

CLIMATE CHANGE

27/2017

Metastudie nationale Energieszenarien und deutsche Energiepolitik

CLIMATE CHANGE 27/2017

Umweltforschungsplan des
Bundesministeriums für Umwelt,
Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit

Forschungskennzahl 3712 46 103
UBA-FB 002463

Metastudie nationale Energieszenarien und deutsche Energiepolitik

von

Martin Peter, Damaris Bertschmann
INFRAS, Zürich

Helen Lückge
Climonomics, Tübingen

Im Auftrag des Umweltbundesamtes

Impressum

Herausgeber:

Umweltbundesamt
Wörlitzer Platz 1
06844 Dessau-Roßlau
Tel: +49 340-2103-0
Fax: +49 340-2103-2285
info@umweltbundesamt.de
Internet: www.umweltbundesamt.de

 /umweltbundesamt.de

 /umweltbundesamt

Durchführung der Studie:

INFRAS
Forschung und Beratung
Binzstrasse 23
CH-8045 Zürich

Climonomics – Helen Lückge
Corrensstr. 38
72076 Tübingen

Abschlussdatum:

November 2016

Redaktion:

Fachgebiet I 2.2 Energiestrategien und -szenarien
Dr. Mark Nowakowski

Publikationen als pdf:

<http://www.umweltbundesamt.de/publikationen>

ISSN 1862-4359

Dessau-Roßlau, November 2017

Das diesem Bericht zu Grunde liegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit unter der Forschungskennzahl 3712 46 103 finanziert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autorinnen und Autoren.

Kurzbeschreibung

Mit der Energiewende verfolgt die Bundesregierung eine Transformation hin zu einem auf erneuerbaren Energien basierendem Energiesystem. Als Querschnittsaufgabe betrifft die Energiewende die Bereiche Strom, Wärme und Mobilität und tangiert somit alle wirtschaftlichen und gesellschaftlichen Bereiche. Um die Diskussionen und politischen Entscheidungen zur Energiewende auf eine fundierte Basis zu stellen, sollte möglichst der gesamte Wissensstand berücksichtigt werden. Dazu gehören nicht nur Studien, die von der Bundesregierung oder den zuständigen Ministerien und Behörden selbst in Auftrag gegeben werden, sondern auch Studien aus der Industrie, von Verbänden, Nichtregierungsorganisationen etc. Ziel dieses Projekts war es daher, diese Wissensbasis weiter zu systematisieren. Schwerpunkt des Vorhabens war es, ausgewählte neu erschienene Studien in kurzer Frist im Rahmen von Faktenblättern zu analysieren und zu bewerten, um wesentliche Ergebnisse zeitnah in die politische Diskussion einfließen lassen zu können. Des Weiteren lieferte das Vorhaben durch eine quartalsweise erfolgende Synthese der untersuchten Studien Ansätze für die Weiterentwicklung oder ggf. für die Korrektur energiepolitischer Weichenstellungen.

Im Projektverlauf wurden fünf Themenschwerpunkte deutlich, die vertieft analysiert wurden:

1) Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes bzw. Weiterentwicklung der Förderung erneuerbarer Energien, 2) Kosten der Energiewende, 3) Kapazitätsmechanismen, 4) Kraft-Wärme-Kopplung sowie 5) Flexibilitätsoptionen. Daraus ergaben sich Handlungsempfehlungen für die weitere energiepolitische Diskussion und zum weiteren Forschungsbedarf. Die Handlungsempfehlungen umfassen eine Aktualisierung der BMUB-Leitstudie, die Entwicklung einer Methodenkonvention für Energieszenarien sowie die weitere Vertiefung des Handlungsbereichs Energieeffizienz.

Abstract

With the energy transition, the German government is pursuing a restructuring of the overall energy system based on renewable sources. As a cross-cutting policy field, the energy transition affects not only the electricity supply but also heat production and mobility and thus all economic and social stakeholders. To enable a broad knowledge base for steering the energy transition, all relevant studies and analyses need to be considered. This applies not only to studies commissioned by the German government itself but also includes research that has been commissioned by industry, associations, NGOs, etc. The objective of this project was to better systemize this knowledge base. Main activities included an analysis of newly published studies in the form of factsheets as well as a synthesis of these studies in the form of quarterly reports. These quarterly reports provided insights and recommendations for adjusting and further developing the framework conditions for a low-carbon energy market.

In the course of the project, five major topics have emerged and were analyzed more in-depth:

1) the reform of the renewable-energy-law, 2) costs of the energy transition, 3) capacity markets, 4) combined heat and power generation as well as 5) flexibility options. These in-depth analyses provided recommendations for energy policy related discussions and identified need for further research. Recommendations relate to an update of the relevant scenario study of the BMUB ("Leitstudie"), the development of guidelines on energy scenario methodologies as well as further in-depth analyses of the role and potentials of energy efficiency policies.

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	7
Tabellenverzeichnis	8
Abkürzungsverzeichnis	9
Zusammenfassung	10
Summary	13
1 Hintergrund und Zielstellung	16
2 Das Themenbarometer	20
2.1 Themenschwerpunkte	20
2.2 Auftraggeber und zeitlicher Verlauf	21
3 Einordnung der Annahmen und Ergebnisse gegenüber der Leitstudie	24
4 Themenschwerpunkte	28
4.1 Reform EEG/EE-Förderung	28
4.2 Kosten der Energiewende	30
4.3 Kapazitätsmechanismen	31
4.4 Kraft-Wärme-Kopplung	33
4.5 Flexibilitätsoptionen	35
5 Erkenntnisse aus den analysierten Studien für die Leitfragen	37
5.1 Anpassungsbedarf Zielsystem	37
5.2 Investitionsbedarf	38
5.3 Entwicklung der Endenergiepreise	39
5.4 Weiterentwicklung Instrumentenmix	40
5.5 Unerwünschte Nebenwirkungen	42
6 Fazit und Handlungsempfehlungen	44
Anhang 1: Literaturverzeichnis	47
Anhang 2: Themenstruktur für Factsheet-Darstellungen	49
Anhang 3: Schwerpunktthemen aus Zwischenberichten	54
1 Zwischenbericht Q2-2013: Schwerpunktthema: Kosten der Energiewende	55
1.1 Kostenarten und -kategorien	55
1.1.1 Fixkosten (Kapitalkosten und fixe externe Kosten)	57
1.1.2 Variable Kosten (Betriebs- und Wartungskosten und externe Kosten)	59
1.2 Darstellungsformen der Kostenschätzungen	59
1.3 Einordnung der Ergebnisse und Vergleiche	60
2 Zwischenbericht Q3-2013: Schwerpunktthema: Reform der EE-Förderung	63
3 Zwischenbericht Q4-2014/Q1-2015: Schwerpunktthema: Kosten der Energiewende	70

3.1	Übersicht: Was ist neu gegenüber der ersten Auswertung?	70
3.2	Verwendete Metriken.....	73
3.2.1	Kostenarten und -kategorien	73
3.2.2	Darstellungsformen der Kostenschätzungen	75
3.3	Verwendung der Metriken in den betrachteten Studien	76
3.4	Einordnung der Ergebnisse und Vergleiche.....	79
Anhang 4: Übersicht der bearbeiteten Studien und deren Themenschwerpunkte.....		87

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Zielarchitektur für die Energiewende	17
Abbildung 2:	Überblick behandelte Themenblöcke der Faktenblätter	21
Abbildung 3:	Übersicht über Auftraggeber der gesichteten Studien	22
Abbildung 4:	Zeitliche Einordnung der gesichteten Studien.....	23
Abbildung 5:	Grafik zur Themenstruktur	49
Abbildung 6:	Beispiel Grafik zur thematischen Einordnung einer Studie	53

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Vergleich zentraler Parameter.....	24
Tabelle 2:	Kostenarten	55
Tabelle 3:	Übersicht analysierte Studien/Positionen: Kostenarten und Kategorien und Darstellungsform	56
Tabelle 4:	Vergleich Investitionskosten.....	61
Tabelle 5:	Vergleich Gesamtsystemkosten (ohne Berücksichtigung externe Kosten).....	62
Tabelle 6:	Ausgestaltungsoptionen und Vergleich der Basismodelle	64
Tabelle 7:	Ausgestaltungsoptionen und Vergleich der Basismodelle	66
Tabelle 8:	Vor- und Nachteile der Ausgestaltungsoptionen	68
Tabelle 9:	Übersicht Schwerpunkte der ausgewerteten Studien.....	71
Tabelle 10:	Übersicht Schwerpunkte der ausgewerteten Studien: Kostenarten..	73
Tabelle 11:	Übersicht analysierte Studien/Positionen: Kostenarten und Kategorien und Darstellungsform	77
Tabelle 12:	Vergleich der Investitionskosten absolut (dargestellt in Mrd. EUR für den relevanten Zeitraum).....	80
Tabelle 13:	Vergleich der Gesamtsystemkosten kumuliert (dargestellt in Mrd. EUR für den relevanten Zeitraum).....	81
Tabelle 14:	Vergleich der Gesamtsystemkosten jährlich (dargestellt in Mrd. EUR/Jahr)).....	82
Tabelle 15:	Vergleich der Differenzkosten eines Marktdesigns mit Kapazitätsmechanismus (in Mrd. EUR/Zeitraum)	83
Tabelle 16:	Vergleich der Stromgestehungskosten (in EURct/kWh).....	84
Tabelle 17:	Vergleich der spezifischen Investitionskosten (in EUR/kW).....	85

Abkürzungsverzeichnis

BMU	Bundesministerium für Umwelt ¹
BMUB	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
EE	Erneuerbare Energie
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetzes
EOM	Energy-Only-Market
EU EHS	Europäisches Emissionshandelssystem
KWK	Kraft-Wärme-Koppelung
KWK-G	Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Koppelung
THG	Treibhausgas

¹ Bezeichnung bezieht sich auf die Zeit vor der Umstrukturierung der Bundesministerien nach der Bundestagswahl 2013.

Zusammenfassung

Zielstellung: Systematisierung der Wissensbasis zur Energiewende

Mit der Energiewende verfolgt die Bundesregierung eine Transformation hin zu einem auf erneuerbaren Energien basierendem Energiesystem. Als Querschnittsaufgabe betrifft die Energiewende die Bereiche Strom, Wärme und Mobilität und tangiert somit alle wirtschaftlichen und gesellschaftlichen Bereiche. Um die Diskussionen und politischen Entscheidungen zur Energiewende auf eine fundierte und breite wissenschaftliche Basis zu stellen, sollte möglichst der gesamte Wissensstand berücksichtigt werden. Dazu gehören nicht nur Studien, die von der Bundesregierung oder den zuständigen Ministerien und Behörden selbst in Auftrag gegeben werden, sondern auch Studien aus der Industrie, von Verbänden, Nichtregierungsorganisationen etc. Um einen breit abgestützten Konsens zur Energiewende zu finden, ist die Auseinandersetzung mit diesen unterschiedlichen Blickwinkeln unerlässlich.

Ziel dieses Projekts war es daher, diese Wissensbasis weiter zu systematisieren und für den politischen Prozess besser nutzbar zu machen. Schwerpunkt des Vorhabens war es, ausgewählte neu erschienene Studien in kurzer Frist im Rahmen von Faktenblättern zu analysieren und zu bewerten, um wesentliche Ergebnisse zeitnah in die politische Diskussion einfließen lassen zu können. Des Weiteren lieferte das Vorhaben durch eine quartalsweise erfolgende Synthese der untersuchten Studien Ansätze für die Weiterentwicklung oder ggf. für die Korrektur energiepolitischer Weichenstellungen.

Themenschwerpunkte der Metastudie

Im Projektverlauf wurden insgesamt 158 relevante Studien gesichtet. In Absprache mit dem Auftraggeber wurden für 34 der gesichteten Studien Faktenblätter erstellt. Der Fokus aller untersuchten Studien liegt auf Entwicklungen im Bereich des Stromsystems, zudem werden teilweise auch die Bereiche Wärme und Mobilität integriert. Der Themenschwerpunkt liegt bei allen Studien im weitesten Sinne auf dem Energiemarktdesign, einige haben aber klar abgegrenzte Schwerpunkte. 14 Studien betrachten das Energiemarktdesign bzw. dessen Entwicklung in seiner ganzen Breite und untersuchen entsprechende Szenarien. Fünf Studien haben einen klaren Fokus auf den Themenschwerpunkt Finanzierung der erneuerbaren Energien und machen Vorschläge zur Weiterentwicklung der relevanten Instrumente. Drei Studien setzen sich schwerpunktmäßig mit dem Thema Kapazitätsmechanismen oder mit den Kosten der Energiewende respektive Flexibilitätsoptionen auseinander. Jeweils zwei Studien betrachten die Themen Kraft-Wärme-Koppelung (KWK), Energieeffizienz und sonstige (z.B. europäische und internationale Integration).

Vergleich der Annahmen und Ergebnisse mit der Leitstudie

Die Bandbreite der Fragestellungen, Methoden, Szenarien und Handlungsempfehlungen spiegelt sich in den 34 ausgewerteten Studien wider. Insbesondere sind zwei Gruppen von Studien zu unterscheiden: 22 Studien umfassen quantitative Analysen und untersuchen ein oder mehrere Szenarien zur Entwicklung des Energiesystems. 12 Studien umfassen qualitative Analysen und fokussieren auf die Entwicklung des Instrumentenmixes. Sie zeigen Handlungsbedarf bei der Weiterentwicklung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG), des Gesetzes für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK-G), der Effizienzpolitik und weiterer Handlungsfelder auf.

Die Annahmen und Ergebnisse der quantitativen Analysen wurden mit denen der BMUB-Leitstudie verglichen. Die Ergebnisse der Leitstudie können somit vor dem Hintergrund aktuellerer Studien interpretiert werden, und es ergeben sich Hinweise für eine Aktualisierung der Leitstudie. Bei einigen Indikatoren besteht bei den ausgewerteten Studien ein hoher Konsens:

- ▶ Insbesondere bei den Annahmen zur Preisentwicklung der Energieträger und der CO₂-Zertifikate liegen die Annahmen in einer vergleichbaren Größenordnung und greifen meist auch direkt auf die BMUB-Leitstudie zurück. Jedoch gibt es eine Tendenz von niedrigeren Preisen auszugehen. Auch bei der Zusammensetzung des Strommixes besteht recht hoher Konsens, mit einem hohen Anteil erneuerbarer Energien
- ▶ Bei der Entwicklung des Stromverbrauchs gehen die Annahmen hingegen stark auseinander. Dabei ist zu beachten, dass einige Studien von einer weitgehenden Elektrifizierung in den Bereichen Wärme und Verkehr ausgehen, während andere Studien sich auf den klassischen Bereich der Stromnachfrage beziehen. Die meisten Studien gehen jedoch von einer maximal konstanten Stromnachfrage aus.
- ▶ Bei der installierten Leistung im erneuerbaren und thermischen Kraftwerkspark gehen die Studien teilweise weit auseinander. Dies hängt direkt mit den Annahmen zur Stromnachfrage zusammen. Je höher die Stromnachfrage, desto mehr Leistung muss installiert werden.

Ergebnisse für die fünf Themenschwerpunkte

Bei der Sichtung der Studien sowie bei der Auswertung in Faktenblättern haben sich im Projektverlauf fünf Themenschwerpunkte etabliert. Diese wurden teilweise auch in den Quartalsberichten aufgegriffen und vertieft analysiert. Die wichtigsten Erkenntnisse lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- ▶ „Reform EEG/EE-Förderung“: Die EE-Förderung und die Reform des EEG waren während der gesamten Projektlaufzeit ein Kernthema der Diskussionen um die Energiewende. Die zu diesem Themenschwerpunkt ausgewerteten Studien waren einheitlich der Meinung, dass ein zukunftsfähiges Marktdesign auf jeden Fall auf eine Reform des EEG angewiesen sei, um die Ziele der Energiewende effizient zu erreichen.
- ▶ „Kosten der Energiewende“: Aussagen zu den Kosten der Energiewende sind relevant für die Schaffung politischer Akzeptanz, sind jedoch meist schwer vergleichbar und müssen mit Vorsicht interpretiert werden: schließlich sind nicht nur unterschiedliche Annahmen, sondern auch Unterschiede in den betrachteten Kostenarten, den Kostenkomponenten sowie den Darstellungsformen zu berücksichtigen. Ein Großteil der Studien fokussiert auf die Kosten des EE-Ausbaus; es wäre wünschenswert, dass auch weitere Kostenkomponenten verstärkt berücksichtigt werden (z.B. Kosten des Netzausbaus, externe Kosten). Eventuell wäre es hilfreich, eine „Methodenkonvention“ zur Schätzung der Kosten der Energiewende zu erarbeiten.
- ▶ „Kapazitätsmechanismen“: Im Projektverlauf wurde in vielen Studien diskutiert, ob der Energy-Only-Markt allein den notwendigen Bestand an steuerbaren Kraftwerken sichern könne oder ob zur Versorgungssicherheit ein zusätzliches Instrument in Form eines Kapazitätsmechanismus notwendig sei. Einige der ausgewerteten Studien zum Marktdesign sahen einen Kapazitätsmechanismus als wichtiges Element. Fraglich aus Sicht diverser Studien war, ob ein Leistungsmarkt technologieoffen ausgestaltet oder ob der Fokus auf hocheffiziente Gaskraftwerke, Demand Side Management und Speicher gelegt werden sollte.
- ▶ „Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)“: Gemäß den ausgewerteten Studien scheinen die KWK-Ziele des Energiekonzepts (vor Novelle des KWK-G) bei zusätzlichen Anstrengungen durchaus noch erreichbar. Auch wenn die Novelle des KWK-G bereits Eckpunkte vorgibt, sollte weiterhin vertieft analysiert werden, in welchen Bereichen der Ausbau der KWK forciert werden sollte.
- ▶ „Flexibilitätsoptionen“: Da wesentliche erneuerbare Energiequellen wie Wind und Sonne fluktuierend sind, steigt der Bedarf an Flexibilitätsoptionen und Back-up-Kapazitäten. Die ausgewerteten Studien machen deutlich, dass das Strommarktdesign Anreize setzen sollte, damit die technischen Flexibilitätspotentiale auch erschlossen werden. Zudem zeigen sie, dass eine stärkere internationale Vernetzung der Stromnetze zusätzliche Flexibilität bieten würde. Zudem wird der Aspekt beleuchtet, dass sich unter den heutigen Rahmenbedingungen Investitionen in

Effizienz und Flexibilität häufig widersprüchlich gegenüberstünden. Da die Energiewende sowohl auf Effizienzgewinne wie auf eine steigende Flexibilisierung des Systems angewiesen ist, sollte mit diesem Widerspruch bewusst umgegangen werden.

