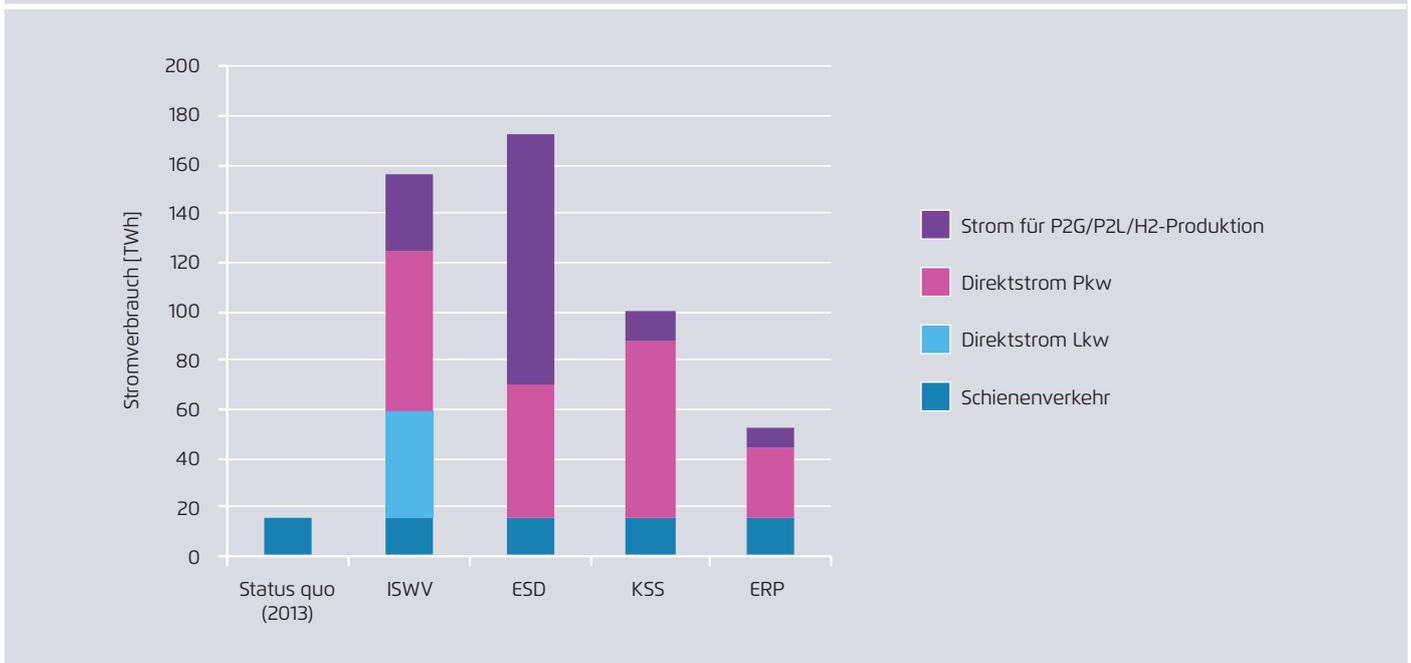
Abbildung 11



Eigene Darstellung; ISWV: Fh-IWES et al. (2015); ESD: Fh-ISE (2013); KSS: Öko-Institut et al. (2014); ERP: Prognos et al. (2014)

Vergleich des Stromverbrauchs im Verkehrssektor (inklusive aller Power-to-X/ Wasserstoff-Anwendungen) für 2050

Abbildung 12



Eigene Darstellung; ISWV: Fh-IWES et al. (2015); ESD: Fh-ISE (2013); KSS: Öko-Institut et al. (2014); ERP: Prognos et al. (2014)

Einfluss auf den Strombedarf, wenn dadurch die Klimaziele gegenüber der heutigen Kyoto-Bilanzierung verschärft würden. Ursächlich hierfür sind vor allem die stark wachsende Verkehrsleistung im Flugverkehr (siehe Abbildung 11), die schlechte Substituierbarkeit des Kerosins und die stärkere Treibhausgaswirkung von Emissionen in großer Höhe.

Wärme und Industrie

Der zweite wichtige Aspekt sind die Annahmen im Wärmesektor, wobei dort aufgrund der unterschiedlichen Temperaturniveaus und Anwendungen zwischen Annahmen im Gebäudebereich und Anwendungen im Industriesektor unterschieden werden muss.

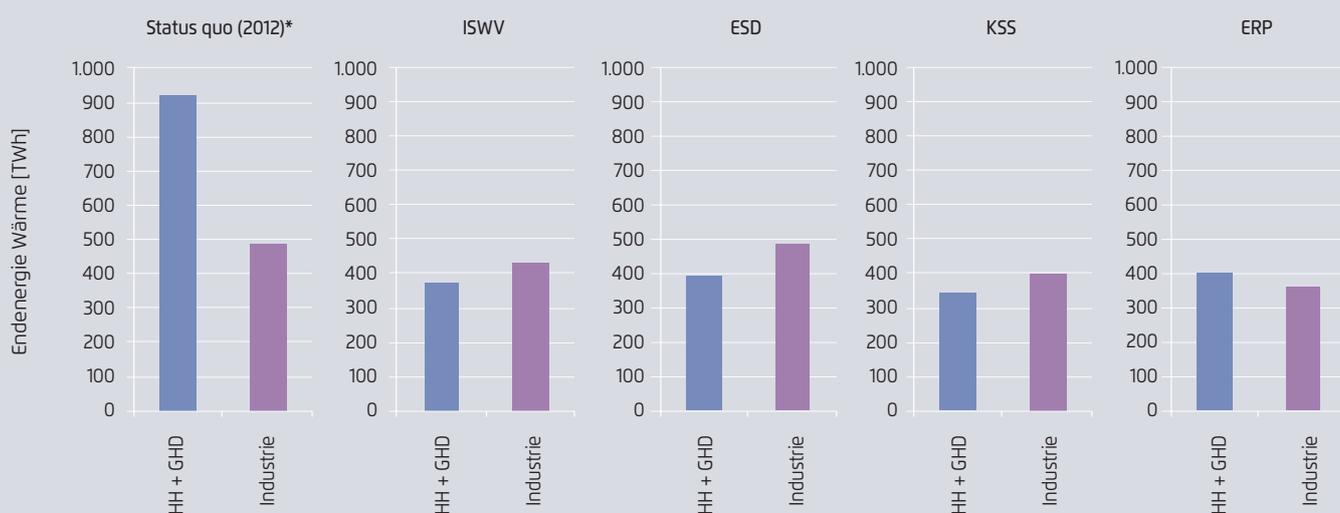
Der Endenergiebedarf im **Haushalts- und GHD-Bereich** (GHD – Gewerbe, Handel, Dienstleistungen) ist sehr stark vom angenommenen Dämmstandard, der angenommenen Bevölkerungsentwicklung sowie von Annahmen zur Wohnflächennutzung abhängig. Insgesamt gehen alle Studien von

einer starken Reduktion der benötigten Endenergie gegenüber dem Status quo aus (siehe Abbildung 13). Durch die Annahme eines hohen Dämmstandards und aufgrund der Verfügbarkeit effizienter Technologien im Niedertemperaturbereich wie Wärmepumpen und Kraft-Wärme-Kopplung ist der Einfluss dieses Treibers auf den Strombedarf eher gering. Nichtsdestotrotz bestehen Unterschiede zwischen den Studien. So wird beispielsweise in der ERP von einer höheren Bevölkerung für das Jahr 2050 ausgegangen als in ISWV, ESD und KSS. Dementsprechend ist der Wärmebedarf von Haushalten und GHD in ERP höher.

Größere Unsicherheiten bestehen bei der Prognose des Endenergiebedarfs in der **Industriewärme**, welcher auch stark von den Szenarioannahmen zum Wirtschaftswachstum abhängig ist. Industrieprozesse erstrecken sich über ein sehr breites Temperaturspektrum, und mögliche Effizienzmaßnahmen sind stark vom konkreten Prozess, von Verfügbarkeiten von Recycling (Sekundärroute) und der Möglichkeit eines Verfahrenswechsels abhängig. Während im niederen und mittleren Temperaturbereich der Einsatz von Großwär-

Vergleich des Endenergiebedarfs im Wärmesektor für 2050

Abbildung 13



Eigene Darstellung; ISWV: Fh-IWES et al. (2015); ESD: Fh-ISE (2013); KSS: Öko-Institut et al. (2014); ERP: Prognos et al. (2014)

* temperaturbereinigt

mepumpen und Kraft-Wärme-Kopplung möglich ist, muss bei sehr hohen Temperaturen ein flüssiger oder gasförmiger Brennstoff verbrannt oder ein Direktstromverbraucher eingesetzt werden. Aufgrund dieser technischen Einschränkung und der relativ hohen Unterschiede im Energiebedarf zwischen den Szenarien (Abbildung 13) ist von einer hohen Wirksamkeit dieses Treibers auf den Stromverbrauch auszugehen.