Analyse der Ergebnisse in Hinblick auf die Leitfragen der Studie

Zu Beginn des Projekts wurde eine Reihe von Leitfragen definiert, welche sich auf Zielsystem, Maßnahmen/Instrumente, Investitionsbedarf sowie ökonomische und soziale Auswirkungen der Energiewende beziehen. Über den gesamten Projektverlauf ergeben sich folgende Einschätzungen:

- ▶ Auf Basis der ausgewerteten Studien erscheint die Zielerreichung für das Zielsystem EE-Ausbau wenig kritisch. Für die Erreichung des Effizienzziels und des KWK-Ziels besteht jedoch scheinbar weiterer Handlungsbedarf. Die Erreichung der Klimaschutzziele ist davon abhängig, inwiefern es gelingt, die Effizienzziele zu erreichen, den Gebäude- und Verkehrsbereich zu elektrifizieren sowie die Wettbewerbsfähigkeit von Gaskraftwerken zu stärken.
- ▶ Zum Zusammenspiel der Instrumente und zur zeitlichen Staffelung gibt es kaum Aussagen. Es liegen zwar einige Studien zum integrierten Energiemarktdesign vor, darin werden aber teilweise auch nur die klassischen Segmente der Stromnachfrage berücksichtigt. Insbesondere eine stärkere Verknüpfung zwischen den Anwendungsbereichen Strom, Wärme und Verkehr wird oft nur am Rande diskutiert.
- ▶ Zum Investitionsbedarf und den Kosten der Energiewende werden meist spezifische Aussagen generiert, die teilweise nur schwer vergleichbar sind. In den Auswertungen zu den Kosten der Energiewende werden die Herausforderungen bei der Interpretation dieser Ergebnisse deutlich. Ein Vergleich zur Leitstudie fällt zudem schwer, da die Leitstudie nur Differenzkosten ausweist, die neu analysierten Studien jedoch meist Gesamtsystemkosten ausweisen.
- ▶ Bezüglich Vorschlägen zum Instrumentenmix gehen die Studien weit auseinander. Ein Teil der Vorschläge wurde in den aktuellen Gesetzgebungsverfahren bereits umgesetzt

Gesamtfazit der Metastudie

- ▶ Auf Ebene des Indikatorenvergleichs hat sich über den Projektverlauf gezeigt, dass eine Aktualisierung der Leitstudie des BMUB wünschenswert wäre. Im Vergleich mit den aktuelleren Energieszenarien wurde deutlich, dass einige der Annahmen nicht mehr adäquat sind. Insbesondere sollte ein Szenario mit konstanter Stromnachfrage berücksichtigt werden.
- ▶ Der Indikatorenvergleich in diesem Bericht macht zudem deutlich, dass nur wenige Kernindikatoren der ausgewerteten Studien wirklich miteinander vergleichbar sind. Die meisten ausgewerteten Studien weisen eine Vielzahl weiterer Indikatoren aus, die jedoch oft sehr spezifisch sind und von den verwendeten Methoden und Modellen abhängen. Hier wäre eine stärkere Vereinheitlichung wünschenswert, um die Vergleichbarkeit und Interpretierbarkeit zu erhöhen. Hilfreich könnte zum Beispiel eine „Methodenkonvention Energieszenarien“ sein, die Hinweise zu Metriken und Darstellungsformen von Indikatoren gibt (z.B. für die Darstellung von Kostenelementen oder die klare Abgrenzung der Bereiche Strom, Wärme und Mobilität).
- ▶ Weiterer Forschungsbedarf besteht nach Auswertung der 34 Studien und nach Screening der Literatur über den gesamten Projektverlauf ganz klar im Bereich der Energieeffizienz. Hier bleiben die Aussagen in den meisten ausgewerteten Studien vage bzw. nennen nur die bereits bekannten Stoßrichtungen. Innovative Ideen sind kaum zu finden und werden selten durch Maßnahmenvorschläge hinterlegt. Hier wäre auch zu prüfen, wie die Sektoren Wärme und Verkehr besser in ein EE-Energiesystem eingebettet werden könnten und welche Synergiepotentiale sich daraus ergeben würden.

Summary

Objectives: Systemizing the knowledge base for a successful energy transition

With the energy transition, the German government is pursuing a restructuring of the overall energy system based on renewable sources. As a cross-cutting policy field, the energy transition affects not only the electricity supply but also heat production and mobility and thus all economic and social stakeholders. To enable a broad knowledge base for steering the energy transition, all relevant studies and analyses need to be considered. This applies not only to studies commissioned by the German government itself but also includes research that has been commissioned by industry, associations, NGOs, etc. The consideration of this broad knowledge base and these different viewpoints is indispensable for finding a consensus on how to design the framework for the energy transition.

Thus, the objective of this project was to better systemize this knowledge base and to make it more accessible for the political discussion. Main activities included an analysis of newly published studies in the form of factsheets as well as a synthesis of these studies in the form of quarterly reports. These quarterly reports provided insights and recommendations for adjusting and further developing the framework conditions for a low-carbon energy market.

Thematic focuses of the meta-analysis

During the project, 158 relevant studies were identified and screened by the project team. Upon agreement with the client, fact sheets were developed for 34 selected studies. The focus of all selected studies was the energy transition in the field of the power sector, some studies also considered heat production as well as mobility. The main thematic focus of all studies, in general, related to the energy market design, some studies however had clear and well-defined thematic focuses. 14 studies analyzed the development of the overall energy market design and provided specific scenarios. Five studies had a clear focus on the financing of renewable energy and provided recommendations for the relevant legal instruments. Three studies each dealt with the topics capacity markets, costs of the energy transition as well as flexibility mechanisms. Two studies each dealt with combined-heat-and-power production, energy efficiency as well as other topics (e.g. European and international integration of energy systems).

Comparison of assumptions and results with the main scenario of the BMUB

The broad scope of leading questions, methodologies, scenarios and recommendations is reflected in the 34 analyzed studies. Two main groups of studies can be differentiated: 22 studies were based on quantitative approaches and analyzed one or several scenarios of energy market development. 12 studies were based on qualitative approaches and focused on the development of the instrument mix. They provide recommendations on how to develop and optimize the renewable-energy-law, the law on further developing combined-heat-and-power production, instruments related to energy efficiency policy as well as further areas of the energy transition.

Assumptions and results of the quantitative analyses were compared with those of the main scenario of the BMUB („Leitstudie“). The results of this main scenario can thus be interpreted on the basis of more recent scientific analysis and the meta-analysis provides insights for necessary updates of the main scenario. For some indicators, a broad consensus was identified:

- ▶ Especially the assumptions on price developments of energy sources and CO₂-allowances under the EU ETS are comparable and are often directly based on the assumptions of the main scenario. In general, there seems to be a slight trend for assuming lower price levels. Also, there seems to be a rather broad consensus on the development of the electricity mix, the general objective of the energy transition is not put into question.

- ▶ For the development of power demand, the assumptions however vary considerably. Here, it is necessary to consider the different scope of the studies: some studies also consider an electrification of the heat and mobility sector and thus assume a higher power demand. Others relate to the “traditional” areas of power demand. The maximum bandwidth in all studies is however a constant power demand over time.
- ▶ Also, the assumptions on installed capacity in the renewable and fuel-based generation structure vary considerably. This is directly linked to the assumptions on power demand: the higher the assumed power consumption, the higher the necessary generation capacity.

Results for the five main thematic focuses

During the project, five thematic focuses have emerged and were analyzed in-depth in the frame of the quarterly reports. Regarding these five main thematic focuses, the following synthesis can be derived:

- ▶ „Reform of the renewable-energy-law/financing of renewable energy“: this topic was a major focus during the project as there was an ongoing broad discussion process. All studies that were analyzed for this thematic focus came to the recommendation that a future-proof energy market design requires a reform of the renewable-energy-law to reach the objectives of the energy transition in an efficient way.
- ▶ „Economic costs of the energy transition“: results on the economic costs of the energy transition are relevant for gaining acceptance for the energy transition. However, they are difficult to compare and to interpret. Relevant studies do not only consider different assumptions, they also use different cost categories, cost components as well as different approaches for presenting results. Most studies only focus on the costs of developing the renewable energy generation capacity and it would be important to also put a stronger focus on other cost components (e.g. costs of network expansion, external costs). It might be helpful to provide some guidelines on assessing costs of the energy transition.
- ▶ „Capacity markets“: During the project, several studies also discussed if the energy-only-market alone can secure the necessary amount of steerable generation capacities or if an additional instrument in form of a capacity market would be necessary for security of supply. Some of the selected studies proposed a capacity market as an important element for the future energy market. However, it was questioned if such a capacity market should be open for all relevant technologies or if it should focus on efficient natural gas generation, demand side management and storing capacity.
- ▶ „Combined heat-and-power generation (CHP)“: considering the results of the selected studies, the targets of the energy concept (before the reform of the relevant CHP law) can still be reached if additional steps are taken. Even if the reform of the CHP law already includes relevant adjustments, a stronger research focus should be put on the question which forms of CHP are most efficient and relevant for the energy transition.
- ▶ „Flexibility options“: Renewable energy sources such as solar and wind are highly fluctuating and it is thus necessary to provide flexibility options and back-up capacities. The selected studies showed that the energy market design should provide adequate incentives to develop such flexibility options. Also, it became clear that a stronger international integration of energy markets provides additional flexibility. Specifically, some studies showed that there are often trade-offs between flexibility and efficiency options which should be clearly addressed in a future market design.

Synthesis for the leading questions

At the beginning of the project, several leading questions relating to the target system, instrument mix, investment needs as well as economic and social impacts were identified. Over the project duration, the following results for these leading questions can be summarized:

- ▶ Based on the results of the analyzed studies, meeting the political targets related to renewable energy development seems uncritical. Meeting the targets related to energy efficiency as well as combined heat-and-power however requires additional action. Fulfilling the targets related to climate change depends on further steps related to energy efficiency, the electrification of the heat and mobility sector as well as strengthening the competitiveness of gas vs. coal generation.
- ▶ Regarding the interrelation of measures and their temporal sequencing, the analyzed studies provided few results. Some studies on an integrated energy market design have been screened and analyzed, they however mostly focus on the “traditional” segments of power demand. Especially, a stronger integration of power demand, heat and mobility is often only discussed at the margins.
- ▶ Regarding investment needs and the costs of the energy transition, most studies provide very specific results which are difficult to compare. In the analysis on the costs of the energy transition, the challenges with interpretation of these results become clear. A comparison with the main scenario of the BMUB (“Leitstudie”) is difficult, as the main scenario only provides “cost differential factors” while the newer studies mostly focus on overall system costs.
- ▶ For specific instruments and measures, results and recommendations of the studies vary broadly – based on their main focuses and leading questions. Some of the recommendations have already been considered in recent adjustments/reforms of the relevant legal frameworks.

Overall synthesis of the meta-analysis

- ▶ Based on the analysis and comparison of major indicators, it became clear that an update of the BMUB main scenario (“Leitstudie”) would be helpful. Compared to the more recent studies, some assumptions of the main scenario seem no longer adequate. Especially, a scenario with constant power demand should be added.
- ▶ Also, the analysis shows that only few core indicators of the 34 analyzed studies are really comparable. Most studies include many additional indicators which are partly very specific and which depend on the methods and models used in the studies. A more harmonized approach would be helpful for the overall process, as results would be easier to compare and to interpret. The development of specific guidelines on the development of energy scenarios might be an appropriate approach, including information on metrics and presentation formats (e.g. for presenting cost information, for differentiating power, heat and mobility related power demand, etc.).
- ▶ After analyzing the 34 selected studies, additional research need clearly seems to exist for the area of energy efficiency. For this element of the energy transition, most studies remain vague with their recommendations or name only the existing approaches. Innovative ideas were only identified in very few cases which were not supported by specific proposals for relevant policy instruments. Especially, it seems important to better analyze the integration of heat and mobility into the electricity-based energy system and which potentials and synergies could come along with this stronger integration.

1 Hintergrund und Zielstellung

Hintergrund: Energiewende in Deutschland

Die Energiewende in Deutschland ist ein seit Jahrzehnten andauernder Prozess und wurde explizit durch die Bundesregierung mit dem Energiekonzept im September 2010 beschlossen und nach der Nuklearkatastrophe von Fukushima im Sommer 2011 beschleunigt. Bereits die Tatsache, dass die Energiewende zu Beginn sechs neue Gesetze bzw. Gesetzesänderungen erforderte, macht deren Komplexität deutlich.² Als Querschnittsaufgabe betrifft die Energiewende alle wirtschaftlichen und gesellschaftlichen Bereiche und erfordert eine breite gesellschaftliche und politische Akzeptanz.

Das Energiekonzept umfasst ein umfangreiches Zielsystem mit spezifischen Zielen und Zwischenzielen für den Ausbau der erneuerbaren Energien (EE), die Verbesserung der Energieeffizienz in verschiedenen Sektoren sowie die Reduktion von Treibhausgasemissionen. Dieses Zielsystem wurde im Rahmen des Monitoring-Prozesses zur Energiewende weiterentwickelt. Auf Basis der Empfehlungen einer Experten-Kommission wurde eine Zielarchitektur zum Umbau der Energieversorgung entwickelt. Diese ist in Abbildung 1 dargestellt:

² Mit diesen sechs neuen Gesetzen hat die Bundesregierung die Energiewende eingeleitet.

Dreizehntes Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes

Gesetz zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (EEG)

Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften (EnWGÄndG)

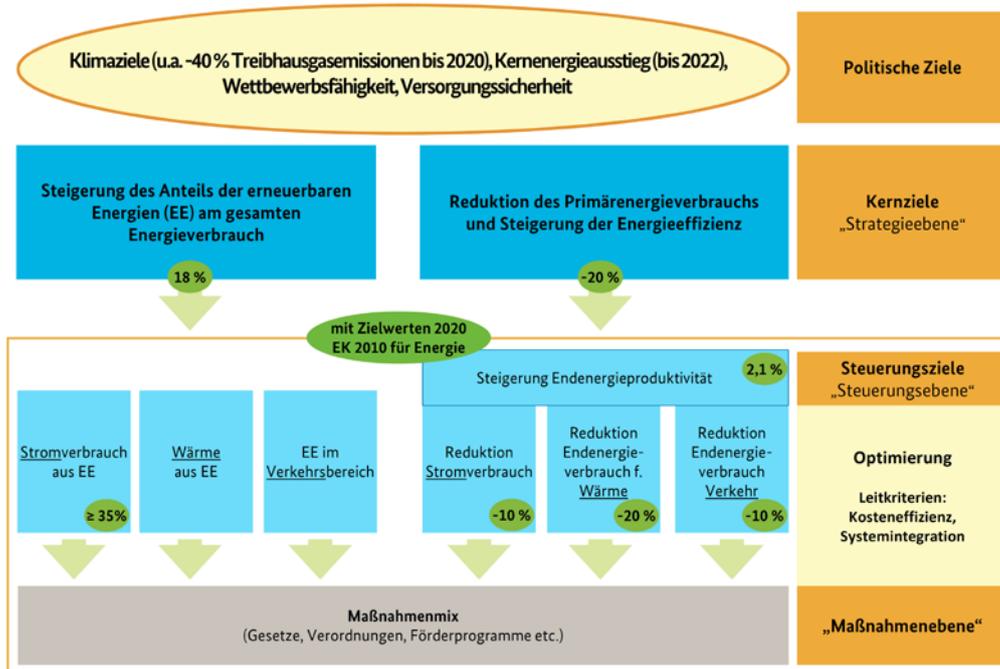
Gesetz über Maßnahmen zur Beschleunigung des Netzausbaus Elektrizitätsnetze (NABEG)

Gesetz zur Änderung des Gesetzes zur Errichtung eines Sondervermögens "Energie- und Klimafonds"

Gesetz zur Stärkung der klimagerechten Entwicklung in den Städten und Gemeinden

Vgl.: https://www.bundesregierung.de/Webs/Breg/DE/Themen/Energiewende/EnergieErzeugen/ewende_gesetze/node.html

Abbildung 1: Zielarchitektur für die Energiewende



Quelle: Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ (2015): Stellungnahme zum vierten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2014.³

Wissensbasis zur Energiewende – komplex und sehr dynamisch

Aufgrund des Querschnittscharakters sind wirtschaftliche und gesellschaftliche Akteure an der Diskussion um die Energiewende beteiligt und versuchen den politischen Prozess zu beeinflussen. Dabei stützen sich die Akteure auf unterschiedliche wissenschaftliche Grundlagen, die sie teilweise selbst in Auftrag gegeben haben. Die Diskussion gewinnt dadurch an Komplexität und es wird immer schwieriger eine plausible und fundierte Wissensbasis zu gewährleisten. Diese Unsicherheiten bezüglich der Wissensbasis wirken sich auf die Diskussionen zur Energiewende in der Öffentlichkeit aus. Auch wenn die Energiewende in Deutschland von einer Mehrheit der Bevölkerung positiv bewertet wird,⁴ führen Pressemeldungen und Warnungen von verschiedenen Seiten, insbesondere bezogen auf die Finanzierung der Energiewende, immer wieder zu Verunsicherungen. Sie bergen somit das Risiko, die Akzeptanz der Energiewende zu gefährden. Dies spiegelt sich auch in der politischen Diskussion wider.

Notwendigkeit einer Metastudie zu Energie-Szenarien

Um die Diskussionen und politischen Entscheidungen zur Energiewende auf eine fundierte und breite wissenschaftliche Basis zu stellen, sollte möglichst der gesamte Wissensstand berücksichtigt werden. Dazu gehören nicht nur Studien, die von der Bundesregierung oder den zuständigen Ministerien und Behörden selbst in Auftrag gegeben werden, sondern auch Studien aus der Industrie, von Verbänden, Nichtregierungsorganisationen etc. Um einen breit abgestützten Konsens zur Energiewende zu finden,

³ <https://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiewende/zielarchitektur.html>

⁴ Siehe z.B. Umfrageergebnisse vom Mai 2012: http://www.focus.de/finanzen/news/wirtschaftsticker/umfrage-buerger-stehen-hinter-der-energiewende_aid_757147.html

ist die Auseinandersetzung mit diesen unterschiedlichen Blickwinkeln unerlässlich. Bei der Einordnung der verschiedenen Studien sind jedoch die Annahmen, Methoden und Ergebnisse auf deren Plausibilität zu prüfen.

Ziel dieses Projekts war es daher, diese Wissensbasis weiter zu systematisieren und für den politischen Prozess besser nutzbar zu machen. Schwerpunkt des Vorhabens war es, ausgewählte neu erschienene Studien in kurzer Frist zu analysieren und zu bewerten, um wesentliche Ergebnisse zeitnah in die politische Bewertung der Entwicklung und des Verlaufs der Energiewende einfließen lassen zu können. Des Weiteren lieferte das Vorhaben durch eine alle drei Monate erfolgende wissenschaftliche Analyse der untersuchten Studien Ansätze für die Weiterentwicklung oder ggf. für die Korrektur energiepolitischer Weichenstellungen.

Vorgehensweise und Schwerpunkthemen im Rahmen der Metastudie

Im Rahmen des Projekts erfolgte zweimal wöchentlich ein Screening aller relevanten Newsletter, Pressemeldungen relevanter Institutionen, Zeitschriften, Blogs etc., um Hinweise auf mögliche neue Studien zu finden. Alle relevanten Studien wurden in einer Liste erfasst. Gemeinsam mit dem Auftraggeber wurden besonders relevante Studien identifiziert und in detaillierten Factsheets ausgewertet. Ein zentraler Grund für die vorliegende Metaanalyse lag in der Erkenntnis, dass je nach eingesetztem Modell und getroffenen Annahmen sehr unterschiedliche Ergebnisse entstehen. Ein wichtiger Fokus der Factsheets lag daher auch im Vergleich der zentralen Annahmen und Ergebnisse mit der vom Bundesministerium für Umwelt in Auftrag gegebenen Studie «Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global» (im folgenden «Leitstudie» genannt). Die Sammlung aller erarbeiteten Factsheets befindet sich im separaten Band „Sammlung Studien-Faktenblätter. Anhang zur Metastudie nationale Energieszenarien und deutsche Energiepolitik“. Das systematische Screening fand von Oktober 2012 bis Ende 2015 statt. Im ersten Halbjahr 2016 wurden zu ausgewählten Studien einzelne Factsheets ergänzt.

Die Erkenntnisse aus den Factsheets wurden in Quartalsberichten zusammengefasst. In diesen Quartalsberichten wurden zentrale Indikatoren aus den Studien verglichen und im Vergleich zu denen der Leitstudie eingeordnet sowie die Erkenntnisse im Hinblick auf Leitfragen zu Zielsystem, Maßnahmen- und Instrumentenmix, ökonomischen und sozialen Auswirkungen etc. interpretiert. Daraus wurden Handlungsempfehlungen abgeleitet, z.B. zur Ausgestaltung einzelner Instrumente oder zum weiteren Forschungsbedarf.

In der Schwerpunktsetzung war die Metastudie dabei zu Beginn offen angelegt, wurde im Projektverlauf dann jedoch stark durch die laufenden politischen Prozesse beeinflusst. Insbesondere sind dabei folgende Prozesse zu nennen:

- ▶ Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (im Folgenden: EEG) im Jahr 2014: bereits im Jahr 2013 wurden viele Studien mit Schwerpunkt EE-Förderung identifiziert. Diese gingen teilweise in die Stellungnahmen zum Entwurf des EEG 2014 ein, welche bis Ende März 2014 eingereicht wurden. Nach Verabschiedung des EEG 2014 im August 2014 wurden kaum noch Studien zu diesem Themenkomplex identifiziert.⁵
- ▶ Strommarkt der Zukunft: Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) hat in den letzten Jahren mit allen relevanten Akteuren einen umfassenden Diskurs zum Strommarkt der Zukunft geführt. Im Oktober 2014 wurde ein Grünbuch veröffentlicht, welches in einem

⁵ Im Sommer 2016 wurde das EEG erneut überarbeitet, v.a. hinsichtlich einer Stärkung der Ausschreibungskomponente. Da dieser Reformprozess jedoch nicht mehr im eigentlichen Projektzeitraum lag, wird er hier nicht im Detail dargestellt.

viermonatigen Zeitraum kommentiert werden konnte. Eine Vielzahl der in diesem Projekt identifizierten und ausgewerteten Studien fand Eingang in diesen Diskurs. Nach Erscheinen des Weißbuchs „Ein Strommarkt für die Energiewende“ im Juli 2015 sowie des entsprechenden Gesetzentwurfs zur Weiterentwicklung des Strommarktes im November 2015 ist dieser Prozess ebenfalls vorerst abgeschlossen.

- ▶ **Klimaschutz:** Im Dezember 2014 legte das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) das Aktionsprogramm Klimaschutz vor, das zusätzliche Maßnahmen zur Erreichung der Klimaschutzziele für 2020 definiert. Im Konsultationsprozess zu diesem Aktionsprogramm wurde eine Reihe von Studien veröffentlicht, die einen möglichen Kohleausstieg bzw. eine Reduktion der Stromproduktion durch Kohlekraftwerke analysieren und entsprechende Instrumentenvorschläge unterbreiten (Stichwort „Klimaabgabe“).
- ▶ **Energieeffizienz:** ebenfalls im Dezember 2014 wurde der Nationale Aktionsplan Energieeffizienz verabschiedet. Dieser Prozess hat die wissenschaftliche und politische Diskussion jedoch weniger stark beeinflusst, zumindest wurden zu diesem Schwerpunkt insgesamt nur wenige Studien identifiziert.

2 Das Themenbarometer

2.1 Themenschwerpunkte

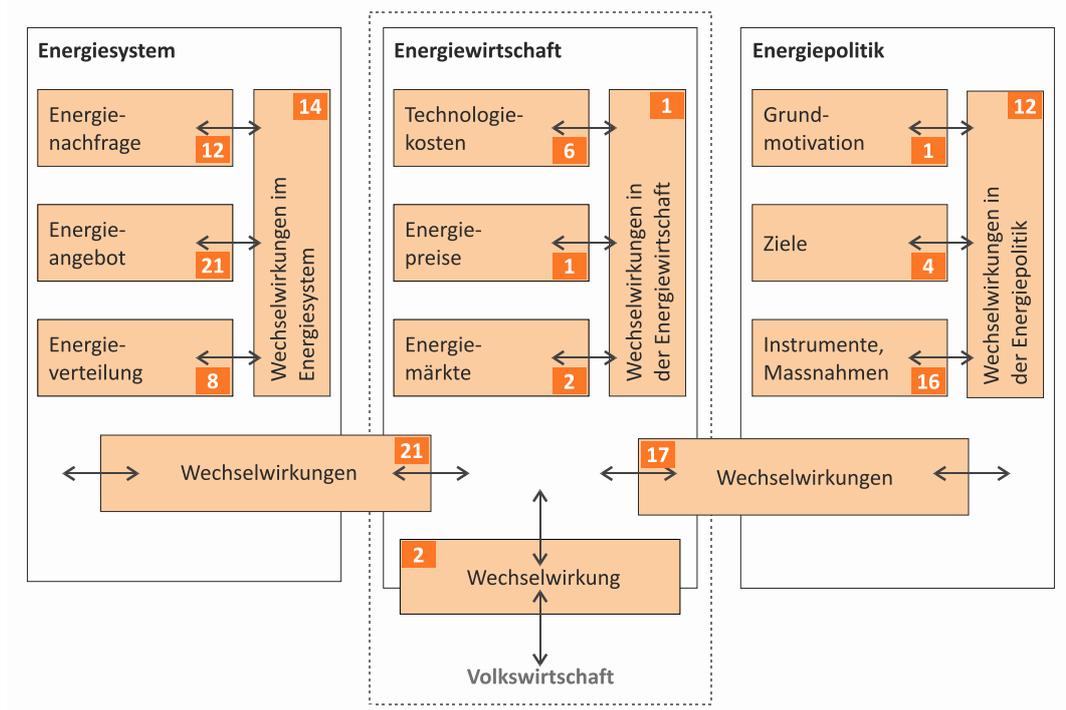
Im Projektverlauf wurden insgesamt 158 relevante Studien gesichtet und im Literaturverzeichnis des Projekts erfasst. Eine Vielzahl weiterer Studien wurde für die Erfassung nicht ausgewählt, da ihr Schwerpunkt nicht mit dem dieser Metastudie vereinbar bzw. zu spezifisch war. Zudem lagen Studien, die die Bundesverwaltung in Auftrag gegeben hat, nicht im Fokus des Auftrags.

In Absprache mit dem Auftraggeber wurden für 34 der gesichteten Studien Factsheets erstellt. Anhang 4 umfasst eine Übersicht der ausgewerteten Studien. Zudem wird aufgezeigt, welchen Fokus (Strom, Wärme, Verkehr) und Themenschwerpunkt die jeweilige Studie hatte:

- ▶ Der Fokus aller untersuchten Studien liegt auf Entwicklungen im Bereich des Stromsystems, zudem werden teilweise auch die Bereiche Wärme und Verkehr integriert:
 - ▶ 14 Studien betrachteten lediglich den Systemteil Strom mit Veränderungen bei Stromangebot und -nachfrage sowie der Stromverteilung.
 - ▶ Fünf Studien betrachten die Bereiche Strom und Wärme, wobei es dann meistens um den Aspekt Kraft-Wärme-Kopplung geht.
 - ▶ 15 Studien verfolgen eine integrierte Betrachtung und berücksichtigen alle Bereiche Strom, Wärme und Verkehr und untersuchen die Verknüpfungen zwischen diesen Bereichen.
- ▶ Der Themenschwerpunkt liegt bei allen Studien im weitesten Sinne auf dem Energiemarktdesign, einige haben aber klar abgegrenzte Schwerpunkte:
 - ▶ 14 Studien betrachten das Energiemarktdesign bzw. dessen Entwicklung in seiner ganzen Breite und untersuchen entsprechende Szenarien.
 - ▶ Fünf Studien haben einen klaren Fokus auf den Themenschwerpunkt Finanzierung der Erneuerbaren Energien und machen Vorschläge zur Weiterentwicklung bzw. Reform des EEG.
 - ▶ Drei Studien setzen sich schwerpunktmäßig mit dem Thema Kapazitätsmechanismen oder mit den Kosten der Energiewende respektive Flexibilitätsoptionen auseinander.
 - ▶ Jeweils zwei Studien betrachten die Themen Kraft-Wärme-Koppelung (KWK), Energieeffizienz und sonstige (z.B. europäische und internationale Integration).

Die detaillierten Angaben zu den Factsheet-Studien und deren Themenschwerpunkte sind im Anhang 4 detailliert aufgeführt. Die folgende Abbildung zeigt, in welchen Themenblöcken die im gesamten Projektverlauf analysierten Studien lagen. Dazu wurde eine Struktur gewählt, die die drei Themenblöcke Energiesystem, Energiewirtschaft und Energiepolitik mit ihren Unterkategorien und Wechselwirkungen darstellt.

Abbildung 2: Überblick behandelte Themenblöcke der Faktenblätter



Zuordnung der analysierten Studien zu den Themenblöcken der Themenstruktur (siehe Anhang 2 für detaillierte Informationen)

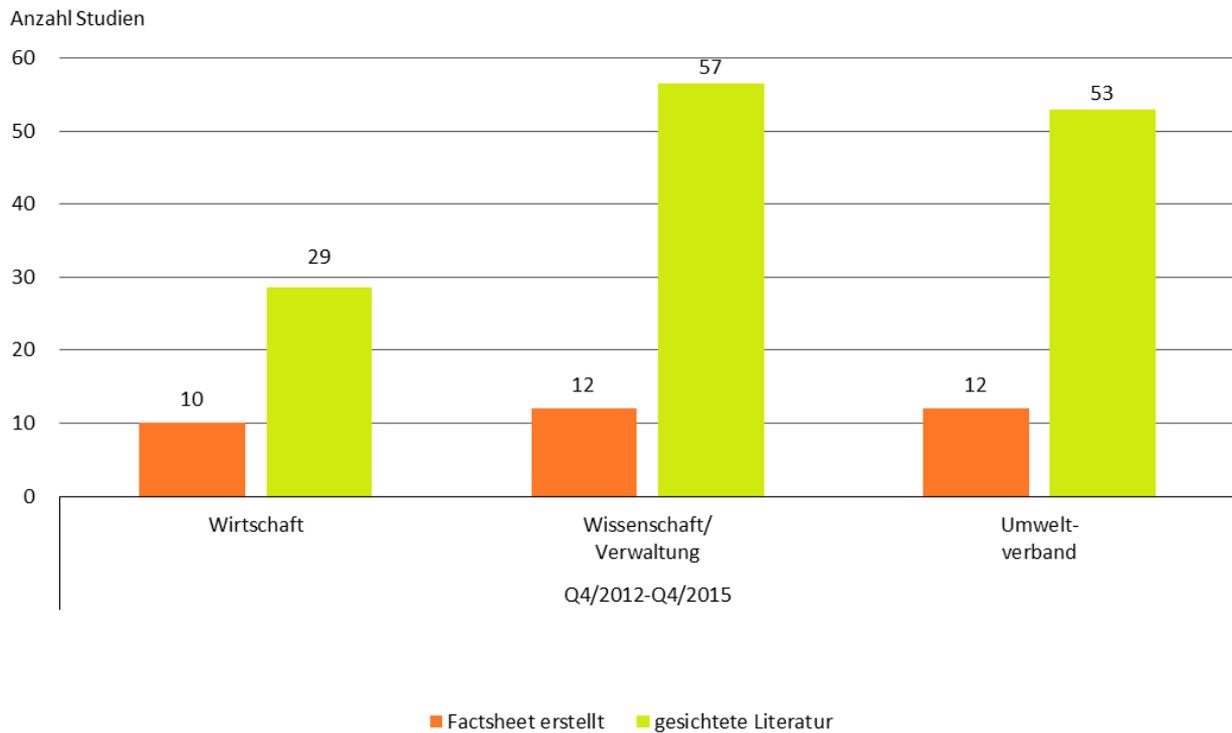
2.2 Auftraggeber und zeitlicher Verlauf

Bei den Studien wurde jeweils erfasst, welcher Art die Auftraggeber waren. Dabei wurde differenziert nach den drei Gruppen

1. Auftraggeber aus der Privatwirtschaft,
2. Auftraggeber aus den Bereichen Wissenschaft und Verwaltung sowie
3. Auftraggeber aus dem Bereich der Umweltverbände/NGOs.

Abbildung 3 zeigt auf, dass der Großteil der gesichteten Studien von Auftraggebern aus Wissenschaft/Verwaltung und von Umweltverbänden/NGOs in Auftrag gegeben wurde. Bei den ausgewerteten Studien wurden alle Auftraggeber jedoch in ungefähr gleichem Umfang berücksichtigt mit jeweils ca. 10 Factsheets pro Gruppe.

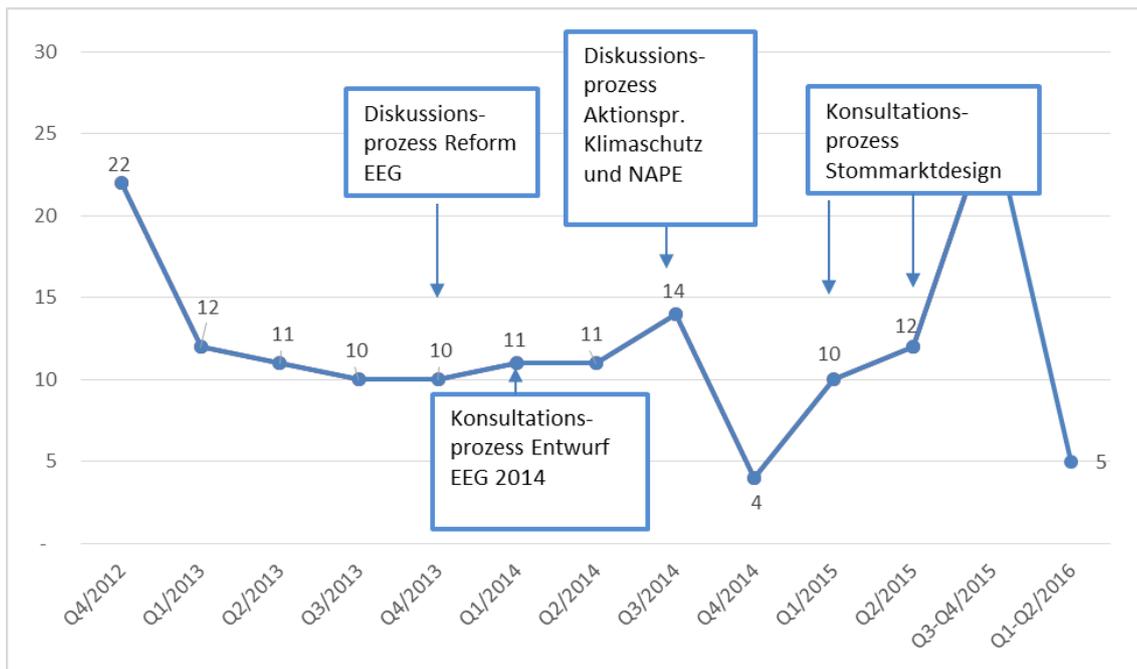
Abbildung 3: Übersicht über Auftraggeber der gesichteten Studien



Verteilung der Auftraggeber der gesichteten und analysierten Studien (Factsheets) auf Wirtschaftsvertreter, Wissenschaft/Verwaltung und Umweltverbände/NGOs

Das Screening nach interessanten Studien verlief über den gesamten Projektverlauf von Oktober 2012 bis Ende 2015. Abbildung 4 zeigt auf, wie viele Studien pro Quartal vom Projektteam gesichtet wurden und stellt dazu einige zentrale Meilensteine der politischen Diskussion dar. Im ersten Quartal des Projekts wurden überproportional viele Studien gesichtet. Dies ist darauf zurückzuführen, dass auch noch einige Studien aufgenommen wurden, die vor Projektbeginn erschienen waren. Im restlichen Projektverlauf bleibt die Anzahl der gesichteten Studien mit jeweils 10 bis 14 relevanten Studien pro Quartal weitgehend konstant. Die größte Anzahl an Studien wurde im dritten Quartal 2014 gesichtet, was auf die parallel laufenden Prozesse auf politischer Ebene zurückzuführen sein kann (siehe dazu Kapitel 4). Zum Ende des Projektverlaufs ab Sommer 2015 nimmt die Anzahl der Studien ab. Dies könnte darauf zurückzuführen sein, dass mit dem Strommarktgesetz vom November 2015 die energiepolitischen Leitlinien vorerst festgelegt sind. Im ersten Halbjahr 2016 wurden nur noch einzelne Studien ins Literaturverzeichnis aufgenommen, da die aktive Projektlaufzeit bereits abgelaufen war.

Abbildung 4: Zeitliche Einordnung der gesichteten Studien



Anzahl der gesichteten Studien pro Quartal und Einordnung im politischen Prozess.

3 Einordnung der Annahmen und Ergebnisse gegenüber der Leitstudie

Da dem Projekt ein breites Spektrum an Leitfragen zu Grunde liegt, wurde eine breite Palette an relevanten Studien gesichtet. Die Bandbreite der Fragestellungen, verwendeten Methoden, Szenarien und Handlungsempfehlungen spiegelt sich auch in den 34 ausgewerteten Studien wider. Insbesondere sind zwei Gruppen von Studien zu unterscheiden:

- ▶ 22 Studien umfassen quantitative Analysen und untersuchen ein oder mehrere Szenarien zur Entwicklung des Energiesystems. Die Szenarien beziehen sich dabei meistens auf das Jahr 2050, einzelne Studien verwenden aber auch 2030 oder andere Zeitpunkte als Zielhorizont.
- ▶ 12 Studien umfassen qualitative Analysen und fokussieren auf die Entwicklung des Instrumentenmixes. Sie zeigen Handlungsbedarf bei der Weiterentwicklung des EEG, des Gesetzes für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK-G), der Effizienzpolitik und weiterer Handlungsfelder auf.

In diesem Kapitel liegt der Schwerpunkt auf den 22 Studien mit quantitativen Angaben. Insbesondere sollen die Annahmen und Ergebnisse mit denen der Leitstudie verglichen werden. Die Ergebnisse der Leitstudie können somit vor dem Hintergrund aktuellerer Studien interpretiert werden, und es ergeben sich Hinweise für eine Aktualisierung der Leitstudie. Die folgende Tabelle stellt die Annahmen und Ergebnisse der quantitativen Studien für die wichtigsten Parameter im Vergleich zur Leitstudie (Szenario A) dar. Dabei wird jeweils die Bandbreite der Annahmen und Ergebnisse aufgezeigt. Es ist zu berücksichtigen, dass sich die Werte je nach Fragestellung der Studie auf Ex-Ante-Annahmen oder auf endogene Modellergebnisse beziehen. Endogene Modellergebnisse zeigen, wie sich die entsprechenden Werte unter bestimmten Ex-Ante-Annahmen entwickeln. Die Aussagekraft von Ex-Ante-Annahmen und endogenen Modellergebnissen ist daher unterschiedlich zu werten.