In Abbildung 14 ist der Stromverbrauch im Wärmesektor 2050 der verschiedenen Szenarien dargestellt. Auch heute wird bereits Strom direkt im Wärmemarkt eingesetzt. In Haushalten und im GHD-Sektor verteilen sich 49 Terawattstunden_{el} auf noch bestehende Nachtspeicherheizungen, auf die Warmwassererzeugung und erste verbaute Wärmepumpen. Im Industriebereich wird bereits im Umfang von 41 Terawattstunden_{el} Prozesswärme bereitgestellt. Im Szenario ISWV wird (aufgrund der engeren THG-Begrenzung und geringeren Biomasseverfügbarkeit) in großem Umfang Strom im Wärmemarkt eingesetzt, während es in den übrigen Szenarien einen deutlich geringeren Anstieg des Strombedarfs im Wärmesektor gibt.

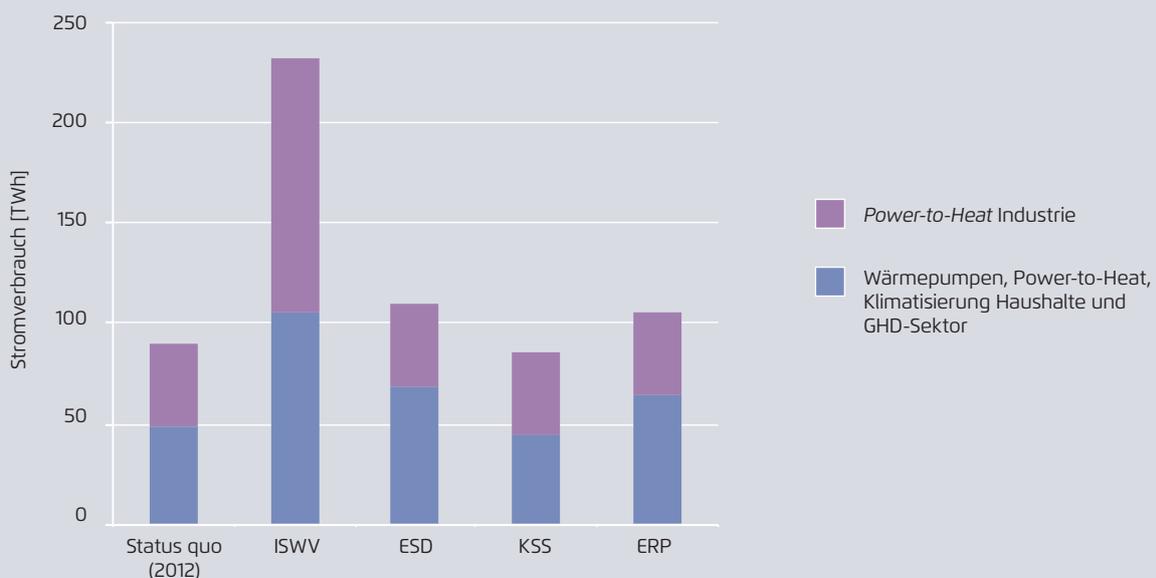
3.5.2 ISWV-Variantenrechnung

Um den Einfluss der Wärmedämmung einschätzen zu können, wurde mit der im Projekt ISWV verwendeten Modellierung eine Variante des Endenergiebedarfs der Niedrigtemperaturwärme im Gebäudebereich gerechnet (Abbildung 15). Grundsätzlich wurde in beiden Varianten der gesamte Gebäudebestand saniert. Der Unterschied liegt allein in der Tiefe der energetischen Sanierung. Verglichen mit der Basisrechnung wurde dazu in der Variante ein geringerer Dämmstandard angenommen¹³, was zu einem um 112 Terawattstunden_{th} höheren Wärmebedarf und zu schlechteren Wirkungsgraden für Wärmepumpen führt. Um weiterhin die THG-Reduktionsziele zu erreichen, steigt durch diesen

13 Die energetische Sanierung umfasst im Basisszenario Dach, Fenster, Außenhülle und unteren Gebäudeabschluss. Gegenüber dem heutigen Bedarf an Raumwärme erfolgt eine Reduktion um 50 Prozent bei den Haushalten und um 30 Prozent im GHD-Bereich. In der weniger ambitionierten Modellierungsvariante beinhaltet die energetische Sanierung Dach, Fenster und teilweise die Außenhülle. Die Verringerung des Raumwärmebedarfs beträgt hier nur 25 Prozent bei den Haushalten und 20 Prozent im GHD-Bereich (Fh-IWES et al. 2015).

Vergleich des Strombedarfs im Wärmesektor für 2050

Abbildung 14



Eigene Darstellung; ISWV: Fh-IWES et al. (2015); ESD: Fh-ISE (2013); KSS: Öko-Institut et al. (2014); ERP: Prognos et al. (2014)

Mehraufwand der Strombedarf im Szenario um 99 Terawattstunden_{el}. Im Zusammenhang mit den engen Rahmenbedingungen dieses Zielszenarios (enge THG-Grenze, wenig Biomasse) und den komplexen Systemrückkopplungen (zum Beispiel mehr *Power-to-Gas*-Bedarf, mehr EE-Ausbau → weniger Residuallastdeckungslücken für Kraft-Wärme-Kopplung → mehr *Power-to-Heat*-Einsatz, schlechterer Wirkungsgrad/Wirtschaftlichkeit von Wärmepumpen) wirkt dieser Treiber stark stromverbrauchserhöhend. Es ist aber davon auszugehen, dass bei weniger engen Rahmenbedingungen für ein Zielszenario der Treiber Wärmebedarf in Gebäuden sich aufgrund der genannten höheren technischen Freiheitsgrade im Niedertemperaturbereich weniger stark auswirken würde. Deutlich wird aber auch die Bedeutung von Energieeffizienz, um den zusätzlichen Stromverbrauch möglichst gering zu halten.