Tabelle 1: Vergleich zentraler Parameter⁶

Parameter	Vergleich
Preis fossile Energie	<p><i>Annahmen Leitstudie: Grenzübergangspreis Rohöl in EUR₂₀₀₉/GJ: 14,9 bis 24,0 (je nach Preispfad), Erdgas in EUR₂₀₀₉/GJ: 8,1 bis 14,9, Steinkohle in EUR₂₀₀₉/GJ: 4,7 bis 6,8</i></p> <p>12 der betrachteten Studien weisen die Annahmen zur Preisentwicklung fossiler Energieträger aus. 8 dieser Studien beziehen sich dabei direkt auf die Leitstudie bzw. auf den World Energy Outlook, der auch der Leitstudie zugrunde liegt. Die Annahmen sind somit identisch. Bei zwei Studien werden höhere Energiepreise als in der Leitstudie unterstellt. Eine Studie untersucht mehrere Szenarien, die jeweils unterhalb und oberhalb der Annahmen der Leitstudie liegen, und eine Studie unterstellt einen Preispfad, der tiefer liegt als jener der Leitstudie.</p> <p>Die größte Abweichung ergibt sich in der Studie von Consentec und Fraunhofer IWES (2013), welche auf die Annahmen des Netzentwicklungsplans zurückgreift. Diese weichen teilweise deutlich von den Preispfaden der Leitstudie ab (bei Öl ca. 70% höher als höchster Preispfad der Leitstudie in beiden Zeithorizonten, bei Erdgas ca. auf höchstem Preispfad, bei Steinkohle unter niedrigstem Preispfad).</p>

⁶ Die angegebenen Werte beziehen sich auf unterschiedliche Betrachtungshorizonte (2020, 2030, 2035, 2050). Die Werte der Studien wurden jeweils mit den relevanten Daten der Leitstudie verglichen.

Parameter	Vergleich
CO ₂ -Preise	<p><i>Annahmen Leitstudie: 45-75 €/t CO₂ im Jahr 2050 (je nach Preispfad)</i></p> <p>13 der betrachteten Studien machen explizit Annahmen zum CO₂-Preis. 11 davon beziehen sich entweder direkt auf die Leitstudie oder wählen Annahmen, die mit denen der Leitstudie vergleichbar sind. Nur zwei Studien (Enervis 2014a und Fraunhofer ISE 2015) gehen in den Hauptszenarien von einem niedrigeren CO₂-Preis aus (35 EUR/t CO₂ bis 2040 resp. konstant bis 2050).</p>
Bruttostromverbrauch	<p><i>Annahmen Leitstudie: Die Leitstudie geht gemäß dem Zielsystem des Energiekonzepts von einer fallenden Stromnachfrage bis 2050 aus. Für 2050 wird ein Bruttostromverbrauch von 584 TWh/a angenommen.</i></p> <p>18 der betrachteten Studien machen Angaben zur Entwicklung des Bruttostromverbrauchs bis 2050. Davon gehen 13 Studien von höheren Annahmen als die Leitstudie aus (meist: konstanter bis steigender Stromverbrauch, da stärkere Elektrifizierung in den Bereichen Wärme und Verkehr nicht durch höhere Effizienzgewinne in den traditionellen Anwendungen kompensiert werden kann). 3 Studien gehen von einer Reduktion der Stromnachfrage über die Annahmen der Leitstudie hinweg aus. 2 weitere umfassen verschiedene Szenarien, die in ihrer Bandbreite um die Annahmen der Leitstudie streuen.</p> <p>Der stärkste Rückgang wird in einem ambitionierten Effizienzscenario der Studie von Prognos und IAEW (2014) unterstellt. Hier beträgt die Stromnachfrage 2050 nur noch 324 TWh/a. Die höchsten Werte erreichen Szenarien, in denen ein starker Anstieg der Elektromobilität unterstellt wird.</p> <p>Die Stromnachfrage wird in der Regel ex ante vorgegeben. Die Studien zeigen daher vor allem, welche Erwartungen die Studienautoren haben. Die meisten Studien, die eine sinkende Stromnachfrage unterstellen, berechnen Zielszenarien. Sie zeigen auf, wie bestimmte Zielszenarien erreicht werden können. Die Frage, ob diese Entwicklung unter den heutigen Rahmenbedingungen zu erwarten ist, ist dabei sekundär.</p>
Zusammensetzung Strommix	<p><i>Annahmen Leitstudie: Die Leitstudie geht davon aus, dass bis 2050 ca. 85% der Bruttostromnachfrage über erneuerbare Energien abgedeckt werden können.</i></p> <p>6 der betrachteten Studien machen Angaben zu diesem Parameter. Davon kommen drei Studien zu ähnlichen Annahmen wie die Leitstudie. Zwei Studien gehen von einem geringeren Anteil als die Leitstudie aus. Nur eine Studie unterstellt in ihren Annahmen einen EE-Anteil über 85% (Boston Consulting Group (2013)). Die Studie berechnet dabei Zielszenarien. Der EE-Anteil von 85% resultiert aus den gegebenen Rahmenbedingungen.</p>
Installierte Leistung erneuerbare Energien	<p><i>Annahmen Leitstudie: Die Leitstudie geht für das Jahr 2050 von einer installierten Leistung erneuerbarer Energien von 179,9 GW (inkl. EU-Stromverbund) aus.</i></p> <p>14 der ausgewerteten Studien untersuchen die installierte EE-Leistung bis 2050. 3 dieser Studien beziehen sich direkt auf die Leitstudie oder unterstellen eine vergleichbare Entwicklung. 4 der betrachteten Studien unterstellen einen geringen Zubau an EE, wobei dieser teilweise durch erhöhte Stromimporte kompensiert wird (v.a. in der Studie DLR (2013) durch einen EE-Stromimport aus Nordafrika). 7 Studien gehen teilweise von deutlich höheren Erzeugungskapazitäten der EE-Anlagen aus.</p> <p>Der höchste Wert wird von Öko-Institut (2014b) und ef.Ruhr, FENES, IAEW, ISEA (2014) unterstellt: dort wird jeweils (in Abhängigkeit der Szenarien) eine Kapazität von ca. 300 GW unterstellt.</p>

Parameter	Vergleich
Installierte Leistung konventioneller Anlagenpark	<p><i>Annahmen Leitstudie: Die Leitstudie geht davon aus, dass bis 2050 nur noch wenig Kapazitäten im fossilen Segment benötigt werden: 4,6 GW Kohle, 33,5 GW Erdöl und 33,5 GW Erdgas.</i></p> <p>15 der ausgewerteten Studien betrachten die notwendige installierte Kapazität im konventionellen Anlagenpark. Zwei dieser Studien kommen zu ähnlichen Ergebnissen wie die Leitstudie, sieben der Studien gehen von deutlich höheren notwendigen Kapazitäten im fossilen Anlagenpark aus. Vier Studien gehen von einer geringeren Bedeutung fossil befeuerter Anlagen aus, und bei zwei Studien hängt die Bedeutung von der Wahl des Szenarios ab.</p> <p>Als höchster Wert wird von zwei Studien eine installierte Leistung von 90 GW unterstellt (DLR et al. (2013) im Inlandsszenario, BCG (2013) im Szenario <i>Wirtschaftlicher Klimaschutz</i>). Fraunhofer ISE (2015) kommt in einem Szenario sogar auf einen Wert von 110 GW, die untere Bandbreite der Ergebnisse liegt jedoch im Bereich der Leitstudie.</p>

Die Übersicht über die zentralen Parameter zeigt, dass Annahmen und Ergebnisse bei einigen Indikatoren stark variieren, während sie bei anderen deutlich einheitlicher sind. Auch in der Einordnung gegenüber der Leitstudie ergeben sich unterschiedliche Abweichungen:

- ▶ Ein hoher Konsens besteht bei den Annahmen zur Preisentwicklung der Energieträger und des CO₂-Preises im europäischen Emissionshandelssystem (im Folgenden: EU EHS). Bei diesen Faktoren sind jedoch die aktuellen Entwicklungen genau zu beobachten. In neueren Studien werden vermehrt niedrigere Preispfade unterstellt. Ebenfalls recht hoher Konsens besteht bei der Zusammensetzung des Strommixes. Das grundsätzliche Ziel der Energiewende mit einer Forcierung des EE-Ausbaus wird somit nicht in Frage gestellt.
- ▶ Bei der Entwicklung des Stromverbrauchs gehen die Annahmen in den ausgewerteten Studien stark auseinander. Dabei ist jedoch zu beachten, dass einige Studien von einer weitgehenden Elektrifizierung in den Bereichen Wärme und Verkehr ausgehen, während andere Studien sich auf den klassischen Bereich der Stromnachfrage beziehen. Zudem ist zu berücksichtigen, dass der Stromverbrauch in den meisten Studien ex ante vorgegeben wird. Die Annahme wird daher vielfach explizit oder implizit vom politischen Ziel des Auftraggebers beeinflusst. Auffällig ist jedoch, dass die Mehrzahl der Studien von einem höheren Stromverbrauch ausgeht, als dem politisch gesetzten Ziel entsprechen würde (-25% Stromverbrauch bis 2050). Häufig wird dabei ein konstanter Stromverbrauch unterstellt. Ein entsprechendes Szenario könnte in einer Aktualisierung der Leitstudie berücksichtigt werden.
- ▶ Bei der installierten Leistung im erneuerbaren und thermischen Kraftwerkspark gehen die Studien teilweise weit auseinander. Für die Erklärung der Differenzen sind drei Punkte besonders wichtig: a) Welche Annahmen wurde zur Stromnachfrage getroffen (je höher die Stromnachfrage, desto höher die notwendige installierte Leistung)? b) Welches politische Ziel verfolgt der Auftraggeber? c) Inwieweit wurde der Anlagenausbau optimiert? Hier zeigt sich klar weiterer Forschungsbedarf, um den weiteren Ausbau im Bereich erneuerbarer Energien kosteneffizient und systemdienlich zu gestalten.
- ▶ Weitere spezifische Indikatoren, z.B. für die Bereiche Wärme und Verkehr, wurden im Projektverlauf ebenfalls erfasst. Jedoch sind hier Vergleiche deutlich schwieriger und es liegen jeweils nur wenige Ergebnisse vor. Daher werden diese Indikatoren hier nicht vertieft.

Zudem wurden im Projektverlauf Ergebnisse zu den Kosten der Energiewende erfasst und vergleichend dargestellt. Die relevanten Indikatoren und die Erkenntnisse werden in Kapitel 4.2 dargestellt. Ein Vergleich der Indikatoren ist in Anhang 3 (Unterkapitel 1 und 3) zu finden.

4 Themenschwerpunkte

Das Projektteam hat im Zeitraum Herbst 2012 bis Ende 2015 neu erschienene Studien gesichtet, welche sich mit Themenkomplexen der deutschen Energiepolitik auseinandersetzen und inhaltliche Elemente aus der Leitstudie aufgreifen. Dabei waren vor allem folgende fünf Themenschwerpunkte erkennbar:

- ▶ Reform EEG/EE-Förderung
- ▶ Kosten der Energiewende
- ▶ Kapazitätsmechanismen
- ▶ Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)
- ▶ Flexibilitätsoptionen

Im Folgenden ist für diese fünf Themenschwerpunkte jeweils ein kurzer Gesamteindruck zusammengefasst. Dabei sind die wichtigsten Elemente, Erkenntnisse und Handlungsempfehlungen aus den Studien dargestellt, die über den Projektverlauf zu den jeweiligen Themenschwerpunkten ausgewertet wurden.

4.1 Reform EEG/EE-Förderung

Bedeutung des Themas für die Energiewende

Die EE-Förderung und die Reform des EEG waren während der gesamten Projektlaufzeit ein Kernthema der Diskussionen um die Energiewende. Zahlreiche Studien widmeten sich mindestens in Teilbereichen dieser Thematik.

Politische Relevanz im Projektverlauf

Zusätzliche politische Relevanz erhielt das Thema *Reform des EEG* durch den Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD von Ende 2013. Darin ist eine Reihe von Reformansätzen für das EEG genannt. Angestrebt wurde eine Novelle des EEG 2014. Zielsetzung gemäß Koalitionsvertrag soll bis 2025 ein Anteil erneuerbarer Energien von 40 bis 45 Prozent an der Stromerzeugung sein. Bis 2035 sollen 55 bis 60 Prozent erreicht werden.

Im Januar 2014 wurden geplante Ziele und Maßnahmen in einem Eckpunktepapier des Bundeswirtschaftsministeriums dargelegt:

- ▶ Zubau von Erneuerbare-Energie-Anlagen besser steuern,
- ▶ die EEG-Umlage stabil halten,
- ▶ Bezahlbarkeit von Strom und Versorgungssicherheit sicherstellen.

Für die einzelnen Energieträger wurden Ausbaupfade festgelegt. Am 1. August 2014 wurde die Neufassung des EEG in Kraft gesetzt. 2016 erfolgte erneut eine Reform des EEG, die jedoch im Rahmen dieser Studie nicht mehr berücksichtigt wurde.

Übersicht: Im Projektverlauf wurden 10 Studien zu diesem Thema ausgewertet:⁷

- ▶ Enervis energy advisors GmbH und BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung gmbH (2013): Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland
- ▶ The Boston Consulting Group (BCG) (2013): Trendstudie 2030+
- ▶ MVV Energie, arrhenius consult, Ecofys, TAKON (2013): Wege in ein wettbewerbliches Strommarktdesign für erneuerbare Energien
- ▶ Prof. Dr. Peter Bofinger (2013): Förderung fluktuierender erneuerbarer Energien: Gibt es einen dritten Weg?
- ▶ Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU) (2013): Den Strommarkt der Zukunft gestalten – Sondergutachten des SRU
- ▶ IZES gGmbH, Prof. Dr. Peter Bofinger, BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH (2013): Stromsystem-Design: Das EEG 2.0 und Eckpfeiler eines zukünftigen Regenerativwirtschaftsgesetzes
- ▶ Fraunhofer ISE (2013): Energiesystem Deutschland 2050
- ▶ Nitsch (2014): Szenarien der deutschen Energieversorgung vor dem Hintergrund der Vereinbarungen der Großen Koalition
- ▶ Öko-Institut (2014a): Konzept, Gestaltungselemente und Implikationen eines EEG-Vorleistungsfonds
- ▶ Öko-Institut (2014b): Erneuerbare-Energien-Gesetz 3.0 – Konzept einer strukturellen EEG-Reform auf dem Weg zu einem neuen Strommarktdesign
- ▶ enervis energy advisors (2015): Der Klimaschutzbeitrag des Stromsektors bis 2040. Entwicklungspfade für die deutschen Kohlekraftwerke und deren wirtschaftliche Auswirkungen.

Welche Erkenntnisse ergeben sich zum Themenschwerpunkt?

2013 war die weitgehend einhellige Meinung, dass ein zukunftsfähiges Marktdesign auf jeden Fall auf eine Reform des EEG angewiesen sei, um die Ziele der Energiewende effizient zu erreichen. Statt die Vergütungssätze und Strukturen des EEG weiter zu differenzieren und somit Anreize zur Effizienzsteigerung zu reduzieren, wurde meist eine Vereinfachung der Regelungen als notwendig erachtet.

Die im vierten Quartal 2013 ausgewerteten Studien machten erneut einige wichtige Zielkonflikte deutlich, die es in der weiteren Debatte zu berücksichtigen galt:

- ▶ Kontinuität und Planungssicherheit vs. kosteneffizienter EE-Ausbau
- ▶ Komplexität der Regelungen vs. mangelnde Steuerbarkeit des EE-Zubaus
- ▶ Bei den kurzfristigen Handlungsoptionen stützten die neu ausgewerteten Studien die bisherigen Ergebnisse: Befreiungstatbestände sollten reduziert werden und EE per Direktvermarktung stärker in den Energy-Only-Market (EOM) integriert werden. Auch die Notwendigkeit zur Überarbeitung der Entschädigungsansprüche für EEG-Anlagen bei Abregelung aufgrund von Netzengpässen wurde mehrfach genannt.

⁷ Im Anhang 3 wurden nur fünf dieser Studien dem themenschwerpunkt EEG/ zugewiesen. Fünf weitere Studien mit dem breiter angelegten Schwerpunkt „Energiemarktdesign“ befassen sich jedoch ebenfalls mit dem Thema und sind somit hier auch aufgeführt.

Welche Handlungsempfehlungen wurden abgeleitet?

Die Bandbreite der vorgeschlagenen Konzepte wurde immer größer, auf Basis der gesichteten und auswerteten Studien ergab sich kaum eine Konsolidierung der Handlungsempfehlungen zur EEG-Reform. Die Handlungsempfehlungen reichten von einfachen Anpassungen am EEG bis hin zu einer kompletten Umstrukturierung der EE-Förderung z.B. mit Hilfe einer Mengensteuerung. Die 2014 ausgewerteten Studien machten aber weitgehend im Konsens deutlich, dass eine Reform des EEG durch Anpassungen bei anderen Rahmenbedingungen ergänzt werden sollte. Es sollten folgende Elemente optimiert werden:

- ▶ Stärkung des CO₂-Preises über eine Reform des EU EHS. Bei fehlendem Reformwille auf EU-Ebene sollte gemäß Studie des SRU (2013) eine nationale Alternative mit einem CO₂-Mindestpreis erwogen werden.
- ▶ Flexibilitätsoptionen auf Angebots- und Nachfrageseite sollten ausgebaut werden, insbesondere das Lastmanagement bei großen Verbrauchern.
- ▶ Eine erfolgreiche Energiewende erfordert einen verstärkten Um- und Ausbau der Netze, um regionale Engpässe zu vermeiden.
- ▶ Gemäß der Studie des Fraunhofer ISE würden die Vollkosten eines weitgehend auf EE-Strom basierenden Energiesystems im Jahr 2050 unter denen eines fossilen Energiesystems liegen.
- ▶ Die Studie vom Öko-Institut (2014) untersuchte, wie die EEG-Umlage mit Hilfe eines EEG-Vorleistungsfonds reduziert werden könnte. Die Analyse verschiedener Finanzierungsoptionen kam zum Schluss, dass bei einem so hohen Volumen nur eine Lösung über die öffentlichen Haushalte tragbar wäre, wobei eine Streckung der Zahlung über einen Zeitraum von 20 Jahren notwendig wäre. Insbesondere wenn der Fonds das Element der Innovationsförderung und somit die Kosten für den Anstoß einer gesamtwirtschaftlichen „grünen Transformation“ übernehmen würde und über diesen Mechanismus gleichzeitig die Akzeptanz der Energiewende gesichert werden könnte, erschien es sinnvoll, die Möglichkeiten eines solchen Fonds weiter zu prüfen und zu konkretisieren.

4.2 Kosten der Energiewende

Bedeutung des Themas für die Energiewende

Das Thema ist bedeutend für die Energiewende, hängt der langfristige Erfolg der Energiewende doch unter anderem von der Finanzierbarkeit ab. Ein zu starker Anstieg der Strompreise würde die Akzeptanz für die Energiewende schmälern, sowohl bei privaten als auch industriellen Verbrauchern.