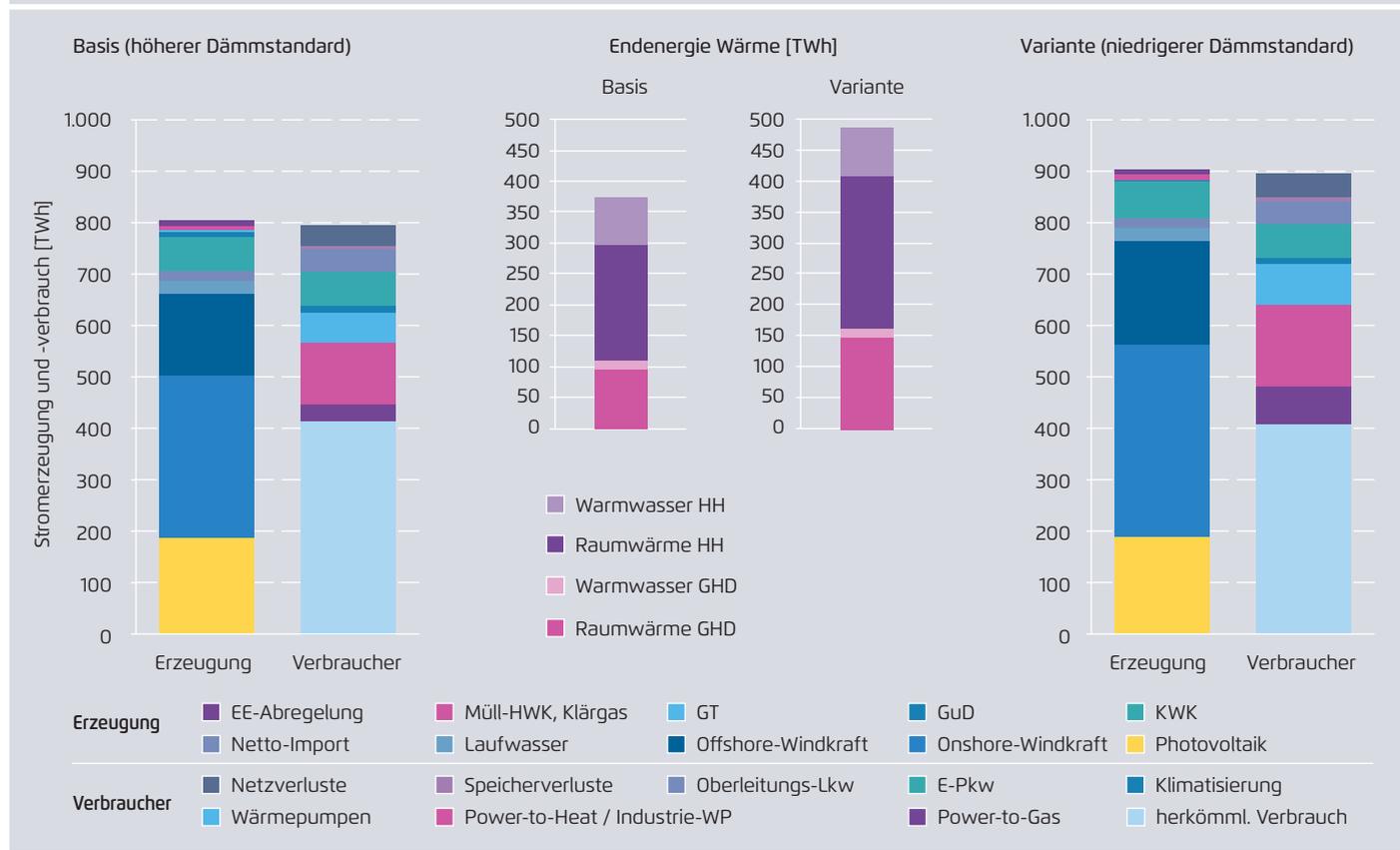
3.5.3 Diskussion

Grundsätzlich ist Effizienz in allen Sektoren sehr wichtig, um die Klimaziele einhalten zu können und gleichzeitig den notwendigen EE-Ausbau zu begrenzen. Ein Beispiel dafür ist die Synergie aus **Wärmedämmung** und dem Potenzial von Wärmepumpen. Um hier Effizienz zu erreichen, sind neben einem übergreifenden THG-Ziel auch sektorale Teilziele und entsprechende energiepolitische Maßnahmen notwendig. Gleichzeitig stellt sich jedoch die Frage, ob diese Teilziele möglicherweise den Lösungsraum für Szenarien zu stark einschränken. Außerdem sind in diesem Zusammenhang zwei Unterscheidungen bedeutsam:

→ Erstens zwischen relativen und absoluten Effizienzzielen. Ein Beispiel für Letzteres ist die absolute Minderung des Stromverbrauchs bis 2050 um 25 Prozent gegenüber 2008.

Beispielrechnung ISVV – Einfluss des Endenergiebedarfs an Wärme bei Gebäuden

Abbildung 15



Eigene Darstellung; ISVV: Fh-IWES et al. (2015); HH – Haushalte; GHD – Gewerbe, Handel, Dienstleistungen

→ Und zweitens zwischen „alten“ und neuen Stromverbrauchern, wobei zu den Letzteren vor allem Elektromobilität und Wärmepumpen gezählt werden (siehe auch Kapitel 3.6.2).

Neben technischer Effizienzsteigerung ist auch eine absolute Verbrauchsreduktion denkbar. So könnte es beispielsweise im **Verkehrssektor** ohne Gegenmaßnahmen zu einem weiteren Anstieg an THG-Emissionen kommen, da der Güterverkehr stark vom Bruttoinlandsprodukt abhängt. Die Herausforderung besteht darin, mehrheitsfähige Maßnahmen zu finden, die zur Verkehrsvermeidung beitragen. Szenarien müssen im Rahmen einer robusten Pfadentwicklung dieser Unsicherheit Rechnung tragen. Wichtig ist aber auch, Suffizienz in Szenarien gezielt mit abzubilden, damit die Chance besteht, dieses Thema auf die politische Agenda zu setzen und mit praktischen Maßnahmen umzusetzen.

Industrieller Prozesswärmebedarf ließe sich grundsätzlich in vielen Bereichen strombasiert decken. Das technische Potenzial elektrischer Anwendungen in der Industrie (inklusive Wärmepumpen) wird für 2050 auf knapp 300 Terawattstunden_{th} geschätzt¹⁴. Die tatsächliche Umsetzung im Einzelfall hängt allerdings maßgeblich von der Entwicklung der Strompreise und der erlaubten THG-Emissionen ab. Dabei gehen Emissionsminderungen mit wirtschaftlichen Belastungen einher, die sich bei hohem internationalem Wettbewerbsdruck industrie- und klimapolitisch negativ auswirken können. Diese Restriktionen verschärfen tendenziell noch die Herausforderung, in den Bereichen Strom, Gebäude und Verkehr größere Anstrengungen zur Emissionsminderung unternehmen zu müssen als im Industriesektor.¹⁵ Darüber hinaus sollte perspektivisch untersucht werden, inwieweit industrielle Abwärme durch geeignete Kopplung als Raumwärme weiterverwendet werden könnte, um damit den Wärmebedarf insgesamt weiter zu senken.

3.6 Weitere Einflüsse wie sozioökonomische Rahmendaten, Modellcharakteristik und Stromeffizienz

3.6.1 Szenarienvergleich

Einen wesentlichen Unterschied zwischen den Studien gibt es auch in der Art der Modellierung. Während in den Studien KSS und ERP sektorale, partiale *Bottom-up*-Modelle verwendet werden, kommen in den anderen beiden Studien Gesamtsystem-Kostenoptimierungen zum Einsatz. Dieses Vorgehen hat einen starken Einfluss darauf, welche Modellparameter exogen vorgegeben werden und welche endogen ermittelt werden. Wichtige Kenngrößen bei den *Bottom-up*-Modellen sind die sozioökonomischen Rahmenbedingungen. Dazu zählen neben den Annahmen zur Bevölkerungsentwicklung die wirtschaftliche Entwicklung (Bruttoinlandsprodukt, BIP) und das Zusammenspiel zwischen Primärenergieverbrauch und -produktivität (BIP/PEV) beziehungsweise die Technologieeffizienz (siehe Abbildung 16). Aus diesen Annahmen werden Endenergiebedarfe für verschiedene Anwendungen abgeleitet.

Wenn man dabei die Szenariodaten von KSS und ERP vergleicht, wird deutlich, dass bei einem höheren Bruttoinlandsprodukt im Lösungsraum minus 80 Prozent THG technisch noch Effizienzpotenzial vorhanden ist, um einen vergleichbaren Primärenergieverbrauch zu erreichen. Die Wirkung dieser Faktoren als Treiber für den Stromverbrauch ist schwer einzugrenzen. Die Faktoren Bruttoinlandsprodukt und Bevölkerungsentwicklung wirken jedoch auf die Entwicklung von Verkehrsaufkommen, Gebäude- und Industrierwärme und damit auf die in Abschnitt 3.5 dargestellten Zusammenhänge. Die Studie ISWV bezieht sich bei den Annahmen zu den sozioökonomischen Rahmendaten und den daraus resultierenden Endenergieverbräuchen auf andere Studien.

In den Studien KSS und ERP mit sektoralen, partialen *Bottom-up*-Modellen wurden neben dem THG-Ziel zusätzliche sektorale Ziele berücksichtigt. Diese beinhalten unter anderem eine Limitierung des Strombedarfs inklusive neuer Verbraucher, eine Steigerung der Energieeffizienz oder die Reduktion des Primärenergiebedarfs. Aus technischer Sicht schränken diese zusätzlichen Randbedingungen den Lö-

¹⁴ Blesl (2015)

¹⁵ siehe dazu auch Kapitel 3.2.

Zusammenspiel von Wirtschaftsentwicklung und Produktivität

Abbildung 16



Eigene Darstellung; KSS: Öko-Institut et al. (2014); ERP: Prognos et al. (2014)

sungsraum prinzipiell ein. Das wiederum hat Rückwirkungen auf den Einsatz neuer Stromverbraucher in den Szenarien. In den Studien ISWV und ESD wurden demgegenüber keine solchen zusätzlichen Einschränkungen exogen vorgegeben. Stattdessen ergeben sich die Modellresultate aus der insgesamt kostenoptimalen Energiebereitstellung bei Einhaltung des übergeordneten THG-Ziels (siehe auch Abschnitt 2.2).

Ein gutes Beispiel, um die Wirkung unterschiedlicher Modellierung auf den Stromverbrauch zu erfassen, stellt der Szenarienvergleich zum herkömmlichen Stromverbrauch in bestehenden Stromanwendungen dar (Abbildung 17). Sektorale, partielle *Bottom-up*-Modelle wie in ERP erfassen sehr genau einzelne Anwendungen im Haushalts-, GHD- und Industriesektor. Verbunden mit den Szenariodaten zu Bevölkerung- und Wirtschaftsentwicklung und technischen Effizienzpotenzialen wird daraus ein technisches Stromverbrauchspotenzial ermittelt, welches tendenziell niedriger ausfällt als in *Top-down*-Modellen¹⁶.