Politische Relevanz im Projektverlauf

Die Kosten der Energiewende haben auch in der politischen Diskussion und im Vorfeld der Bundestagswahl 2013 eine wichtige Rolle gespielt. Im Sommer 2013 wurden vom Projektteam die damals 20 wichtigsten Studien mit Erkenntnissen zu den Kosten der Energiewende ausgewertet und verglichen. In diesem Zuge wurde auch eine Systematik für die Darstellung der verschiedenen Kostenschätzungen entwickelt, welche die Schwierigkeiten und Stolpersteine bei der Interpretation und vor allem bei Vergleichen aufzeigen sollte. Danach war das Thema etwa ein Jahr deutlich weniger präsent, bis Ende 2014/Anfang 2015 sich wieder mehr Studien dieses Themas annahmen. Auf Wunsch des Auftraggebers erfolgte im Rahmen des Quartalsberichts im Frühjahr 2015 ein Update zu den Kosten der Energiewende. Dafür wurden wiederum 20 Studien ausgewertet.

Die Hauptkenntnisse und weitere Details sind in den Zwischenberichtskapiteln aus Quartal 2 2013 und dem Quartal 4-2014/Quartal 1-2015 dargestellt (vgl. Anhang 3, Unterkapitel 1 und 3).

Übersicht: Im Projektverlauf wurden 40 Studien zu diesem Thema ausgewertet:

Diese sind im Anhang 3: „Literatur zu Kosten der Energiewende“ aufgeführt.

Welche Erkenntnisse und Handlungsempfehlungen ergeben sich zum Themenschwerpunkt?

Die Handlungsempfehlungen sind in den Zwischenberichtskapiteln aus Quartal 2 2013 und dem Quartal 4-2014/Quartal 1-2015 dargestellt (vgl. Anhang 3, Unterkapitel 1 und 3)

4.3 Kapazitätsmechanismen

Bedeutung des Themas für die Energiewende

Der Merit-Order-Effekt der erneuerbaren Energien reduziert den Deckungsbeitrag für fossile Kraftwerke und reduziert deren Wirtschaftlichkeit. Daher wurde im Projektverlauf in vielen Studien diskutiert, ob der Energy-Only-Markt allein den notwendigen Bestand an steuerbaren Kraftwerken sichern könne oder ob zur Versorgungssicherheit ein zusätzliches Instrument notwendig sei.

Politische Relevanz im Projektverlauf

Die frühere Regelung der Kaltreserve wurde als sehr technisches, zum Teil auch wettbewerbsverzerrendes Instrument betrachtet. Grundsätzlich wollte man daher die Ablösung der Kaltreserve durch ein marktbasierendes Instrument anstreben. Es zeigte sich aber, dass die Einführung eines solchen Instruments mit erheblichen administrativen Kosten verbunden sein und zu ungewollten Marktanreizen führen könnte. Im Oktober 2014 legte das BMWi ein Grünbuch zur Strommarktreform⁸ vor. Darin wurde erläutert, mittels welcher Maßnahmen sichergestellt werden könnte, dass künftig die nötigen Investitionen (in Kapazitäten) getätigt werden. Offen war die Frage, ob dazu ein Kapazitätsmarkt eingeführt werden müsste oder ob ein angepasster Energy-Only-Markt genügen würde.

Im Juli 2015 legte das BMWi mit dem Weißbuch Strom⁹ konkrete Reformmaßnahmen vor. Darin sprach sich das Ministerium für die Weiterentwicklung des Strommarkts zu einem Strommarkt 2.0, für eine Kapazitätsreserve und gegen einen Kapazitätsmarkt aus. Die Kapazitätsreserve dient dazu, nicht vorhersehbare und außergewöhnliche Extremsituationen am Markt abzufangen.

Die folgenden Passagen geben die Einschätzungen der in der Projektlaufzeit in Factsheets erfassten Studien zusammen, welche zum Teil erschienen, bevor das Weißbuch mit dem Entscheid für Kapazitätsreserven und gegen Kapazitätsmärkte vorgelegt wurde.

⁸ BMWi (2014): Ein Strommarkt für die Energiewende. Diskussionspapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Grünbuch); Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.

⁹ BMWi (2015): Ein Strommarkt für die Energiewende. Ergebnispapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Weißbuch); Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.

- ▶ Ein Kapazitätsmechanismus – egal in welcher Ausgestaltung – führt in der Regel zu einer Verminderung der Markteffizienz. Zudem war die Regulierungsdichte im Strommarkt bereits 2014 relativ hoch. Sofern die Versorgungssicherheit langfristig ohne Kapazitätsmechanismus gewährleistet werden könnte, wäre aus ökonomischer Sicht das Absehen von einem Kapazitätsmechanismus wünschenswert.
- ▶ Um entscheiden zu können, ob ein Kapazitätsmechanismus entwickelt werden soll, war daher zunächst die Frage zu klären, ob der Energy-Only-Markt langfristig die Versorgungssicherheit gewährleisten könne oder nicht. Bei der Analyse der Margensituation für konventionelle Kraftwerke und der daraus entstehenden Investitionsanreize sollten vor allem auch Unsicherheiten bezüglich Brennstoffpreisen, CO₂-Preisen etc. bessere Berücksichtigung finden.
- ▶ Sollte ein Kapazitätsmechanismus zur Sicherung der Versorgungssicherheit notwendig sein, wären bei seiner Ausgestaltung folgende Elemente zu berücksichtigen:
 - ▶ Wirtschaftlichkeit/Kosteneffizienz
 - ▶ Auswirkungen auf den Wettbewerb
 - ▶ Auswirkungen auf die Umwelt
 - ▶ Administrative Kosten („keep it simple“)

Falls ein Kapazitätsmechanismus gefragt wäre, erschien der in der Studie von Enervis (2014b) vorgestellte dezentrale Kapazitätsmarkt als interessante Stoßrichtung. Dieser nutzt die Mechanismen der Märkte und setzt Anreize für nachfrageseitige Maßnahmen anstatt einen weiteren ordnungsrechtlich geprägten Regulierungsrahmen zu schaffen. Zu prüfen wäre, wie die Vielzahl der Akteure mit geringem administrativen Aufwand einbezogen und wie Windfall-Profits vermieden werden könnten. Den Trade-off zwischen möglicher Gefährdung der Versorgungssicherheit und – je nach Ausgestaltungsform nicht reversiblen – Markteingriffen mit potenziell hohen Effizienzverlusten gälte es aber weiter vorsichtig abzuklären und abzuwägen.

Nachdem es im Herbst 2013/Frühjahr 2014 um das Thema Kapazitätsmarkt/dezentraler Leistungsmarkt relativ still geworden war, nahm die Relevanz des Themas – im Zusammenhang mit der zur Diskussion zum Strommarkt 2.0 und dem Konsultationsprozess dazu im Frühjahr 2014 – anschließend wieder zu. Enervis führte für den Verband Kommunaler Unternehmen eine detaillierte Analyse zur Bedeutung eines dezentralen Leistungsmarkts durch. Dabei wurde darauf hingewiesen, dass bereits eine Vielzahl von Stilllegungsankündigungen im Bereich Gaskraftwerke vorliege. Die Modellanalyse stützte diese empirische Beobachtung. Insbesondere auch im Hinblick auf die Erreichung der Klimaschutzziele schien es angezeigt, die Notwendigkeit eines Kapazitätsmechanismus weiter zu vertiefen.

Übersicht: Im Projektverlauf wurden vier Studien zu diesem Thema ausgewertet:¹⁰

- ▶ Enervis (2014b): Einführung eines dezentralen Leistungsmarktes in Deutschland
- ▶ Prognos, Fraunhofer IFAM, IREES und BHKW-Consult (2014): Potential- und Kosten-Nutzen-Analyse zu den Einsatzmöglichkeiten von Kraft-Wärme-Kopplung (Umsetzung der EU-Energieeffizienzrichtlinie) sowie Evaluierung des KWKG im Jahr 2014
- ▶ Nitsch (2014): Szenarien der deutschen Energieversorgung vor dem Hintergrund der Vereinbarungen der Großen Koalition

¹⁰ Weitere ausgewertete Studien, z.B. mit den Themenschwerpunkten Energiemarktdesign sowie EEG-Reform/EE-Förderung befassen sich am Rande ebenfalls mit der Frage nach Kapazitätsmechanismen. Sie machen jedoch keine detaillierten Vorschläge zum Design und zu den Auswirkungen dieser Mechanismen und wurden somit hier nicht explizit aufgeführt.

- ▶ LBD Beratungsgesellschaft mbH (2015): Die Rolle der Kraft-Wärme-Kopplung in der Energiewende

Welche Erkenntnisse ergaben sich zum Themenschwerpunkt?

Einige Studien zum Marktdesign sahen einen Kapazitätsmechanismus als wichtiges Element des zukünftigen Marktdesigns. Das Projektteam sah hier jedoch weiteren Bedarf für eine vertiefende Analyse zur Wirtschaftlichkeit von thermischen Kraftwerken im Energy-Only-Markt.

Fraglich aus Sicht diverser Studien zum Thema war, ob ein Leistungsmarkt technologieoffen ausgestaltet oder ob der Fokus auf hocheffiziente Gaskraftwerke, Demand Side Management und Speicher gelegt werden sollte. Falls eine technologieoffene Variante gewählt würde, müsste dies mit einer Reform des EU-Emissionshandels gekoppelt werden, um Gaskraftwerke im Vergleich zu Kohle wieder wettbewerbsfähig zu machen, oder es müssten ökologische Mindestanforderungen definiert werden.

Welche Handlungsempfehlungen wurden abgeleitet?

Es sollte verhindert werden, dass Gaskraftwerke aus dem Markt gedrängt werden. Ob das ideale Instrument dazu ein Leistungsmarkt wäre oder ob eine andere Option (z.B. Reform des EU EHS, Integration der von Stilllegung bedrohten Gaskraftwerke in die Kaltreserve) volkswirtschaftlich überlegen wäre, konnte auf der Basis der vorliegenden Studien nicht beantwortet werden. Der Handlungsbedarf war jedoch belegt. Es wurde als notwendig erachtet, die Rahmenbedingungen so zu gestalten, dass der Weiterbetrieb bzw. Neubau von Gaskraftwerken attraktiv bleibt. Ein stärkeres Preissignal über das EU EHS wäre dafür eine wichtige Voraussetzung.

4.4 Kraft-Wärme-Kopplung

Bedeutung des Themas für die Energiewende:

Insbesondere gasbetriebene KWK-Anlagen können langfristig für die Energiewende eine entscheidende Rolle übernehmen, da sie mit EE-basierten Gasen (Methan, Wasserstoff) betrieben werden könnten und sich zum Ausgleich der fluktuierenden Stromeinspeisung aus Wind und Sonne eignen. Zudem bietet sich durch die verstärkte Nutzung von KWK eine stärkere Integration der Sektoren Strom und Wärme an.

Politische Relevanz im Projektverlauf

Der Koalitionsvertrag von CDU, CSU und SPD sieht ein KWK-Ziel vor, das auf Basis der im Rahmen des Projekts ausgewerteten Studien im KWK-Factsheet grundsätzlich erreichbar scheint (vgl. z.B. Nitsch (2014)). Mehrere Studien machen jedoch deutlich, dass zur Zielerreichung zusätzliche Instrumente bzw. eine Reform des bestehenden Regelwerks (v.a. des KWK-Gesetzes) notwendig ist. Mit der KWK-Novelle vom September 2015 wurde ein Teil der Handlungsempfehlungen bereits aufgegriffen, insbesondere wird das KWK-Ziel angepasst (Bezug auf Nettostromerzeugung aus thermischen Kraftwerken statt Nettostromerzeugung gesamt).

Übersicht: Im Projektverlauf wurden vier Studien zu diesem Thema ausgewertet:

- ▶ Enervis (2014b): Einführung eines dezentralen Leistungsmarktes in Deutschland
- ▶ Prognos, Fraunhofer IFAM, IREES und BHKW-Consult (2014): Potential- und Kosten-Nutzen-Analyse zu den Einsatzmöglichkeiten von Kraft-Wärme-Kopplung (Umsetzung der EU-Energieeffizienzrichtlinie) sowie Evaluierung des KWKG im Jahr 2014
- ▶ Nitsch (2014): Szenarien der deutschen Energieversorgung vor dem Hintergrund der Vereinbarungen der Großen Koalition
- ▶ LBD Beratungsgesellschaft mbH (2015): Die Rolle der Kraft-Wärme-Kopplung in der Energiewende
- ▶ Zudem wurde ein Factsheet erstellt, in dem die Annahmen und Ergebnisse zu KWK aus verschiedenen ausgewerteten Studien mit den Annahmen der Leitstudie verglichen wurden (Factsheet 17 „Szenarienergebnisse KWK – Übersicht“ im Band „Sammlung Studien-Faktenblätter - Anhang zur Metastudie nationale Energieszenarien und deutsche Energiepolitik).

Welche Erkenntnisse ergeben sich zum Themenschwerpunkt?

Gemäß den aktuellen Studien scheinen die KWK-Ziele des Energiekonzepts (vor Novelle des KWKG) bei zusätzlichen Anstrengungen durchaus noch erreichbar. Es sind jedoch deutliche zusätzliche Anstrengungen in diesem Bereich notwendig, um die angestrebten Ziele zu erreichen. Zudem muss berücksichtigt werden, dass die Wirtschaftlichkeit der KWK sinkt, wenn die Eigenstromerzeugung mit der EEG-Umlage belastet wird. Auch wenn die Novelle des KWKG bereits Eckpunkte vorgibt, sollte weiterhin vertieft analysiert werden, in welchen Bereichen der Ausbau der KWK forciert werden sollte. Die detaillierte Kosten-Nutzen Analyse von Prognos et al. (2014) macht deutlich, dass die Objektversorgung mit KWK im Bereich der privaten Haushalte in den meisten Fällen kaum wirtschaftlich ist und Gebäudesanierungsmaßnahmen die kostengünstigere Stoßrichtung sind. Im Bereich der Industrie werden jedoch erhebliche wirtschaftlich darstellbare Potentiale identifiziert.

Welche Handlungsempfehlungen wurden abgeleitet?

Die Förderung von gasbetriebenen KWK-Anlagen sollte forciert werden. Zudem ist zu beachten, dass die Förderung der Technologien zur Umwandlung von EE-Strom in gasförmige Energieträger mit der Entwicklung Schritt hält.

Die Analysen weisen auf Reformnotwendigkeiten im Instrumentenmix hin, jedoch werden oft keine konkreten Reformvorschläge für das KWKG gemacht. Es wird aber auf ungewollte Überschneidungen mit anderen Instrumenten hingewiesen: insbesondere die Ausnahmeregelungen beim EEG und bei der Stromsteuer führen zu niedrigen Industriestrompreisen und reduzieren so die Attraktivität der KWK.

Die Studie der LBD Beratungsgesellschaft (2015) zeigte erneut auf, dass das bisher bestehende KWK-Mengenziel (25% KWK-Anteil bis 2020) nicht sinnvoll ist und abgeschafft werden sollte. Die Sinnhaftigkeit des KWK-Ziels wurde bereits in früher ausgewerteten Studien in Frage gestellt. Insbesondere sollte ein KWK-Ziel so formuliert werden, dass es zu einem flexiblen Einsatz der KWK beiträgt und diesen nicht behindert. Im bereits vorliegenden Entwurf für die Novellierung des KWKG ist eine Umstellung des KWK-Ziels vorgesehen (Bezugsgröße Nettostromerzeugung aus thermischen Kraftwerken statt Nettostromerzeugung insgesamt).

4.5 Flexibilitätsoptionen

Bedeutung des Themas für die Energiewende

Bei einem steigenden Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien an der Stromversorgung steigt der Bedarf an Flexibilität im System. Sowohl auf Seite des Stromangebots stehen etwa mit Speichern, KWK oder Netzausbau verschiedene Flexibilitätsoptionen zur Verfügung, ebenso auf der Nachfrageseite z.B. über Lastmanagement. Alle Flexibilitätsoptionen tragen dazu bei, die Stromproduktion mit der Nachfrage ins Gleichgewicht zu bringen.

Bisher existiert nur für den KWK-Ausbau ein spezifisches Ziel. Um auch die anderen Flexibilitätsoptionen entsprechend zu stärken, wären entsprechende Zielsysteme vorstellbar. Alternativ könnte ein gemeinsames Zielsystem für alle Flexibilitätsoptionen erstellt werden. Dies ist in Maßnahme 7 des Weißbuchs Strom „Zielmodell für staatlich veranlasste Preisbestandteile und Netzentgelte entwickeln“ angedacht, aber nicht konkretisiert.

Politische Relevanz im Projektverlauf

Die Diskussion um Flexibilitätsoptionen war im Projektverlauf im Vergleich zu den anderen Themenschwerpunkten von deutlich geringerer Bedeutung. Fragen zur Relevanz von Speichermöglichkeiten, Lastmanagement oder der Integration im europäischen Stromverbund tauchten jedoch immer wieder auf und werden umfassend im Weißbuch Strom des BMWi diskutiert.

Übersicht: Im Projektverlauf wurden fünf Studien zu diesem Thema ausgewertet:

- ▶ ef.Ruhr, FENES, IAEW, ISEA (2014): Stromspeicher in der Energiewende
- ▶ Connect Energy Economics (2015): Aktionsplan Lastmanagement
- ▶ Fraunhofer IWES (2015): The European Power System in 2030: Flexibility Challenges and Integration Benefits
- ▶ LBD Beratungsgesellschaft mbH (2015): Die Rolle der Kraft-Wärme-Kopplung in der Energiewende
- ▶ Ecofys (2016): Flex-Efficiency – Ein Konzept zur Integration von Effizienz und Flexibilität bei industriellen Verbrauchern

Welche Erkenntnisse ergeben sich zum Themenschwerpunkt?

Da wesentliche erneuerbare Energiequellen wie Wind und Sonne fluktuierend sind, werden sich die Produktionsmuster des gesamten Stromsystems verändern müssen. Der Bedarf an Flexibilitätsoptionen und Back-up-Kapazitäten steigt. Vor diesem Hintergrund kommt die Studie von Fraunhofer IWES (2015) zum Schluss, dass die Flexibilitätserfordernisse aus technischer Sicht handhabbar sind; jedoch sollte das Strommarktdesign Anreize setzen, damit die technischen Flexibilitätspotentiale auch erschlossen werden. Zudem zeigt sie, dass eine stärkere internationale Vernetzung der Stromnetze zusätzliche Flexibilität bieten würde. Ecofys (2016) beleuchtet zudem den Aspekt, dass sich unter den heutigen Rahmenbedingungen Investitionen in Effizienz und Flexibilität häufig widersprüchlich gegenüberstünden. Da die Energiewende sowohl auf Effizienzgewinne wie auf eine steigende Flexibilisierung des Systems angewiesen ist, sollte mit diesem Widerspruch bewusst umgegangen werden.

Es wäre aus Sicht des Projektteams wünschenswert, eine umfassende Analyse aller Flexibilitätsoptionen zu erhalten, die deren Bedeutung für Stromangebot und -nachfrage, deren Wirkung auf die Gesamtsystemkosten sowie Verteilungseffekte untersucht. Nur so würde deutlich, wie die Flexibilisierung des Energiesystems effizient möglich wäre und welche Rahmenbedingungen dafür geschaffen werden müssten. Eine entsprechende Studie fehlt bis dato.

Welche Handlungsempfehlungen wurden abgeleitet?