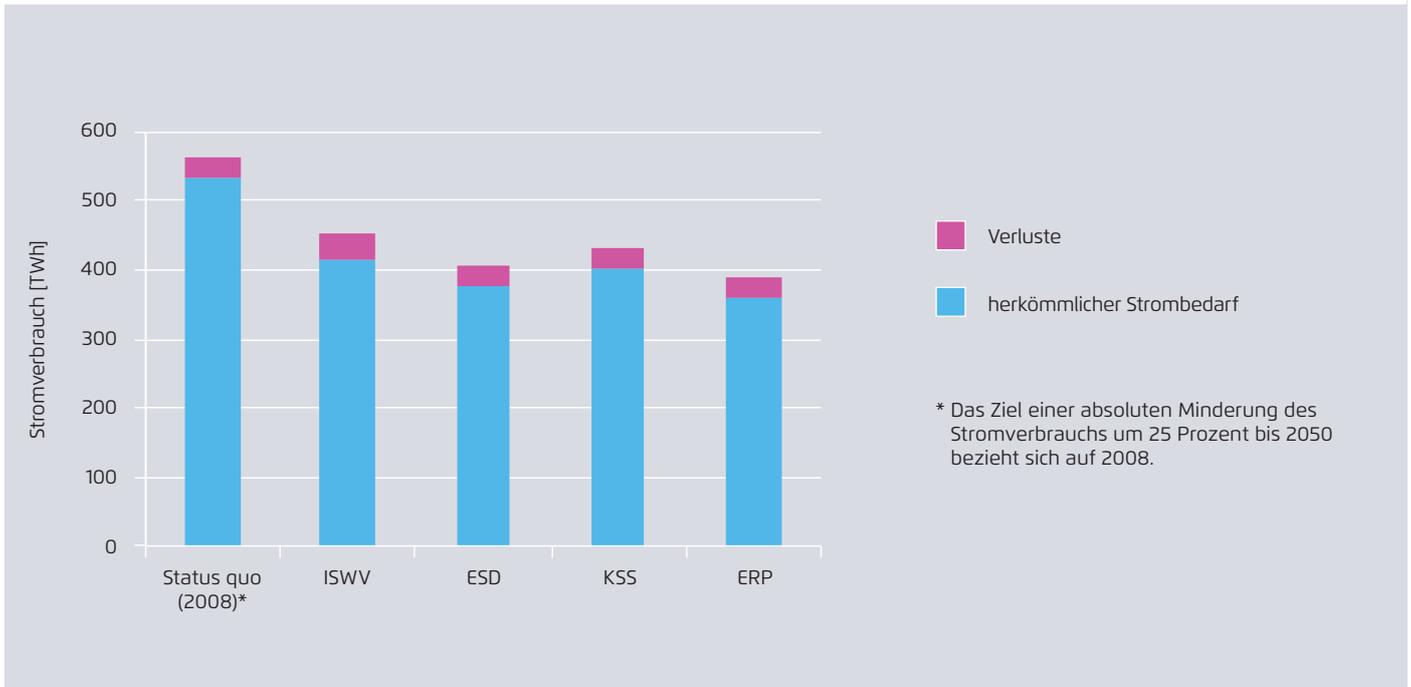
16 In den hier verglichenen vier Szenarien wurde allerdings keine

In den Studien ISWV, ESD und KSS wurde das Ziel des Energiekonzeptes, den Strombedarf bis zum Jahr 2050 gegenüber 2008 um 25 Prozent zu verringern, nur auf den herkömmlichen Verbrauch bezogen und nicht – wie bei ERP – auf den gesamten Stromverbrauch. Während bei ERP eine Festlegung dieses Ziels zwar zu einer starken Einschränkung des Lösungsraums führt, aber technisch möglich erscheint, wird in den anderen Studien deutlich, dass auch diese politische Zielvorstellung unterschiedlich interpretiert wird (Abbildung 17).

Top-down-Modellierung angesetzt. Diese zeichnet sich aus durch makroökonomische, marktvermittelte Rückkopplungen zwischen dem Energiesystem und dem Rest der Volkswirtschaft. Energietechnologien werden in der Regel stärker aggregiert betrachtet. Im Gegensatz zur *Bottom-up*-Modellierung können daher technische Potenziale und Restriktionen in den einzelnen Anwendungen nicht berücksichtigt werden (van Vuuren et al. 2009; Amerighi et al. 2010; Mai et al. 2013).

Herkömmlicher Stromverbrauch

Abbildung 17



Eigene Darstellung; ISWV: Fh-IWES et al. (2015); ESD: Fh-ISE (2013); KSS: Öko-Institut et al. (2014); ERP: Prognos et al. (2014)

3.6.2 Diskussion

Viele Studien beziehen das Effizienzziel einer absoluten Minderung des Stromverbrauchs bis 2050 um 25 Prozent gegenüber 2008 auf den herkömmlichen Stromverbrauch. Im Energiekonzept 2010 wurde mit dem Stromeffizienzziel 2050 jedoch bereits ein gewisser Anstieg von neuen Stromverbrauchern berücksichtigt und damit ein höheres Effizienzziel als minus 25 Prozent für den herkömmlichen Stromverbrauch unterstellt. Allerdings wäre zu untersuchen, ob der Anteil dieser neuen Stromverbraucher für das Jahr 2050 bisher gegebenenfalls unterschätzt wurde. Falls ja, wäre eine Möglichkeit, das Effizienzziel zu differenzieren und zusätzliche Subziele für die Sektorkopplung zu definieren, welche sich auf einzelne Anwendungen beziehen. Zu diskutieren und abzuwägen sind hierbei nicht nur die Wechselwirkungen zwischen den absoluten Zielen zur Stromverbrauchsminderung und den möglichen Effizienzgewinnen sowie der THG-Verringerung, die durch Stromdirekteinsatz und Brennstoffsubstitution mit Anwendungen wie Elektromobilität und Wärmepumpen möglich sind, sondern auch die damit verbundenen Kosten. Die ökonomische Effizienz sollte hier leitend sein.

Aber auch die **Höhe des herkömmlichen Stromverbrauchs** 2050 ohne neue Sektorkopplungstechnologien wie *Power-to-X* und Elektromobilität ist dabei schwierig zu bewerten, wie die unterschiedlichen Ergebnisse von makroökonomischen *Top-down*-Modellen¹⁷ und technischen *Bottom-up*-Modellen zeigen. Diese sind scheinbar nicht vereinbar, da *Top-down*-Modelle tendenziell mehr Stromverbrauch ermitteln und in *Bottom-up*-Modellen tendenziell mehr Effizienz angenommen wird. Aus Sicht der *Top-down*-Modellierung unterschätzen *Bottom-up*-Modelle den Energieverbrauch einer neuen, auf Innovationen und Wachstum basierenden unbekannteren zukünftigen Wirtschaft, für die insbesondere die Verfügbarkeit von Strom – als hochenergetische Energieform – einen Treiber darstellt. Auf der anderen Seite ist es sehr wichtig, die technischen Effizienzpotenziale in bestehenden Anwendungen zu heben, um die Anforderungen an den EE-Ausbau im Rahmen zu halten.

¹⁷ siehe Fußnote 16

4 Zusammenfassung und Fazit

4.1 Wesentliche Treiber des Stromverbrauchs

Aus der Analyse der energiepolitischen Zielszenarien für 2050 ist deutlich geworden, dass zwei Faktoren den größten Einfluss auf den Stromverbrauch haben: erstens die Festlegung, auf welchen Teil der THG-Emissionen sich das 80-Prozent-Reduktionsziel bezieht; und zweitens die praktische Verfügbarkeit von (Import-)Biomasse – insbesondere für den teilweise schwer elektrifizierbaren Verkehrssektor. Dahinter folgen Annahmen zur Effizienz bei Gebäuden, Industrie und herkömmlichem Stromverbrauch.¹⁸

4.2 Anforderungen an einen robusten Szenariokorridor

Robuste politische Strategien zur Erreichung der Energieziele brauchen einen robusten Szenariokorridor. Dieser muss innerhalb seiner Bandbreite die maßgeblichen Unsicherheiten der zukünftigen Entwicklung abbilden. Aus dem hier vorgelegten Szenarienvergleich können wesentliche Anforderungen an einen solchen Szenariokorridor abgeleitet werden:

→ Eine **Bilanzierung der THG-Emissionen** nach dem Kyoto-Protokoll stellt derzeit auch für 2050 den angemessenen Rahmen dar. Zum Zwecke einer besseren Berücksichtigung der nichtenergetischen Emissionen sollten öffentliche Auftraggeber ein Standard-Annahmenset für die Entwicklung dieser Emissionen (oberer und unterer Pfad)

¹⁸ Grundsätzlich können die hier analysierten Parameter nicht isoliert betrachtet werden, da vielfach Wechselwirkungen zu berücksichtigen sind. Je stärker etwa der fossile Brennstoffverbrauch in einem Szenario eingeschränkt ist, umso stärker wirken Unterschiede im Energieverbrauch der einzelnen Sektoren auf den Stromverbrauch, da zum Beispiel über die *Power-to-Gas*-Umwandlungskette höhere Verluste in Kauf genommen werden müssen. Auch haben Annahmen zu sozioökonomischen Rahmenbedingungen wie Wirtschaftswachstum oder Bevölkerungsentwicklung einen Einfluss auf mehrere der diskutierten Treiber, welcher hier allerdings nicht vertieft untersucht wurde.

erstellen, auf welches sich Szenariostudien berufen können und sollten.

- **Weitere Emissionsarten** wie Landnutzungsänderungen und internationaler Verkehr, die nicht Teil der Kyoto-Bilanzierung und damit des Klimaziels sind, sollten aufgrund der hohen Klimarelevanz in Szenariorechnungen zusätzlich mit Bandbreiten ausgewiesen werden. Ebenso wie diese Emissionen ist der Einfluss eines möglichen Lastenausgleichs in der EU für die 2050er-Ziele derzeit energiepolitisch noch nicht relevant. Da hiermit jedoch eine mögliche Verschärfung der Anforderungen an den Energiesektor einhergeht, ist es für aktuelle energiepolitische Entscheidungen wichtig, dass Maßnahmen und Infrastrukturentscheidungen ausbaufähig für verschärfte Ziele sind und keine *Lock-in*-Effekte verursachen.
- Im Bereich **Biomasse** ist das zusätzliche nationale Na-WaRo-Flächenpotenzial begrenzt und in seiner Wirkung auf den zukünftigen Stromverbrauch damit weniger relevant. Das Aufkommen von Reststoffen wird national langfristig auf einem ähnlichen Niveau bleiben. Einen wesentlich höheren Einfluss auf den Stromverbrauch 2050 könnte dagegen der Import von Biomasse haben. Doch angesichts global begrenzter Biomasseressourcen stellt sich die Frage, ob aus politischer und ethischer Sicht die Kaufkraft über deren globale Verteilung entscheiden sollte. Wenn die Verfügbarkeit von Biomasse gegenüber der heutigen Nutzung entsprechend begrenzt sein sollte, wäre die Alternative eine stärkere Elektrifizierung in den Bereichen Wärme und Verkehr und damit ein höherer EE-Strombedarf. So geht eine Verringerung des Biomasseeinsatzes im Verkehrssektor um 100 Terawattstunden mit einem Anstieg des Stromverbrauchs um etwa 60 bis 70 Terawattstunden einher.¹⁹
- Ein möglicher langfristiger **Nettoimport von EE-Strom** nach Deutschland hängt von den Entwicklungen im europäischen Ausland ab. Gegenwärtig ist ein Anstieg der Stromexporte zu beobachten. Falls eine solche Umkehr hin zu Nettoimporten nicht erfolgt, wäre für einen robusten

¹⁹ siehe Fußnote 8

ten Szenariokorridor auch von einem hohen nationalen Anteil an der EE-Stromerzeugung auszugehen.²⁰

- Die **Energieeffizienz von Gebäuden** wirkt sich merklich auf den Strombedarf aus. Falls insgesamt keine hinreichend tiefe energetische Sanierung des Gebäudebestands erfolgt²¹, könnte der Stromverbrauch 2050 rund 100 Terawattstunden pro Jahr höher ausfallen. Angesichts der bisherigen Schwierigkeiten, eine politische Einigung in diesem Bereich zu erzielen, sollte ein robuster Szenariokorridor auch die Konsequenzen einer geringeren Sanierungstiefe berücksichtigen.
- Effizienz ist eine entscheidende Säule für die Energiewende. Für das derzeitige **Ziel zur absoluten Stromverbrauchsminderung** bis 2050 von minus 25 Prozent gegenüber dem Bruttostromverbrauch 2008 ist jedoch zu klären, ob und inwieweit eine Differenzierung zwischen herkömmlichen und neuen Stromverbrauchern sinnvoll ist.
- Die perspektivische **Weiterentwicklung des robusten Szenariokorridors** mithilfe zukünftig zu entwickelnder Szenarien wird durch eine einfachere Vergleichbarkeit von Szenarien begünstigt. Zur Steigerung der Transparenz sollten zentrale Szenarioannahmen und -ergebnisse in Zukunft noch gezielter aufbereitet werden.²²

Insgesamt wirken viele der identifizierten Unsicherheiten in ihrer Tendenz stromverbrauchserhöhend und führen dazu, dass der robuste Szenariokorridor nach oben verbreitert werden muss. Eine umgekehrte Wirkung hat Energieeffizienz, die dazu beiträgt, den Stromverbrauch zu reduzieren. Die Wechselwirkungen und damit verbundenen Kosten sollten abgewogen werden, ökonomische Effizienz dabei leitend sein.

20 Allerdings könnte langfristig nicht primär der EE-Strom, sondern möglicherweise synthetische (*Power-to-X*-) Brennstoffe wie Wasserstoff, Methan, *Power-to-Liquid* in größerem Umfang aus dem Ausland nach Deutschland importiert werden, was in den verglichenen Szenarien und in diesem Papier allerdings nicht vertieft wurde.

21 für Details siehe Kap. 3.5.2

22 siehe Transparenzanforderungen im Anhang

4.3 Auswirkungen auf den Ausbaupfad für Erneuerbare Energien

Die hier analysierten Unterschiede führen in Summe zu der großen Bandbreite an Stromverbrauch in den Szenarien für 2050. Unter Abwägung der dargestellten Aspekte kommen wir zu folgender vorläufiger Einschätzung:

Wenn ...

- ... der Energiesektor aufgrund der nichtenergetischen Emissionen (gemäß Kyoto-Protokoll) eine Emissionsreduktion von mehr als 80 Prozent erbringen soll,
- ... Biomasse nur begrenzt verfügbar ist,
- ... die energetische Sanierung des Gebäudebestands nicht tief genug vollzogen wird,

... dann erscheint es plausibel, für 2050 von einem Stromverbrauch in der Größenordnung von 620 Terawattstunden (TWh) auszugehen, um damit die oben genannten Einschränkungen zu kompensieren (siehe Abbildung 18).

Die Abschätzung der 620 TWh Stromverbrauch für 2050 startet mit dem unteren Ende des Szenariokorridors in Höhe von 462 TWh (ERP). Hinzu kommt eine weitergehende Emissionsreduktion im Energiesektor, für die eine zusätzliche EE-Erzeugung in Höhe von etwa 60 TWh angesetzt wird. Eine angenommene Begrenzung der Biomasseverfügbarkeit auf 290 TWh²³ Endenergie führt zu einer Verringerung der Biomasse gegenüber ERP in Höhe von knapp 60 TWh. Damit einher geht eine Erhöhung des Strombedarfs um rund 40 TWh. Schließlich führt eine nicht hinreichende Sanierung des Gebäudebestands (Reduktion des Wärmebedarfs der Haushalte zwischen 25 und 50 Prozent und im GHD-Sektor zwischen 20 und 30 Prozent)²⁴ zu einer Erhöhung des Strombedarfs um weitere 50 TWh. Addiert

23 entspricht 440 Terawattstunden Primärenergie, dem mittleren Wert der Bandbreite 220 bis 660 Terawattstunden, siehe Kapitel 3.3.3

24 siehe Abbildung 15 in Kapitel 3.5.2

man 8 TWh zusätzliche Netzverluste hinzu, landet man in Summe bei etwa 620 TWh.²⁵

Die hier skizzierten Annahmen würden folglich zu einem höheren Stromverbrauch führen, als in ERP bislang angenommen. Bei einem Verbrauch in dieser Größenordnung würde der bisherige Ausbaupfad des EEG 2014 mit seinen 2,5 Gigawatt pro Jahr Onshore-Windkraft (netto) und 2,5 Gigawatt pro Jahr Photovoltaik (brutto) sowie 15 Gigawatt Offshore-Windkraft bis 2030 nicht ausreichen, um den Anteil der Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch bis 2050 entsprechend den Energiewendezielen zu erhöhen.