Insgesamt sollte das Regelwerk so optimiert werden, dass möglichst hohe Synergien und keine ungewollten Konflikte auftreten. Daher sollte das Regelwerk für vergleichbare Elemente möglichst stark vereinheitlicht werden (z.B. Einführung der Direktvermarktung von KWK-Strom äquivalent zur Direktvermarktung im EEG, wie z.B. in der LBD-Studie (2015) vorgeschlagen). Zudem wird in Ecofys 2016 erwähnt, dass Marktzutrittschancen zu Flexibilitätsmärkten bestehen. Neben den drei analysierten Flexibilitätsoptionen (Speichermöglichkeiten, Lastmanagement, Integration im europäischen Stromverbund) wären Vertiefungen für weitere Flexibilitätsoptionen wünschenswert, insbesondere auch an der Schnittstelle zu den Sektoren Wärme und Verkehr.

5 Erkenntnisse aus den analysierten Studien für die Leitfragen

Zu Beginn des Projekts wurde eine Reihe von Leitfragen definiert, welche sich auf Zielsystem, Maßnahmen/Instrumente, Investitionsbedarf sowie ökonomische und soziale Auswirkungen der Energiewende beziehen. Die über den gesamten Projektverlauf generierten Einschätzungen hinsichtlich der Leitfragen sind in den folgenden Abschnitten dargestellt.

5.1 Anpassungsbedarf Zielsystem

Leitfrage: Ergibt sich aus den neuen Studien ein Bedarf, bestehende Ziele der deutschen Energiepolitik anzupassen (z.B. bezüglich Energiemix, CO₂-Emissionen, Effizienzverbesserungen etc.)?

Fast alle quantitativen und einige der qualitativen Studien umfassen eine Einschätzung, ob die Ziele des Energiekonzepts bzw. ob einzelne Komponenten des Zielsystems erreichbar sind. Bezüglich der Kernziele des Energiekonzepts ergeben sich folgende Erkenntnisse:

- ▶ **Zielsystem Ausbau der erneuerbaren Energien:** Gemäß Energiekonzept soll der EE-Anteil am Stromverbrauch bis 2050 auf mindestens 80 Prozent gesteigert werden. 25 der analysierten Studien gehen davon aus, dass dieses Ziel erreicht werden kann. Eine Studie geht von einer Übererfüllung aus, bei zwei Studien ist die Zielerreichung abhängig von der Szenarienwahl und fünf Studien machen dazu keine Aussage. Eine Zielverfehlung wurde über den gesamten Projektverlauf von keiner Studie identifiziert.
→ Fazit: kein Anpassungsbedarf in diesem Zielsystem
- ▶ **Zielsystem Stromnachfrage:** Gemäß Energiekonzept soll der Bruttostromverbrauch bis 2050 um 25% reduziert werden. Hier sind die analysierten Studien deutlich kritischer: nur acht Studien gehen davon aus, dass das Ziel erreicht wird. Dreizehn Studien gehen davon aus, dass die Stromnachfrage mindestens konstant bleibt und das Ziel somit verfehlt wird. Eine Studie geht von einer Übererfüllung aus, bei einer Studie hängt die Zielerreichung von der Szenarienwahl ab und zehn Studien machen keine Aussagen. Zu berücksichtigen ist zudem, dass mehrere Studien, die von einer Zielerfüllung ausgehen, dies ex ante vorgeben, um aufzuzeigen, wie ein solches Energiesystem aussehen könnte. Ob eine Zielerfüllung wahrscheinlich ist, wird dabei nicht überprüft.
→ Fazit: Hier ergibt sich ein klarer Anpassungsbedarf. Entweder muss das Stromziel angepasst werden oder der Instrumentenmix deutlich ambitionierter ausgestaltet werden. Es ist davon auszugehen, dass bei der Aufstellung des Ziels im Energiekonzept die zunehmende Kopplung der Anwendungsbereiche Strom, Wärme und Verkehr mittels regenerativ erzeugten Stroms noch nicht mitgedacht wurde. Wird diese ernsthaft in Betracht gezogen, ist von einem steigenden Bruttostromverbrauch auszugehen, während der Brennstoffeinsatz und damit die Treibhausgasemissionen in den Bereichen Wärme und Verkehr entsprechend zurückgehen.
- ▶ **Zielsystem Klimaschutz:** Das Ziel der Bundesregierung ist eine Reduktion der THG-Emissionen um 80 bis 95 Prozent bis 2050. Da Klimaschutz nicht im Hauptfokus dieser Metastudie lag, gibt es zu diesem Zielsystem auch weniger Aussagen. Nur 20 der ausgewerteten Studien machen Angaben zur Zielerreichung im Klimaschutz: davon gehen 14 von einer Zielerfüllung und zwei von einer Zielverfehlung aus. Bei vier Studien hängt die Zielerreichung von den betrachteten Szenarien ab.
→ Fazit: kein Anpassungsbedarf in diesem Zielsystem.
- ▶ **Zielsystem KWK:** Für den KWK-Ausbau wurde von der Bundesregierung ein eigenes Ziel festgelegt. Ziel ist es, bis zum Jahr 2020 ihren Anteil an der Stromerzeugung auf 25 Prozent zu steigern. Da die Bedeutung von KWK nur in wenigen analysierten Studien im Fokus stand, ergeben

sich hier weniger Erkenntnisse. Zwei Studien (Enervis (2014) und Prognos (2014)) weisen darauf hin, dass die KWK-Ziele nur mit zusätzlichen Anstrengungen erreicht werden können. Prognos (2014) schlägt jedoch vor, das Zielsystem für die KWK anzupassen: statt auf die Bruttostromnachfrage sollte sich das KWK-Ziel auf die KWK-kompatible Stromerzeugung beziehen. Auch in der KWK-Studie von LBD (2015) wird empfohlen, das aktuelle KWK-Mengenziel abzuschaffen, da es nicht die richtigen Anreize für einen effizienten KWK-Einsatz setze. Vielmehr solle ein KWK-Ziel auf den systemdienlichen Ausbau der KWK ausgerichtet sein und mit anderen Flexibilitätsoptionen verknüpft werden.

→ Hier ergibt sich Anpassungsbedarf, welcher aber mit der KWK-Novelle vom September 2015 teilweise bereits umgesetzt ist.

Zusätzlich zur Leitfrage der Zielerreichung wurde eine Leitfrage zum Umsetzungsfahrplan formuliert (z.B. Festlegung der Zwischenziele, dynamische Anpassung des Zielpfads). Zu dieser Frage wurden im Projektverlauf jedoch nur wenige Aussagen gefunden, so dass sie an dieser Stelle nicht vertieft wird.

5.2 Investitionsbedarf

Leitfrage: Ergeben sich neue Hinweise zum notwendigen Investitionsbedarf für Kraftwerkspark, Netze und Speicher? Liefern die Studien Hinweise zur Bedeutung privater und öffentlicher Investitionen?

Viele der ausgewerteten Studien umfassen Hinweise zum zukünftigen Investitionsbedarf. Dabei werden unterschiedliche Elemente des Energiesystems betrachtet. Als Grundlage für die Diskussion um Kapazitätsmechanismen wurde mehrfach der Investitionsbedarf in thermische Kraftwerke analysiert. Zudem wurden notwendige Investitionen in den EE-Ausbau, in die Netzinfrasturktur sowie die Erschließung von Flexibilitätsoptionen untersucht. Die Ergebnisse werden im Folgenden kurz skizziert:

- ▶ Investitionsbedarf fossiler Kraftwerkspark
 - ▶ Prognos (2013) ermittelt die Vollkosten (Investitionskosten, Betrieb, CO₂-Kosten) für den thermischen Kraftwerkspark zur Sicherung der Versorgungssicherheit. Danach ergeben sich bis zum Jahr 2040 Vollkosten in Höhe von 15,4 Mrd. EUR (Retrofit-Szenario) bzw. 14,6 Mrd. EUR (Neubau-Szenario).
 - ▶ Die Studie von Enervis (2014) zeigt, dass kurzfristig ohne zusätzliche Anstrengungen erhebliche Kapazitäten im konventionellen Segment stillgelegt werden, insbes. Gaskraftwerke. Diese werden aber spätestens ab 2022 mit Abschalten der letzten Kernkraftwerke wieder benötigt, was zu erhöhtem Investitionsbedarf führt. Daher wird ein dezentraler Leistungsmarkt empfohlen.
 - ▶ Weiterhin geben viele der qualitativen Studien Hinweise darauf, dass Investitionen in den fossilen Kraftwerkspark unter den gegebenen Rahmenbedingungen wirtschaftlich nicht attraktiv sind. Zum Beispiel legen die beiden Studien zum Marktdesign direkt (SRU (2013)) oder indirekt (IZES, Bofinger & BET (2013)) Zweifel daran nahe, dass die notwendigen Investitionen in flexibel steuerbare Kraftwerke resp. nachfrageorientierte Maßnahmen auf privater Basis unter den heutigen Rahmenbedingungen tatsächlich erfolgen.
- ▶ Investitionsbedarf Netze:
 - ▶ Die Studie von Enervis & BET (2013) untersucht die notwendigen Investitionskosten für Um- und Ausbaumaßnahmen in der Netzinfrasturktur. Insgesamt ergeben sich bis 2050 Kosten in Höhe von 40 bis 45 Mrd. EUR. Die Leitstudie geht in einem Exkurs (S. 223) von deutlich höheren Kosten für den Netzausbau aus: 40 Mrd. EUR bereits bis 2020, 90 Mrd. EUR bis 2050.
 - ▶ Der Umbau der Stromnetze erfordert gemäß Boston Consulting Group (2013) nochmals Investitionen, die ca. 50% der Investitionen in EE-Anlagen entsprechen. Consentec &

Fraunhofer IWES (2013) zeigen, dass die Netzausbaukosten reduziert werden können, indem die Stromproduktion in der Nähe der Nachfrager stattfindet.

- ▶ Investitionsbedarf erneuerbare Energien:
 - ▶ Die Studie des Öko-Instituts (2013) berechnet den notwendigen verbleibenden Investitionsbedarf für EE-Anlagen (865 Mrd. EUR bis 2050). Eine Vergleichsrechnung macht deutlich, dass die Alternative eines konventionellen Stromversorgungssystems jedoch Investitionen in ähnlicher Größenordnung erfordern würde (bei leicht steigenden Brennstoff- und CO₂-Preisen).
- ▶ Investitionsbedarf Flexibilitätsoptionen:
 - ▶ In einem Sensitivitätsszenario betrachten Consentec & Fraunhofer IWES (2013) ein Szenario mit stärkerem PV-Ausbau und Verfügbarkeit von Batteriespeichern zur Eigenversorgung. Die Investitionskosten werden jedoch nicht geschätzt. Vielmehr wird aufgezeigt, welche Kostendegression bei den Speichern notwendig wäre, damit dieses Sensitivitätsszenario zu den gleichen Kosten führt, wie die anderen Optimierungsszenarien. Die notwendige Kostendegression wird auf unrealistische 80 Prozent bis 2033 geschätzt.
 - ▶ Gemäß ef.Ruhr et al. (2014) sind Investitionen in Speicher in den nächsten 20 Jahren nicht notwendig. Erst in einem System mit sehr hohen EE-Anteilen (deutlich über 60%) stellen Stromspeicher eine wirtschaftliche Option dar. Zuvor ist die Erschließung anderer Flexibilitätsoptionen zweckmäßiger.
 - ▶ LBD (2015) zeigt in seiner Ist-Analyse auf, dass der KWK-Zubau aufgrund schlechter wirtschaftlicher Rahmenbedingungen zuletzt ins Stocken geraten ist. So ist z.B. der Weiterbetrieb von Fernwärme-Bestandsanlagen nur für kohlegefeuerte Anlagen wirtschaftlich, Neuinvestitionen sind insgesamt nicht wirtschaftlich.
 - ▶ Connect Energy Economics (2015) zeigt, dass durch eine verstärkte Nutzung von flexiblen Verbrauchern als Flexibilitätsoption der Bedarf an thermischen Kraftwerken sinkt.
- ▶ Investitionsbedarf gesamt:
 - ▶ Die Studie von DLR et al. (2013) zeigt auf, dass die notwendigen Investitionen in Kraftwerkspark, Netze und Speicher mittels Solarthermiekraftwerken in Nordafrika reduziert werden könnten.
 - ▶ Die Studie von Prognos/IAEW (2013) verdeutlicht, dass eine Reduktion des Stromverbrauchs um 10 bis 35 Prozent ggü. der Referenzentwicklung die jährlichen Gesamtkosten für Stromerzeugung und Netzinfrastruktur massiv senken könnte: im Jahr 2035 um 10 bis 20 Mrd. Euro und im Jahr 2050 um 15 bis 28 Mrd. Euro.

Fazit: Aus den Erkenntnissen der verschiedenen Studien lassen sich nur schwer miteinander vergleichbare Eckwerte ableiten (siehe dazu auch Kapitel 4.2 zu den Kosten der Energiewende). Es wird jedoch deutlich, dass insbesondere Flexibilitätsoptionen sowie die Verbesserung der Energieeffizienz den Investitionsbedarf beim fossilen und erneuerbaren Kraftwerkspark reduzieren können.

5.3 Entwicklung der Endenergiepreise

Leitfrage: Gibt es Hinweise auf eine andere Einschätzung der zukünftigen Endenergiepreise für Strom und Wärme und der (negativen) wirtschaftlichen Folgen (einzelner Elemente) der Energiepolitik? Falls ja, gibt es Hinweise, wie diese wirtschaftlichen Folgen abgefedert werden können?

Sechs der betrachteten Studien geben konkrete Hinweise auf die Entwicklung der Endenergiepreise und auf mögliche Belastungen für die Verbraucher.

- ▶ Die Studien von Enervis & BET (2013) sowie der Boston Consulting Group (2013) gehen davon aus, dass das heutige Marktdesign v.a. über die bestehenden Umlagemechanismen und Ausnahmeregelungen zu steigenden Strompreisen insbesondere für private Haushalte führen wird. Die Boston Consulting Group (2013) schätzt, dass Strompreise für die Endverbraucher bis 2020 um ca. 35 Prozent steigen. Das zukünftige Energiemarktdesign sollte gemäß den Aussagen der Studie daher so ausgestaltet werden, dass die Ziele kosteneffizient erreicht werden.
- ▶ Consentec & Fraunhofer IWES (2013) sowie das Fraunhofer ISE (2013) nehmen die Erkenntnis steigender Strompreise als Ausgangspunkt und zeigen Optimierungspotentiale für einen kosteneffizienten Ausbau der EE auf. Das Fraunhofer ISE (2013) modelliert ein kostenoptimales Szenario. Es wird deutlich, dass die Kosten eines regenerativen Energiesystems im Jahr 2050 vergleichbar sind mit den aktuellen Kosten für das heutige System.
- ▶ Die Studie von Enervis (2014) verweist auf positive Wirkungen eines dezentralen Leistungsmarkts auf Systemkosten und Verbraucherpreise. Bei den Systemkosten würden sich durch die Einführung eines Leistungsmarkts spezifische Einsparungen von 2,1 bis 2,3 EUR/MWh ergeben. Die spezifische Verbraucherentlastung über den gesamten Zeitraum könnte sogar noch höher ausfallen: 2,2 bis 3,5 EUR/MWh.
- ▶ Die Studie des DIW (2014) macht keine Aussage über zukünftige Preise, stellt jedoch fest, dass durch die Stilllegung von 9 GW Kohlekraftwerken der durchschnittliche Börsenstrompreis von aktuell 38 EUR/MWh auf 51 EUR/MWh steigen würde. Für nicht-privilegierte Letztverbraucher stünde dieser Preissteigerung eine Senkung der EEG-Umlage gegenüber. Ihr Strompreis würde sich kaum verändern. Für die von der EEG-Umlage befreite stromintensive Industrie stiege der Strompreis entsprechend.

5.4 Weiterentwicklung Instrumentenmix

Leitfrage: Sind bestehende Maßnahmen oder Instrumente aufgrund neuer Erkenntnisse neu zu beurteilen (z.B. auf Basis neu vorliegender Kosten-Nutzen-Bewertungen)? Insbesondere liegt der Fokus dabei auf folgenden Instrumenten:

- ▶ EEG: Anpassung bestehender Ausnahmeregelungen, Anpassung der Regelungen zur EEG-Umlage, Notwendigkeit zur Implementierung neuer Sonderregelungen zur Vermeidung von Härtefällen bei privaten Haushalten;
- ▶ Energiesteuern und deren Zusammenspiel mit dem EU Emissionshandel;
- ▶ Notwendigkeit der Implementierung neuer Instrumente, insbes. Kapazitätsmechanismen, sowie neuer Maßnahmen zur Beschleunigung der Gebäudesanierung.

Da im Projektzeitraum wichtige Rahmenbedingungen reformiert wurden sowie die Eckpunkte für ein zukünftiges Strommarktdesign diskutiert wurden, umfassten fast alle ausgewerteten Studien Empfehlungen zur Anpassung des Instrumentenmixes. Zu den Hauptinstrumenten lassen sich die Erkenntnisse wie folgt zusammenfassen:

- ▶ Weiterentwicklung des EEG/Finanzierung erneuerbarer Energien:
 - ▶ Einige Studien analysieren den Reformbedarf des EEG und leiten konkrete Empfehlungen zu dessen Weiterentwicklung ab. Sie bleiben dabei in der bisherigen Logik des EEG. Enervis und BET (2013) fordern z.B. die Direktvermarktung von EE am EOM sowie die Einführung von Leistungszertifikaten. IZES gGmbH (2013) schlägt konkrete Mechanismen für die EE-Förderung vor, die ja nach Technologie differenziert werden (z.B. für Wind onshore, PV und Wasserkraft: Wahl zwischen Bürgermodell und Integrationsmodell, für Biomasse fixe Kapazitätsprämien etc.). Der SRU (2013) fordert die Weiterentwicklung und Vertiefung

der gleitenden Marktprämie (Direktvermarktung, Umstellung der Vergütungsbegrenzung, Höhe und dynamische Anpassung der Marktprämie) und macht weitere Optimierungsvorschläge.

- ▶ Andere Studien fordern eine neue Logik in der EE-Förderung. Die Boston Consulting Group (2013) schlägt vor, die EEG-Förderung entweder durch eine kosteneffiziente, technologie neutrale Förderung der EE oder durch ein griffiges CO₂-Regime zu ersetzen.
- ▶ Weitere Studien gehen nur allgemein auf den Reformbedarf des EEG ein, zeigen aber keine konkreten Empfehlungen auf (z.B. MVV Energie (2013), Monopolkommission (2013) sowie Peter Bofinger (2013)).
- ▶ Öko-Institut (2014a) diskutiert die Notwendigkeit eines zusätzlichen Finanzierungsmechanismus für das EEG. Das Umlagekonzept des EEG stößt bezüglich der Akzeptanz an seine Grenzen. Es wäre möglich, einen Teil der Zahlungsverpflichtungen in einen zusätzlichen Fonds zu überführen, der aus dem allgemeinen öffentlichen Haushalt finanziert würde.

→ Fazit: in allen ausgewerteten Studien wird ein Reformbedarf bei der EE-Förderung deutlich. Mit der EEG-Reform von 2014 wurden einige konkrete Verbesserungsvorschläge aus den analysierten Studien bereits umgesetzt. Insgesamt werden die EE dadurch stärker an den Markt herangeführt, z.B. durch Einführung der verpflichtenden Direktvermarktung sowie eines Ausschreibungsmodells für PV-Freiflächenanlagen.