Unabhängig vom genauen Ausbaupfad würde man bei einem Stromverbrauch von 620 TWh im Jahr 2050 eine installierte Windkraft- und Photovoltaikleistung von jeweils rund 130 Gigawatt benötigen. Allein für die langfristige Bestandserhaltung wären dann ab 2050 jährlich rund fünf

Gigawatt Photovoltaik- und knapp sieben Gigawatt an Onshore-Windkraftanlagen zu ersetzen.²⁶

4.4 Ausblick

Für die weitere Konkretisierung des EE-Ausbaupfads werden insbesondere auch die Mittelfristziele für 2030 im Wärme- und Verkehrsbereich entscheidend sein. In diesem Zusammenhang stellen sich verschiedene Fragen, zu deren Beantwortung weitere Forschung notwendig ist:

Gemeinsamkeiten in den Szenarien

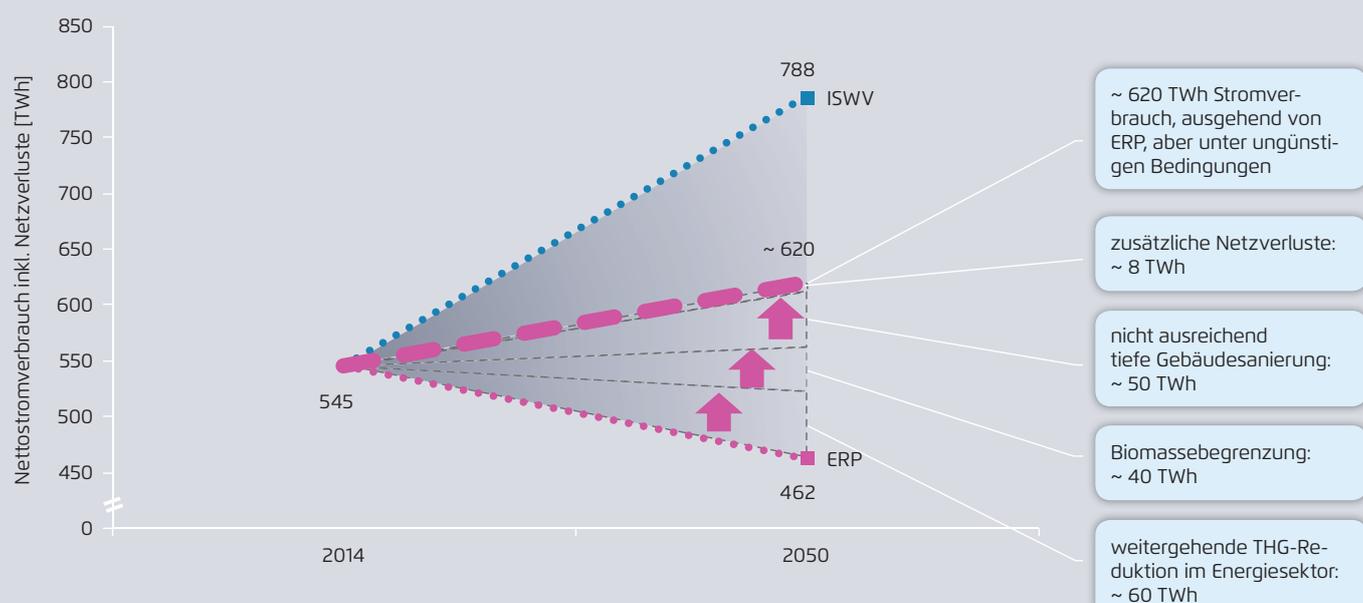
→ Gibt es *No-regret*-Maßnahmen, die aus allen Szenarien abgeleitet werden können und eine Anpassung der Rahmenbedingungen zur effektiven Zielerreichung nahelegen?

26 Annahmen: 15 Gigawatt Offshore-Windkraft; Volllaststunden im Jahr 2050: Photovoltaik: 950, Onshore-Windkraft: 2.250, Offshore-Windkraft: 4.200; Lebensdauer: Photovoltaik: 25 Jahre, Onshore-Windkraft: 20 Jahre

25 Dabei stellt diese Abschätzung in Hinblick auf den diskutierten Treiber „Klimaziele“ (nur Kyoto-Protokoll) eine Untergrenze dar.

Szenariokorridor und Abschätzung des zusätzlichen Nettostromverbrauchs unter ungünstigen Annahmen, ausgehend von ERP

Abbildung 18



Eigene Darstellung; für 2050: ISWV: Fh-IWES et al. (2015); ERP: Prognos et al. (2014); für 2014: BDEW (2015)

Ein denkbarer Kandidat wäre hier die Notwendigkeit zur Installation von Wärmepumpen in Bestandsgebäuden, um Klimaziele zu erreichen, wobei der regulatorische Rahmen diese derzeit fast ausschließlich im Neubaubereich anreizt.

Kosten (ökonomische Effizienz) und Akzeptanz unterschiedlicher Entwicklungspfade

- Welche Kosten und welche Akzeptanz sind mit unterschiedlichen Entwicklungspfaden verbunden – beispielsweise, wenn es nicht gelingen sollte, Verkehr in stärkerem Maße zu vermeiden (Suffizienz)? Kosten und Akzeptanz sollten sorgfältig abgewogen werden.
- Wie stellt sich langfristig das Leistungsverhältnis aus Windkraft und Photovoltaik ein? Bestehen hierbei noch größere Unsicherheiten bei der Entwicklung der Stromgestehungskosten? Und kann im Falle möglicher niedrigerer Stromgestehungskosten für Photovoltaik diese trotz des ungünstigeren Einspeiseprofils kosteneffizient in das Gesamtsystem integriert werden?
- Entstehen aus der Akzeptanz beim Flächenbedarf insbesondere bei Onshore-Windkraft höhere Anforderungen an die Energieeffizienz (sowohl bezüglich Verbrauchseinsparung und -vermeidung als auch Durchdringung und Effizienz von Wärmepumpen und E-Mobilität), um den EE-Ausbau im Rahmen zu halten?
- Zu welchen Kosten könnte man zu einem späteren Zeitpunkt einen unerwartet höheren Strombedarf durch einen stärkeren EE-Ausbau decken? Welche Rolle spielt dabei die Erwartung, dass Produktionskapazitäten verstärkt durch das *Repowering* von Altanlagen gebunden sein werden?

Pfadentscheidungen, Koordinierung und Technologien

- Welche kritischen Zeitfenster bestehen bei Wärme-Investitionen (Sanierung, EE-Heizungsanlagen) vor dem Hintergrund einer langen Laufzeit und nur langsamer Durchdringung im Privatkundenbereich? In welchem Maße sind für Fernwärme heute sehr langfristig wir-

kende Entscheidungen notwendig? Welche Auswirkungen hat es, wenn die Maßnahmen nicht rechtzeitig angestoßen werden?

- Welcher Koordinierung bedarf es auf EU-Ebene, um grenzüberschreitende Herausforderungen mit hoher Pfadabhängigkeit rechtzeitig anzugehen? Beispiele hierfür wären Verkehrsinfrastruktur oder der langfristige Strukturwandel in der wettbewerbs- und energieintensiven Industrie hin zu kohlenstoffarmen Produktionsprozessen.
- Werden alle relevanten verfügbaren Technologien für eine effiziente Stromnutzung in Szenarien-Untersuchungen ausreichend berücksichtigt? Beispiele hierfür könnten der Oberleitungs-Lkw in verschiedenen technischen Ausprägungsoptionen oder Großwärmepumpen in Fern- und Nahwärmenetzen sowie im Bereich der industriellen Prozesswärme sein.

5 Anhang

5.1 Transparenzanforderungen

Um Studien besser vergleichen und einordnen zu können, ist eine hohe Transparenz mit einer gezielteren Aufbereitung der Annahmen wichtig. Oft wird die Transparenz zwar durch ausführliche Szenarienbeschreibungen und Datenanhänge im Kern erfüllt, die wesentlichen Treiber für den Stromverbrauch erschließen sich für Leser ohne Modellierungserfahrung jedoch nur schwer. Für eine erhöhte Transparenz beim Vergleich von Szenarien könnten folgende Ansatzpunkte diskutiert werden:

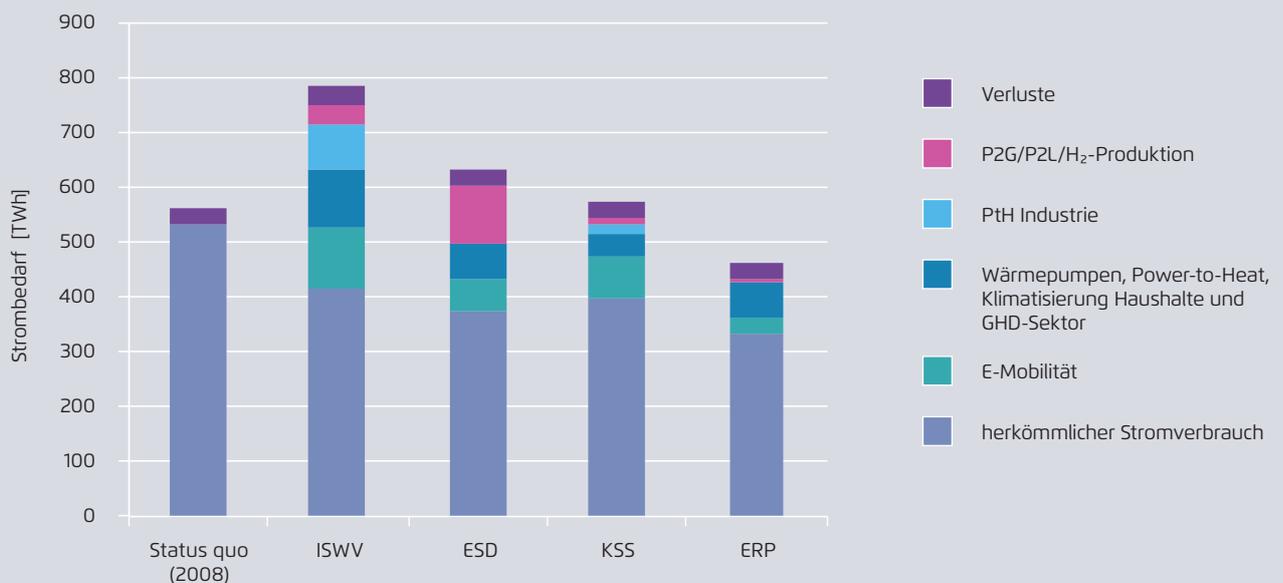
→ **Definition eines einheitlichen Standards** für die Modell- und Annahmencharakterisierung, welcher in zukünftigen Studien prominent, zum Beispiel im Rahmen eines *Fact-Sheets*, gut verständlich eine Einordnung der Studienergebnisse ermöglicht

- Darstellung der **Annahmen in Relation zu Bandbreiten möglicher Entwicklungen** und Bewertung hinsichtlich ambitionierter oder konservativer Wirkung
- **Einheitliche Definitionen für die Modellcharakterisierung**, die eine Differenzierung ermöglichen, welches Modell für welche Fragestellung geeignet ist und damit eine bessere Beurteilung der Studienergebnisse ermöglichen
- **Einordnung der Ergebnisse in den bestehenden Szenariokorridor**
- **Ableitung von robusten Aussagen** und energiepolitischen **No-regret-Maßnahmen** sollte im Fokus stehen. Es sollte klar gemacht werden, welche Ergebnisse einer Studie im Fokus standen und sehr belastbar sind und welche nicht.

5.2 Szenariodaten

Nettostrombedarf zuzüglich Netzverlusten in den Szenarien für 2050

Abbildung 19



Eigene Darstellung; ISWV: Fh-IWES et al. (2015); ESD: Fh-ISE (2013); KSS: Öko-Institut et al. (2014); ERP: Prognos et al. (2014)

Vergleich der vier Zielszenarien für 2050

Tabelle 2

Kürzel		ISWV	ESD	KSS	ERP
Name der Studie		Interaktion Strom-Wärme-Verkehr	Energiesystem Deutschland 2050	Klimaschutzszenario 80	Energierferenzprognose (Zielszenario)
Konsortium		Fraunhofer IWES, Fraunhofer IBP, IFEU, Stiftung Umweltenergierecht	Fraunhofer ISE	Öko-Institut, Fraunhofer ISI, Dr. Ziesing	Prognos, EWI, GWS
Auftraggeber		gefördert durch BMWi	Eigenforschung	BMUB	BMWi
Veröffentlichung		Mitte 2015	2013	August 2014	2014
Strombedarf und installierte EE-Leistung					
Nettostrombedarf zzgl. Netzverlusten 2050	[TWh]	788	634	573	462
Erzeugungsleistung Onshore-Windkraft	[GW]	140	120	51	70
Erzeugungsleistung Offshore-Windkraft	[GW]	38	32	32	18
Erzeugungsleistung Photovoltaik	[GW]	200	147	67	78
Stromerzeugung					
Photovoltaik	[TWh]	189,5	143	64	75
Onshore-Windkraft	[TWh]	313	217	258	150
Offshore-Windkraft	[TWh]	159,5	112		64
Wasserkraft	[TWh]	24,2	21	25	19
NaWaRo-Biomasse	[TWh]	0	335	44	60
sonstige EE	[TWh]	5,7	0	12	8
Erzeugung Gas-Kondensation	[TWh]	12,6	3	-	13
Erzeugung Kohle-Kondensation	[TWh]	0	38	-	23
→ Summe Erzeugung Kondensationskraftwerke	[TWh]	12,6	41	-	36
Summe Erzeugung KWK	[TWh]	63,9	100	-	96
Erzeugung Sonstige	[TWh]	4,3	0	-	7
Gas	[TWh]	76,5	103	7	32
Kohle	[TWh]	0	38	33	3
Sonstige	[TWh]	10	0	7	13
Summe konventionelle Erzeugung	[TWh]	86,5	141	46	139

Strombedarf					
Nettoimport/-export	[TWh]	20,2	-	76	16
herkömmlicher Stromverbrauch	[TWh]	414,7	375	400	331
E-Mobilität	[TWh]	110,9	54,8	73	29
Wärmepumpen, Power-to-Heat, Klimatisierung Haushalte und GHD	[TWh]	106	69,2	44	64
PtH Industrie	[TWh]	85	0	13	0
P2G-/P2L-/H2-Produktion	[TWh]	31,1	103	12	8
Verluste	[TWh]	39,8	32,2	31	30
Zielerreichung					
THG (CO ₂ -äqui)-Ziel relativ bezogen auf 1990	[%]	-83	-81	-80	-80
EE-Anteil Brutto-Endenergie	[%]	74	72	63	58
EE-Anteil Bruttostromverbrauch	[%]	90	78	74	79
Minderung Primärenergieverbrauch	[%]	-64	-58	-49	-52
Minderung Endenergie Verkehr	[%]	-33	-48	-55	-40
Minderung herkömmlicher Stromverbrauch	[%]	-25	-25	-29	-38
Steigerung Energieproduktivität	[% p.a.]	-	-	ca. 2	-
Emissionen					
CO ₂ -Ziel absolut	[Mio.t CO ₂]	213	191	225	208
nichtenergetische Emissionen	[Mio.t CO ₂]	84,8	-	78,6	-
Verkehr - Schifffahrt	[Mio.t CO ₂]	8,8	-	7	-
Verkehr - Flugverkehr	[Mio.t CO ₂]	31,4	-	14	12
Biomasse, Solarthermie, sonstige Energieträger					
Primärenergie Braunkohle	[TWh]	0	12	41	46
Primärenergie Steinkohle	[TWh]	0	26	123	96
Primärenergie Mineralöle	[TWh]	62,5	220	194	378
Primärenergie Gase (ohne Biogas)	[TWh]	307	394	287	364
Import EE-Gas synthetische Energieträger	[TWh]	0	0	0	0

Primärenergie Biomasse	[TWh]	295	-	631	532
Endenergie Biomasse	[TWh]	225	335	420	350
nationale Anbaufläche NaWaRo	[Mio.ha]	2	-	4	-
Endenergie Biomasse national NaWaRo	[TWh]	60,5	140,9	-	472
Primärenergie Biomasseimport	[TWh]	0	0	298*	60
Endenergie Solarthermie	[TWh]	11	83	58	58
Verkehr und Wärme					
Personenverkehr	[Mrd. Pkm]	1.040,4	1.100	923	1.022
- davon Flugverkehr	[Mrd. Pkm]	19,4	200	16	63
Güterverkehr	[Mrd. tkm]	1.073	630	820	920
- davon Flugverkehr	[Mrd. tkm]	25	11	0	4,1
internationaler Flugverkehr	[Mrd. Pkm]	368,6	184	333	-
internationaler Schiffsverkehr	[Mrd. Pkm]	0	0	0	-
internationaler Flugverkehr	[Mrd. tkm]	23,75	10,12	25	-
internationaler Schiffsverkehr	[Mrd. tkm]	72,9		4.524	-
Verkehr Endenergiebedarf Mineralöl und Kerosin	[TWh]	246	220	140	157
Verkehr Endenergiebedarf Erdgas	[TWh]	68	0	0	34
Verkehr Endenergiebedarf Biomasse	[TWh]	33	0	170	182
Wärme Endenergie Haushalte + GHD	[TWh]	372	393,7	344	400
Wärme Endenergie Industrie	[TWh]	430	486,3	397	361
Wärme - Annahmen zur Sanierungsrate	[% p.a.]	-	-	ca. 2	-
Sozioökonomische Daten					
Bevölkerungsentwicklung					
2010 bis 2050	[%]	-12	-	-12	-9
Wirtschaftsentwicklung (BIP) 2010 bis 2050	[%]	41	-	41	49
Brennstoffkosten Gas	[€/TWh]	48	-	48	33
Brennstoffkosten Öl	[€/TWh]	86	-	86	76
Brennstoffkosten Steinkohle	[€/TWh]	15	-	15	17

* inkl. Biomasseimport für den internationalen Verkehr

Quellen

Amerighi, O. et al. (2010) *Analysing Transition Planning and Systemic Energy Planning Tools for the implementation of the Energy Technology Information System*. Models Characterization Report. Deliverable D2.1, Inventory and characterization of existing tools

BDEW (2015): *Energiemarkt Deutschland 2014. Zahlen und Fakten zur Gas-, Strom- und Fernwärmeversorgung*. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.