▶ Notwendigkeit von Kapazitätsmechanismen:

- ▶ Insbesondere zu Beginn des Projekts wurden einige Studien zum Schwerpunkt Kapazitätsmechanismen ausgewertet. Diese gehen allesamt davon aus, dass die notwendigen Investitionen in den fossilen Kraftwerkspark unter den geltenden Rahmenbedingungen nicht attraktiv seien und ein zusätzlicher Kapazitätsmechanismus eingeführt werden sollte. Dabei sind die Studien in ihren Empfehlungen unterschiedlich konkret: Die Dena (2012) fordert eine Verbesserung der Rahmenbedingungen für Investitionen in flexible konventionelle Kraftwerke, nennt aber kein konkretes Instrument. Das Öko-Institut (2013), SRU (2013), IZES, Bofinger & BET (2013) sowie Enervis (2014) unterstellen, dass ein Kapazitätsmechanismus notwendig sei. Consentec (2013) erachtet einen Kapazitätsmechanismus in der Übergangszeit bis 2020 als notwendig, lässt jedoch offen, ob das Instrument auch langfristig benötigt wird.
- ▶ Andere Studien wie z.B. die der Monopolkommission (2013) untersuchen den Bedarf eines Kapazitätsmechanismus, sehen aber weiteren Forschungsbedarf.
- ▶ Öko-Institut (2014b) macht umfassende Vorschläge für die konkrete Ausgestaltung eines Kapazitätsmechanismus. Der EOM wird dabei als zentrale Koordinierungsinstanz beibehalten, jedoch durch verschiedene Kapazitätsmechanismen ergänzt. Für EE wird ebenfalls ein eigener Kapazitätsmechanismus vorgeschlagen.
- ▶ Das DIW (2014) zeigt eine Alternative auf: durch die Stilllegung von Kohlekraftwerken würde die Notwendigkeit für einen Kapazitätsmechanismus sinken, weil einerseits höhere Großhandelspreise entstünden und andererseits die Auslastung der verbleibenden fossilen Kraftwerke stiege.

→ Fazit: Eine Vielzahl von Studien zeigt die Notwendigkeit eines Kapazitätsmechanismus auf. Die konkrete Ausgestaltung sowie die zeitliche Staffelung bleiben aber in vielen Studien offen. Insgesamt wurde im Projektverlauf vom Projektteam mehrfach vermerkt, dass der Bedarf für

einen Kapazitätsmechanismus vertieft geprüft werden müsste. Dies ist im Rahmen verschiedener Studien des BMWi geschehen, und das Weißbuch Strom¹¹ geht folglich davon aus, dass vorerst kein Kapazitätsmechanismus notwendig ist.

- ▶ Instrumente zur Verbesserung der Energieeffizienz:
 - ▶ Im Bereich *Instrumente zur Verbesserung der Energieeffizienz* wurden nur wenig konkrete Handlungsempfehlungen gesichtet. Prognos und IAEW (2014) zeigen den Handlungsbedarf auf, machen aber keine konkreten Vorschläge.
 - ▶ SDSN, IDDRI und Wuppertal Institut (2015) sowie IRENA (2015) und Fraunhofer ISE (2015) gehen auf die Notwendigkeit einer höheren Sanierungsquote bei der Gebäudesanierung ein. Auch hier bleiben die Empfehlungen jedoch vage.→ Fazit: Im Bereich Energieeffizienz scheint dringend Handlungs- und Forschungsbedarf zu bestehen. Ob mit dem Nationalen Aktionsplan Energieeffizienz¹² bereits ausreichend Maßnahmen umgesetzt wurden, bleibt zu prüfen.

- ▶ Stärkung der Kraft-Wärme-Kopplung:
 - ▶ Prognos et al. (2014) sowie LBD (2015) zeigen auf, dass für den weiteren Ausbau der KWK zusätzliche Instrumente notwendig wären bzw. der bestehende Instrumentenmix optimiert werden müsste. Wenn das KWK-Potential auch langfristig beibehalten werden sollte, müssten gemäß Prognos (2014) die erneuerbaren Potentiale in der Gasbereitstellung besser erschlossen werden (Windgas, Power-to-Gas etc.).
 - ▶ LBD (2015) leitet zehn Handlungsempfehlungen für die Novellierung des KWK-G ab. Dabei werden u.a. die Abschaffung des KWK-Ziels, der Selbstverbrauchs-Privilegierung und der vermiedenen Netzentgelte sowie die Verpflichtung zur Direktvermarktung empfohlen.→ Fazit: im Bereich KWK wurden Studien mit sehr konkreten Handlungsempfehlungen ausgewertet. Einige dieser Empfehlungen wurden in der Novelle des KWK-G vom September 2015 bereits umgesetzt, z.B. die Umstellung des KWK-Ziels.

- ▶ Reform des EU-Emissionshandelssystems:
 - ▶ Eine notwendige Stärkung des EU EHS wird in vielen Studien angesprochen, jedoch meist nicht im Detail analysiert. Es geht um einen höheren CO₂-Preis, der die Wettbewerbsfähigkeit von Gaskraftwerken gegenüber jener von Kohlekraft verbessern würde.

Zudem wurde zu Beginn des Projektverlaufs eine Leitfrage zur Staffelung von Instrumenten und Maßnahmen formuliert. Diese Frage wurde jedoch in den betrachteten Studien kaum analysiert bzw. wurde im Rahmen der Leitfrage zur Optimierung des Instrumentenmixes mitbearbeitet.

5.5 Unerwünschte Nebenwirkungen

Leitfrage: Treten unerwünschte soziale oder ökologische Nebeneffekte der Energiepolitik auf? Sind zu deren Abfederung zusätzliche Maßnahmen erforderlich?

¹¹ BMWi (2015): Ein Strommarkt für die Energiewende. Ergebnispapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Weißbuch); Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.

¹² BMWi (2015): Mehr aus Energie machen - Nationalen Aktionsplan Energieeffizienz. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.

Wenige Studien zeigen Nebenwirkungen des bestehenden Instrumentenmixes auf:

- ▶ Enervis & BET (2013) gehen davon aus, dass das heutige Marktdesign zu Lasten der privaten Verbraucher gehe. Zudem seien die Marktrisiken durch das EEG einseitig verteilt. Aus diesen Gründen werden die oben skizzierten Reformvorschläge erarbeitet. Auch Bofinger (2013) zeigt auf, dass die Befreiung beziehungsweise Einschränkung von Umlagen signifikante Verteilungseffekte nach sich ziehe, welche die Akzeptanz der Energiepolitik beeinträchtigen könnten. Der SRU (2013) schlägt ebenfalls eine Reduktion der Ausnahmeregelungen beim EEG vor, um die Kosten der Energiewende gerechter auf alle Verbrauchergruppen zu verteilen.
- ▶ Ökologisch unerwünschte Nebeneffekte werden ebenfalls ermittelt. Prognos und IAEW (2014) zeigen auf, dass die niedrigen CO₂-Preise zu einer verstärkten Stromproduktion durch Kohle und einer Verdrängung von Erdgas führen, was klimapolitisch unerwünscht ist. Diese Entwicklung könnte gemäß Enervis (2014) jedoch durch die Einführung eines dezentralen Leistungsmarkts gebremst werden.

→ Fazit: bei den möglichen sozialen Nebenwirkungen eines ambitionierten EE-Ausbaus sind sich die Studien einig. Daher werden auch entsprechende Vorschläge für eine Optimierung des EEG bzw. der EE-Förderung abgeleitet (s.o.).

6 Fazit und Handlungsempfehlungen

Aus dem Projekt lassen sich auf verschiedenen Ebenen Erkenntnisse und Handlungsempfehlungen für die weitere Forschung und Diskussion um die Energiewende ableiten. Dieser Schlussbericht zeigt die Vielschichtigkeit der durchgeführten Arbeiten in diesem Projekt auf: es ging nicht nur um einen Vergleich von Energieszenarien und -prognosen sondern auch um die Analyse der deutschen Energiepolitik.

Fazit aus dem Indikatorenvergleich

- ▶ Bei einigen Indikatoren besteht bei den ausgewerteten Studien ein hoher Konsens. Insbesondere bei den Annahmen zur Preisentwicklung der Energieträger und der CO₂-Zertifikate liegen die Annahmen in einer vergleichbaren Größenordnung und greifen meist auch direkt auf die BMUB-Leitstudie zurück. Jedoch gibt es eine Tendenz von niedrigeren Preisen auszugehen. Auch bei der Zusammensetzung des Strommixes besteht recht hoher Konsens, das grundsätzliche Ziel der Energiewende mit einer Forcierung des EE-Ausbaus wird somit nicht in Frage gestellt.
- ▶ Bei der zukünftigen Entwicklung des Stromverbrauchs gehen die Annahmen hingegen stark auseinander. Dabei ist zu beachten, dass einige Studien von einer weitgehenden Elektrifizierung in den Bereichen Wärme und Verkehr ausgehen, während andere Studien sich auf den klassischen Bereich der Stromnachfrage beziehen. Die meisten Studien gehen jedoch von einer maximal konstanten Stromnachfrage aus.
→ Bei einer Aktualisierung der Leitstudie sollte ein entsprechendes Szenario mit konstanter Stromnachfrage berücksichtigt werden. Auf jeden Fall sollte darauf hingewirkt werden, dass in zukünftigen Forschungsarbeiten einheitlicher bei der Integration der Sektoren Wärme und Verkehr vorgegangen wird bzw. genau ausgewiesen wird, welche Anteile der Stromnachfrage auf die verschiedenen Verbrauchssegmente zurückzuführen ist. Sonst ist eine Vergleichbarkeit der Studien untereinander nicht gegeben.
- ▶ Bei der installierten Leistung im erneuerbaren und thermischen Kraftwerkspark gehen die Studien teilweise weit auseinander. Dies hängt direkt mit den Annahmen zur Stromnachfrage zusammen. Je höher die Stromnachfrage, desto mehr Leistung muss installiert werden. Zudem ist teilweise unklar, inwieweit der Anlagenausbau optimiert wurde. Die Studie von Consentec und Fraunhofer IWES (2013) zeigt das Potential eines effizienten Ausbauszenarios auf.
→ Hier ist klar zusätzlicher Forschungsbedarf notwendig, um den weiteren Ausbau im Bereich erneuerbare Energien kosteneffizient und systemdienlich zu gestalten. Die Ergebnisse können in weitere Anpassungen des EEG einfließen, z.B. bezüglich der Ausgestaltung von Ausschreibungsverfahren.¹³
- ▶ Weitere spezifische Indikatoren, z.B. für die Bereiche Wärme und Verkehr, wurden im Projektverlauf ebenfalls erfasst. Jedoch sind hier Vergleiche deutlich schwieriger und es liegen jeweils nur wenige Ergebnisse vor. Daher wurden diese Indikatoren in diesem Schlussbericht nicht erfasst.

¹³ Mit der EEG-Reform 2016 wurde dies teilweise schon aufgegriffen.

Fazit aus den Leitfragen

- ▶ Auf Basis der ausgewerteten Studien erscheint die Zielerreichung für das Zielsystem EE-Ausbau wenig kritisch. Für die Erreichung des Effizienzziels und des KWK-Ziels besteht jedoch scheinbar weiterer Handlungsbedarf. Die Erreichung der Klimaschutzziele ist davon abhängig, inwiefern es gelingt die Effizienzziele zu erreichen, den Gebäude- und Verkehrsbereich zu elektrifizieren sowie die Wettbewerbsfähigkeit von Gaskraftwerken zu stärken.
→ Die Handlungsempfehlungen aus den Themenschwerpunkten (vgl. Kapitel **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**) zeigen mögliche Stoßrichtungen auf. Insbesondere für den Bereich Energieeffizienz bleiben die ausgewerteten Studien in ihren Handlungsempfehlungen aber meist vage. Hier besteht klar weiterer Forschungsbedarf.
- ▶ Zum Zusammenspiel der Instrumente und zur zeitlichen Staffelung gibt es kaum Aussagen. Es liegen zwar einige Studien zum integrierten Energiemarktdesign vor, darin werden aber teilweise auch nur die „klassischen“ Segmente der Stromnachfrage berücksichtigt. Insbesondere eine stärkere Verknüpfung zwischen den Anwendungsbereichen Strom, Wärme und Verkehr wird oft nur am Rande diskutiert. IRENA (2015) sowie SDSN, IDDRI und Wuppertal Institut (2015) machen aber deutlich, dass eine stärkere Integration der Anwendungsbereiche notwendig ist, um einen ambitionierten EE-Anteil am Gesamtenergieverbrauch zu erreichen.
→ Hier sollte darauf hingewirkt werden, dass zukünftige Forschungsarbeiten alle Anwendungsbereiche berücksichtigen, um insgesamt ein effizientes, über den Strommarkt hinausgehendes Energiemarktdesign zu ermöglichen.
- ▶ Zum Investitionsbedarf und den Kosten der Energiewende werden meist spezifische Aussagen generiert, die teilweise nur schwer vergleichbar sind. In den Auswertungen im Rahmen dieses Projektes zu den Kosten der Energiewende werden die Herausforderungen bei der Interpretation dieser Ergebnisse deutlich. Ein Vergleich zur Leitstudie fällt zudem schwer, da die Leitstudie nur Differenzkosten ausweist, die neu analysierten Studien jedoch meist Gesamtsystemkosten ausweisen.
→ Hier wäre eine Anpassung in der Methodik der Leitstudie wünschenswert, um besser vergleichbare Ergebnisse zu generieren.
- ▶ Bezüglich Vorschlägen zum Instrumentenmix gehen die Studien weit auseinander. Ein Teil der Vorschläge wurde in den aktuellen Gesetzgebungsverfahren bereits umgesetzt (vgl. konkrete Handlungsempfehlungen zu den Themenschwerpunkten in Kapitel 4).
→ Weiterer Konkretisierungsbedarf bleibt jedoch in vielen Bereichen bestehen. Insbesondere zur effizienten Steuerung von Flexibilitätsoptionen und zur Steigerung der Energieeffizienz bleiben die ausgewerteten Studien eher oberflächlich. Beispielsweise wäre es aus Sicht des Projektteams wünschenswert, eine umfassende Analyse aller Flexibilitätsoptionen, deren Bedeutung für Stromangebot und -nachfrage, deren Wirkung auf die Gesamtsystemkosten und Verteilungseffekte zu erhalten. Nur so würde deutlich, wie die Flexibilisierung des Energiesystems effizient möglich ist und welche Rahmenbedingungen dafür geschaffen werden müssten. Die Kostenkurven in der Studie der IRENA (2015) zeigen erste Anhaltspunkte, eine weitere Vertiefung wäre wünschenswert.

Fazit gesamt

- ▶ Auf Ebene des Indikatorenvergleichs hat sich über den Projektverlauf gezeigt, dass eine Aktualisierung der Leitstudie des BMUB wünschenswert wäre. Im Vergleich mit den aktuelleren Energieszenarien wurde deutlich wird, dass einige der Annahmen nicht mehr adäquat sind. Insbesondere sollte ein Szenario mit konstanter Stromnachfrage berücksichtigt werden.

- ▶ Der Indikatorenvergleich in diesem Bericht macht zudem deutlich, dass nur wenige Kernindikatoren der ausgewerteten Studien wirklich miteinander vergleichbar sind. Die meisten ausgewerteten Studien weisen eine Vielzahl weiterer Indikatoren aus, die jedoch oft sehr spezifisch sind und von den verwendeten Methoden und Modellen abhängen. Hier wäre eine stärkere Vereinheitlichung wünschenswert, um die Vergleichbarkeit und Interpretierbarkeit zu erhöhen. Hilfreich könnte zum Beispiel eine „Methodenkonvention Energieszenarien“ sein, die Hinweise zu Metriken und Darstellungsformen von Indikatoren gibt (z.B. für die Darstellung von Kostenelementen).
- ▶ Weiterer Forschungsbedarf erscheint nach Auswertung der 34 Studien und nach Screening der Literatur über den gesamten Projektverlauf ganz klar im Bereich der Energieeffizienz zu bestehen. Hier bleiben die Aussagen in den meisten ausgewerteten Studien vage bzw. nennen nur die bereits bekannten Stoßrichtungen. Innovative Ideen sind kaum zu finden und werden selten durch Maßnahmenvorschläge hinterlegt. Hier wäre auch zu prüfen, wie die Sektoren Wärme und Verkehr besser in ein EE-Energiesystem eingebettet werden könnten und welche Synergiepotentiale sich daraus ergeben würden.

Anhang 1: Literaturverzeichnis

Literaturverzeichnis der in Factsheets ausgewerteten 34 Studien

- BEE/Greenpeace energy/IZES (2012): Kompassstudie Marktdesign. Leitideen für ein Design eines Stromsystems mit hohem Anteil fluktuierender Erneuerbarer Energien.
- Boston Consulting Group (2013): Trendstudie 2030+. Studie im Auftrag des Bund Deutscher Industrie.
- Connect Energy Economics (2015): Aktionsplan Lastmanagement.
- Consentec 2012: Praktikabel umsetzbare Ausgestaltung einer Strategischen Reserve. Studie im Auftrag des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW).
- Consentec, Fraunhofer IWES (2013): Kostenoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland. Studie im Auftrag der Agora Energiewende.
- dena 2012: Integration der erneuerbaren Energien in den deutsch-europäischen Strommarkt.
- DLR (2013): BETTER - Bringing Europe and Third countries closer together through renewable Energies - Prospects for Renewable Energy Exports from Nordafrica to EU.
- Dr. Joachim Nitsch (2014): Szenarien der deutschen Energieversorgung vor dem Hintergrund der Vereinbarungen der Großen Koalition. Kurzexpertise für den Bundesverband Erneuerbare Energien e.V.
- Ecofys (2016): Flex-Efficiency – Ein Konzept zur Integration von Effizienz und Flexibilität bei industriellen Verbrauchern.
- Enervis energy advisors (2014a): Der „ideale Kraftwerkspark“ der Zukunft: Flexibel, klimafreundlich, kosteneffizient – Maßstab für einen optimierten Entwicklungspfad der Energieversorgung bis 2040.
- Enervis energy advisors (2014b): Einführung eines dezentralen Leistungsmarktes in Deutschland: Modellbasierte Untersuchung im Auftrag des Verbands kommunaler Unternehmen e.V.
- Enervis energy advisors (2015): Der Klimaschutzbeitrag des Stromsektors bis 2040. Entwicklungspfade für die deutschen Kohlekraftwerke und deren wirtschaftliche Auswirkungen.
- FENES, IAEW, ef.Ruhr, ISEA (2014): Stromspeicher in der Energiewende Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz.
- Fraunhofer ISE (2013): Energiesystem Deutschland 2050. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft (BMWi), betreut durch Projektträger Jülich (PTJ).
- Fraunhofer ISE (2015): Was kostet die Energiewende?
- IRENA (2015): REMap 2030 - A renewable energy roadmap, Renewable energy prospects: Germany.
- IZES, Bofinger, BET (2013): Stromsystem-Design: Das EEG 2.0 und Eckpfeiler eines zukünftigen Regenerativwirtschaftsgesetzes. Studie im Auftrag der Baden- Württemberg Stiftung.
- LBD Beratungsgesellschaft mbH (2015): Die Rolle der Kraft-Wärme-Kopplung in der Energiewende: Status quo, Perspektiven und Weichenstellungen für den sich wandelnden Strom- und Wärmemarkt
- Monopolkommission (2013): Energie 2013: Wettbewerb in Zeiten der Energiewende. Sondergutachten der Monopolkommission gemäss § 62 Abs. 1 EnWG.
- MVV Energie (2013): Wege in ein wettbewerbliches Strommarktdesign für erneuerbare Energien, Mannheim 2013.
- Öko-Institut (2014): Konzept, Gestaltungselemente und Implikationen eines EEG-Vorleistungsfonds.
- Öko-Institut 2012: Fokussierte Kapazitätsmärkte. Ein neues Marktdesign für den Übergang zu einem neuen Energiesystem. Studie im Auftrag der Umweltstiftung WWF Deutschland.
- Öko-Institut et al 2012: Renewability II - Szenario für einen anspruchsvollen Klimaschutzbeitrag des Verkehrs. Zentrale Ergebnisse. Studie finanziert durch Umweltbundesamt und Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.