Blesl, M. (2015): *Effizienz, Verbrauchsentwicklung und neue Stromverbraucher in der Industrie*. Vortrag im Rahmen des Expertenworkshops von Agora Energiewende am 09.06.2015

BMVI (2014): *Verkehrsverflechtungsprognose 2030*. Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/VerkehrUndMobilitaet/verkehrsverflechtungsprognose-2030-schlussbericht-los-3.pdf?__blob=publicationFile

Fh-ISE (2013): *Energiesystem Deutschland 2050*. Sektor- und Energieträgerübergreifende, modellbasierte, ganzheitliche Untersuchung zur langfristigen Reduktion energiebedingter CO₂-Emissionen durch Energieeffizienz und den Einsatz Erneuerbarer Energien www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/studie-energiesystem-deutschland-2050.pdf

Fh-IWES et al. (2015): *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 <http://publica.fraunhofer.de/dokumente/N-356297.html>

IPCC (2011): *IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation*. (SRREN) Prepared by Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change <http://srren.ipcc-wg3.de/report>

Mai, T. et al. (2013): *RE-ASSUME. A Decision Maker's Guide to Evaluating Energy Scenarios, Modeling, and Assumptions*, National Renewable Energy Laboratory, International Energy Agency Renewable Energy Technology Deployment (IEA-RETD)

http://iea-retd.org/wp-content/uploads/2013/07/RE-ASSUME_IEA-RETD_2013.pdf

Majer, S. et al. 2013: *Biomassepotenziale und Nutzungskonkurrenzen*. DBFZ, DLR, IFEU, LBST. Kurzstudie im Rahmen der MKS 2013 für das BMVBS. Leipzig

NEP (2015): *Netzentwicklungsplan Strom 2015*, Übertragungsnetzbetreiber www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/media/documents/20150603_nep2025_werkstatteinblick_markt-simulation_vortrag_soeren_haas.pdf

Nitsch, J. et al. (2014): *Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland*. DLR, IFEU, Wuppertal Institut. Forschungsvorhaben im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Stuttgart

Öko-Institut et al. (2014): *Klimaschutzszenario 2050*, 1. Modellierungsrunde www.oeko.de/oekodoc/2065/2014-638-de.pdf

Prognos et al. (2014): *Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose* www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/entwicklung-der-energiemaerkte-energiereferenzprognose-endbericht,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf

UBA (2014): *Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050* www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/climate-change_07_2014_treibhausgasneutrales-deutschland_2050_0.pdf

van Vuuren, D. et al. (2009): *Comparison of top-down and bottom-up estimates of sectoral and regional greenhouse gas emission reduction potentials*. Energy Policy 37, Nr. 12 (Dezember 2009): 5125–39. doi:10.1016/j.enpol.2009.07.024.

AUF DEUTSCH

12 Thesen zur Energiewende

Ein Diskussionsbeitrag zu den wichtigsten Herausforderungen im Strommarkt (Lang- und Kurzfassung)

Aktionsplan Lastmanagement

Endbericht einer Studie von Connect Energy Economics

Auf dem Weg zum neuen Strommarktdesign: Kann der Energy-only-Markt 2.0 auf Kapazitätsmechanismen verzichten?

Dokumentation der Stellungnahmen der Referenten für die Diskussionsveranstaltung am 17. September 2014

Ausschreibungen für Erneuerbare Energien

Welche Fragen sind zu prüfen?

Das deutsche Energiewende-Paradox. Ursachen und Herausforderungen

Eine Analyse des Stromsystems von 2010 bis 2030 in Bezug auf Erneuerbare Energien, Kohle, Gas, Kernkraft und CO₂-Emissionen

Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2014

Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2015

Die Entwicklung der EEG-Kosten bis 2035

Wie der Erneuerbaren-Ausbau entlang der langfristigen Ziele der Energiewende wirkt

Die Rolle des Emissionshandels in der Energiewende

Perspektiven und Grenzen der aktuellen Reformvorschläge

Die Rolle der Kraft-Wärme-Kopplung in der Energiewende

Status quo, Perspektiven und Weichenstellungen für einen sich wandelnden Strom- und Wärmemarkt

Der Spotmarktpreis als Index für eine dynamische EEG-Umlage

Vorschlag für eine verbesserte Integration Erneuerbarer Energien durch Flexibilisierung der Nachfrage

Effekte regional verteilter sowie Ost-/West-ausgerichteter Solarstromanlagen

Eine Abschätzung systemischer und ökonomischer Effekte verschiedener Zubauszenarien der Photovoltaik

Ein robustes Stromnetz für die Zukunft

Methodenvorschlag zur Planung – Kurzfassung einer Studie von BET Aachen

Erneuerbare-Energien-Gesetz 3.0

Konzept einer strukturellen EEG-Reform auf dem Weg zu einem neuen Strommarktdesign

Energieeffizienz als Geschäftsmodell

Ein marktorientiertes Integrationsmodell für Artikel 7 der europäischen Energieeffizienzrichtlinie

Kapazitätsmarkt oder Strategische Reserve: Was ist der nächste Schritt?

Eine Übersicht über die in der Diskussion befindlichen Modelle zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Deutschland

Klimafreundliche Stromerzeugung: Welche Option ist am günstigsten?

Stromerzeugungskosten neuer Wind- und Solaranlagen sowie neuer CCS- und Kernkraftwerke auf Basis der Förderkonditionen in Großbritannien und Deutschland

Publikationen von Agora Energiewende

Kostenoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland

Ein Vergleich möglicher Strategien für den Ausbau von Wind- und Solarenergie in Deutschland bis 2033

Lastmanagement als Beitrag zur Deckung des Spitzenlastbedarfs in Süddeutschland

Endbericht einer Studie von Fraunhofer ISI und der Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft

Negative Strompreise: Ursache und Wirkungen

Eine Analyse der aktuellen Entwicklungen – und ein Vorschlag für ein Flexibilitätsgesetz

Netzentgelte in Deutschland

Herausforderungen und Handlungsoptionen

Positive Effekte von Energieeffizienz auf den deutschen Stromsektor

Endbericht einer Studie von der Prognos AG und dem Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW)

Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien

Handlungsvorschläge basierend auf einer Analyse von Potenzialen und energiewirtschaftlichen Effekten

Reform des Konzessionsabgabenrechts

Gutachten vorgelegt von Raue LLP

Stromspeicher für die Energiewende

Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz

AUF ENGLISCH

12 Insights on Germany's Energiewende

An Discussion Paper Exploring Key Challenges for the Power Sector

A radically simplified EEG 2.0 in 2014

Concept for a two-step process 2014-2017

Benefits of Energy Efficiency on the German Power Sector

Final report of a study conducted by Prognos AG and IAEW

Comparing Electricity Prices for Industry

An elusive task – illustrated by the German case

Comparing the Cost of Low-Carbon Technologies: What is the Cheapest Option?

An analysis of new wind, solar, nuclear and CCS based on current support schemes in the UK and Germany

Cost Optimal Expansion of Renewables in Germany

A comparison of strategies for expanding wind and solar power in Germany

Current and Future Cost of Photovoltaics

Long-term Scenarios for Market Development, System Prices and LCOE of Utility-Scale PV Systems

Power Market Operations and System Reliability

A contribution to the market design debate in the Pentilateral Energy Forum

Wie gelingt uns die Energiewende?

Welche konkreten Gesetze, Vorgaben und Maßnahmen sind notwendig, um die Energiewende zum Erfolg zu führen? Agora Energiewende will helfen, den Boden zu bereiten, damit Deutschland in den kommenden Jahren die Weichen richtig stellt. Wir verstehen uns als Denk- und Politiklabor, in dessen Mittelpunkt der Dialog mit den relevanten energiepolitischen Akteuren steht.



Agora Energiewende

Rosenstraße 2 | 10178 Berlin

T +49 (0)30 284 49 01-00

F +49 (0)30 284 49 01-29

www.agora-energiewende.de

info@agora-energiewende.de