Peter Bofinger (2013): Förderung fluktuierender erneuerbarer Energien: Gibt es einen dritten Weg? Gutachten im Rahmen des Projekts „Stromsystem - Eckpfeiler eines zukünftigen Regenerativwirtschaftsgesetzes.

Prognos 2012: Bedeutung der thermischen Kraftwerke für die Energiewende. Studie im Auftrag des Vereins der Kohleimporteure.

Prognos et al. (2014): Potential- und Kosten-Nutzen-Analyse zu den Einsatzmöglichkeiten von Kraft-Wärme-Kopplung (Umsetzung der EU-Energieeffizienzrichtlinie) sowie Evaluierung des KWKG im Jahr 2014.

Prognos und IAEW (2014): Positive Effekte von Energieeffizienz auf den deutschen Strommarkt.

Prognos und Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW) (2014): Positive Effekte von Energieeffizienz auf den deutschen Stromsektor. Studie im Auftrag der Agora Energiewende.

SRU (2013): Den Strommarkt der Zukunft gestalten – Sondergutachten.

VKU (2013): Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland.

Wuppertal Institut et al. (2015): Pathways to deep decarbonisation in Germany

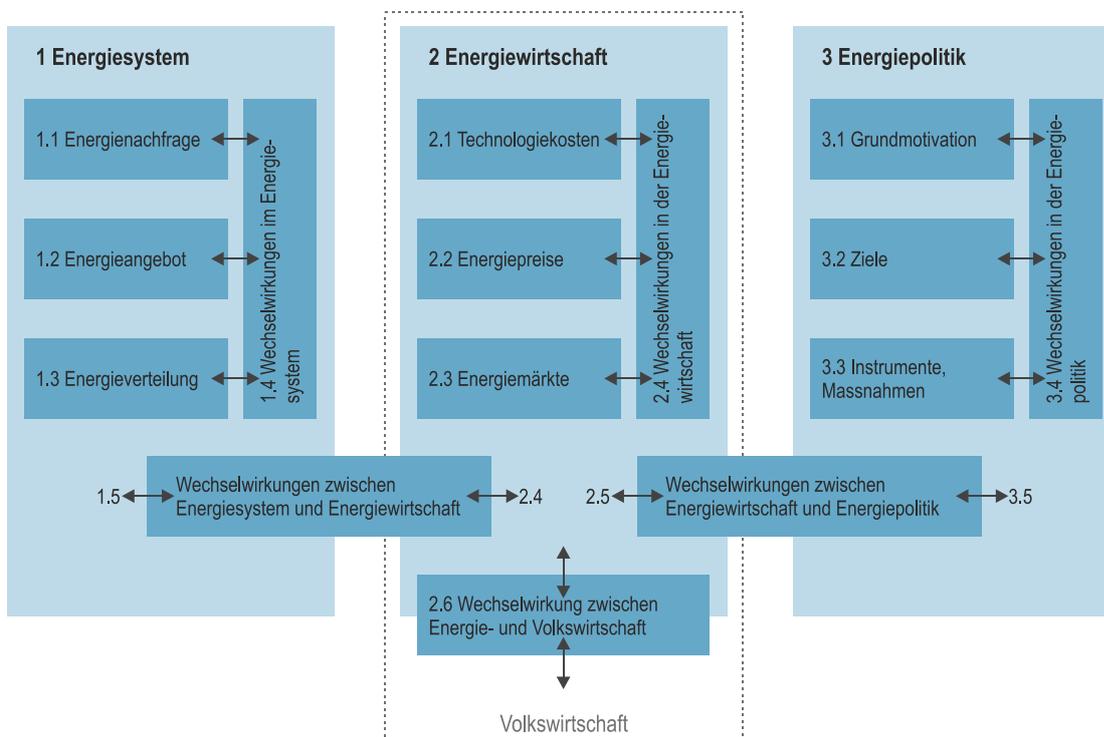
Anhang 2: Themenstruktur für Factsheet-Darstellungen

Um die für die vorliegende Metastudie ausgewerteten und beurteilten Studien in einen Gesamtkontext einzuordnen, wurde eine Themenstruktur erarbeitet. Diese umfasst drei Themenblöcke:

- ▶ Energiesystem
- ▶ Energiewirtschaft
- ▶ Energiepolitik

In diesem Arbeitspapier erläutern wir die Themenstruktur. Die Ziffern beziehen sich auf die Nummerierung in der Übersichtsgrafik.

Abbildung 5: Grafik zur Themenstruktur



A Energiesystem

Nachfrage, Angebot und Verteilung von Energie

Das „Energiesystem“ [1] umfasst alle Fragen zur Energiezukunft Deutschlands, die sich um die Nachfrage, das Angebot sowie die Verteilung von Energie drehen. Gemeint ist dabei das technische oder „physikalische“ Energiesystem. Die Fragen zu diesem System können sich auf historische (Energiestatistik) oder zukünftige Entwicklungen beziehen (Prognosen, Potenziale, Zielpfade):

- ▶ Nachfrage [1.1]: Wieviel Endenergie wird nachgefragt? In welcher Form? Von wem? Wofür? Und wo? Was sind die wesentlichen Treiber dieser Nachfrage?
- ▶ Angebot [1.2]: Mit welchem Energie-Mix (Primärenergie) wird die Nachfrage nach Endenergie bedient? Mit welchen Technologien? An welchen Produktionsstandorten? Wie sieht die Import-Export-Bilanz aus?

- ▶ Verteilung [1.3]: Wie wird die Energie verteilt? Wie wird sie umgewandelt oder zwischengespeichert? (Fragen der Energie-Verteilung sind v.a. bei der Elektrizität relevant)

Wechselwirkungen im Energiesystem

Weitere Fragen zum Energiesystem betreffen die Wechselwirkungen zwischen Nachfrage, Angebot und Verteilung von Energie [1.4]. Bei der Elektrizität betrifft dies beispielsweise folgende Fragen:

- ▶ Wenn die Elektrizitätsnachfrage zukünftig einen höheren Anteil an der gesamten Endenergienachfrage ausmacht, welche Konsequenzen hat dies für das Energieangebot? (z.B. Auswirkungen auf Energie-Mix, Technologie-Mix etc. unter Berücksichtigung von energiepolitischen Zielen, grossräumigen wirtschaftlichen Entwicklungen etc.)
- ▶ Wenn in Zukunft viel mehr Treibhausgas-arter Strom angeboten werden soll, welche Implikationen ergeben sich daraus auf die Elektrizitätsverteil- und Elektrizitätsspeichersysteme?

Wechselwirkungen zwischen Energiesystem und Energiewirtschaft

Veränderungen im Energiesystem wirken sich auch auf den zweiten Themenblock „Energiewirtschaft“ aus (vgl. [2], unten) und umgekehrt. „Aus Sicht des Energiesystems“ stellen sich zu dieser Wechselwirkung [1.5] beispielsweise folgende Fragen:

- ▶ Wirkung auf die Energiewirtschaft: Welche Konsequenzen haben Veränderungen bei der Nachfrage, dem Angebot und der Verteilung von Energie auf die Energiewirtschaft – konkret z.B. auf die heimischen Energiepreise oder die Struktur und Organisation von Energiemärkten in Deutschland oder Europa?
- ▶ Wirkung aufgrund einer veränderten Energiewirtschaft: Werden die Energiemärkte anders organisiert oder die Endverbraucherpreise verändert (z.B. durch eine Förderabgabe) – welche Auswirkungen sind dann bei der Energienachfrage, dem Energieangebot und der Energieverteilung zu erwarten?

B Energiewirtschaft

Technologiekosten, Energiepreise und Energiemärkte

Die „Energiewirtschaft“ [2] umfasst alle Fragen zu folgenden Aspekten:

- ▶ Technologiekosten [2.1], beispielsweise: Wie hoch sind die Kosten von Technologien, die in Bezug auf die Energiezukunft Deutschlands relevant sind (z.B. Photovoltaik, hocheffiziente Elektromotoren etc.)? Und wie entwickeln sie sich in den nächsten Jahrzehnten? Aufgrund welcher Treiber?
- ▶ Energiepreise [2.2], beispielsweise: Wie entwickeln sich die Preise für fossile Energien in den nächsten 20 Jahren?
- ▶ Struktur und Organisation von Energiemärkten [2.3], beispielsweise: Wie entwickelt sich der europäische Strommarkt weiter?

Wechselwirkungen in der Energiewirtschaft

Weitere Fragen setzen sich damit auseinander, wie sich Veränderungen von Technologiekosten, Energiepreisen und Energiemärkten auf Aspekte der Energiewirtschaft auswirken [2.4]. Zum Beispiel stellt

sich bei der für den zukünftigen Strommix wichtigen Photovoltaik die Frage, wie sich die Technologiekosten entwickeln und auf die Strompreise auswirken.

Wechselwirkungen zwischen Energiewirtschaft und Energiepolitik

Die Energiewirtschaft wird durch den dritten Themenblock „Energiepolitik“ (vgl. [3], unten) massgeblich beeinflusst [2.5]. Zum Beispiel:

- ▶ Wenn der Politikgeber spezifische Technologien finanziell fördert (Bsp. EEG-Umlage) oder Technologieentscheide trifft (Bsp. Kernenergieausstieg, Verbot von ineffizienten Geräten), welche Wirkungen erzeugt er dann auf die Energiepreise?
- ▶ Welche Auswirkungen haben neue rechtliche Rahmenbedingungen auf die Struktur und Organisation von Energiemärkten?

Wechselwirkungen zwischen Energie- und Volkswirtschaft

Die Energiewirtschaft ist Teil der Volkswirtschaft, sie beeinflussen sich gegenseitig [2.6]. Diese Wechselwirkung wird im Zusammenhang mit der Energiezukunft Deutschlands intensiv diskutiert.

- ▶ Inwieweit wirken sich generelle oder globale Energiepreiserhöhungen auf die Volkswirtschaft aus?
- ▶ Welche volkswirtschaftlichen Auswirkungen haben Veränderungen der relativen Energiepreise (Deutschland gegenüber Europa etc.)?
- ▶ Wenn in der Energiewirtschaft fossile Energieimporte durch inländisch genutzte erneuerbare Energien substituiert werden, kann dann die deutsche Volkswirtschaft davon profitieren und wie stark?

C Energiepolitik

Grundmotivation, Ziele sowie Instrumente und Maßnahmen zur Umsetzung

Der Politikgeber findet, dass das Zusammenspiel zwischen Energiesystem und Energiewirtschaft nicht optimal funktioniert. Er nimmt über die Energiewirtschaft auf das Energiesystem Einfluss – z.B. indem er Technologieentscheidungen trifft (Kernenergieausstieg), Technologien fördert (EEG-Umlage), Minimalstandards setzt (Verbot von ineffizienten Geräten) oder rechtliche Rahmenbedingungen für Energiemärkte aufstellt. Dieser Themenblock umfasst u.a. folgende Fragen:

- ▶ Grundmotivation [3.1]: Wieso will der Politikgeber überhaupt Einfluss nehmen? Welches sind die entscheidenden Argumente? Auf welchen Grundlagen basieren diese? (z.B. Studien zum Klimawandel, zum volkswirtschaftlichen Nutzen einer hohen Energieversorgungssicherheit oder zu den Grossrisiken der Kernkraftnutzung)
- ▶ Ziele [3.2]: Welche konkreten Ziele setzt der Politikgeber für die nächsten Jahrzehnte? Sind diese mit der Grundmotivation kompatibel? Sind die Ziele realistisch und umsetzbar?
- ▶ Umsetzung [3.3]: Welche Instrumente und Maßnahmen eignen sich für die Umsetzung der Ziele?

Wechselwirkungen in der Energiepolitik

Grundmotivation, Ziele und Umsetzung (Instrumente, Maßnahmen) in der Energiepolitik hängen im Idealfall sequentiell zusammen. Zuerst wird die Grundmotivation diskutiert und auf Basis eines Konsenses fixiert (Hauptargumente Klimawandel, Kernkrafttrisiko, Energieversorgungssicherheit). Dann werden konkrete Ziele verankert, die mit der Grundmotivation kompatibel sind (z.B. -80% Emissionen bis 2050). Und zuletzt werden Instrumente und Maßnahmen entwickelt, um die Ziele umzusetzen (z.B. EEG-Umlage, Kernkraftausstieg). In der Realität sind die Wechselwirkungen komplizierter: Die Deutsche Energiepolitik wird von Studien und Argumenten mitgeprägt, die auf der Ebene der Umsetzung (Instrumente, Maßnahmen) negative Auswirkungen befürchten. Anstatt die Ziele direkt zu diskutieren, werden die negativen Auswirkungen spezifischer und dadurch leichter angreifbarer Umsetzungsinstrumente und Maßnahmen im Detail untersucht und die Ziele so indirekt hinterfragt. Fragestellungen zu derartigen Wechselwirkungen [3.4] spielen in der Deutschen Energiepolitik eine Rolle.

Wechselwirkungen zwischen Energiepolitik und Energiewirtschaft

Die Energiepolitik nimmt aktiven Einfluss auf die Energiewirtschaft [3.5]. In diesem Zusammenhang stellen sich beispielsweise folgende Fragen:

- ▶ Welche Auswirkungen hat ein bestimmtes Instrument oder eine Maßnahme auf die Energiewirtschaft, konkret z.B. auf die Energiepreise?
- ▶ Kann der Politikgeber mit einem Instrument oder einer Maßnahme die Struktur eines Energiemarkts in gewünschtem Ausmass mitprägen?

D Beispiele zur Einordnung von Studien

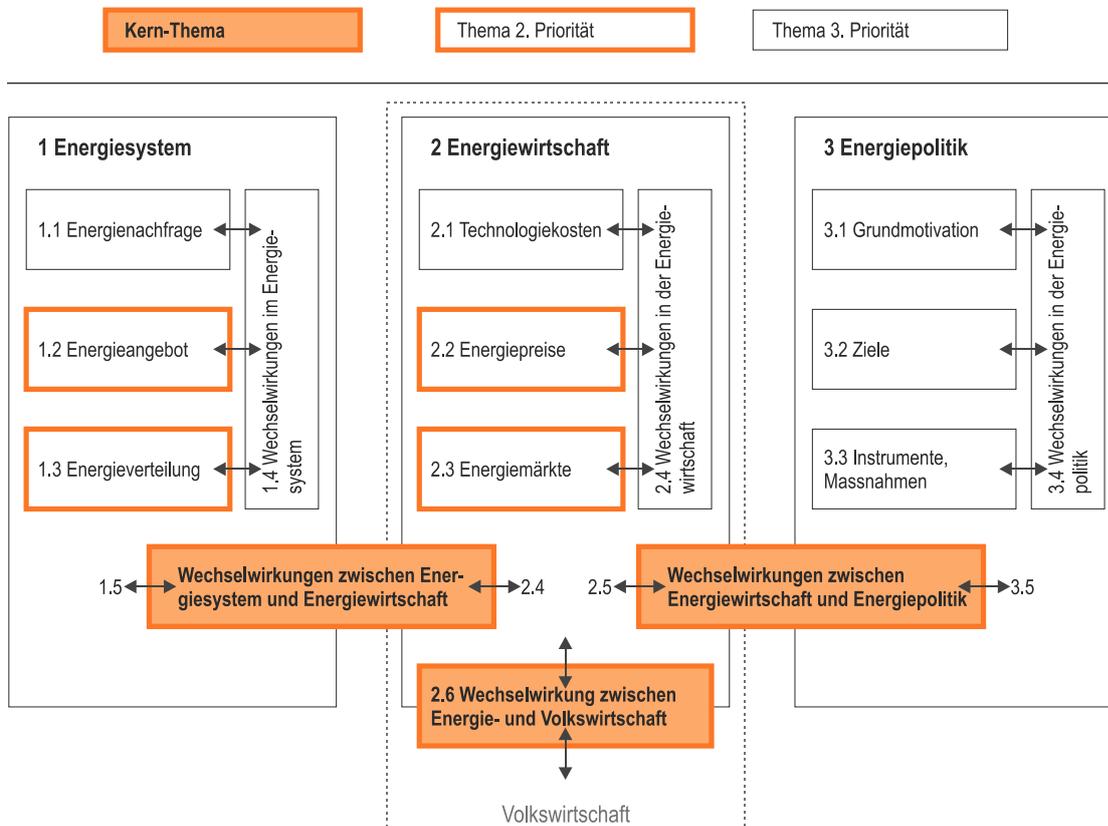
Die oben aufgeführten Fragen beziehen sich jeweils auf einen einzelnen spezifischen Teil (Sub-Thema) der Themenstruktur. Die effektiv zu beurteilenden Studien behandeln allerdings häufig umfassendere Fragen zur deutschen Energiepolitik, die mehrere Themenblöcke und Sub-Themen betreffen. Folgendes fiktive Beispiele zeigt, wie wir solche Studien einordnen.

Wie wirkt sich die EEG-Umlage volkswirtschaftlich aus?

- ▶ Ausgangslage dieser Fragestellung ist ein Instrument der Energiepolitik (EEG-Umlage).
- ▶ Die EEG-Umlage wirkt direkt auf die Energiewirtschaft (u.a. auf die Energiepreise, auf die Investitionstätigkeiten von Energieanbietern etc.).
- ▶ Indirekt wirkt die EEG-Umlage auch auf das Energiesystem, indem sich insbesondere das Energieangebot sowie die Voraussetzungen für die Energieverteilung ändern. Allenfalls ändert sich die Nachfrage aufgrund der veränderten Energiepreise aus.
- ▶ Diese Auswirkungen im Energiesystem haben wiederum eine Rückwirkung auf die Energiewirtschaft.
- ▶ Die Veränderungen in der Energiewirtschaft wirken sich letztlich volkswirtschaftlich aus. Konkret haben die Investitionen in neue Stromerzeugungsanlagen direkt positive Auswirkungen. Dadurch werden der übrigen Wirtschaft allerdings Investitionsmittel entzogen, was sich indirekt negativ auswirkt. Ebenfalls indirekte negative Auswirkungen sind in den heimischen Branchen der fossilen Energien zu erwarten. Ein allfälliger Rückgang der Energienachfrage könnte einen indirekten, positiven Einkommenseffekt zur Folge haben.

Eine Studie zu dieser Fragestellung würden wir in Abhängigkeit der Studien-Schwerpunkte zum Beispiel folgendermaßen einordnen:

Abbildung 6: Beispiel Grafik zur thematischen Einordnung einer Studie



Anhang 3: Schwerpunktthemen aus Zwischenberichten

Im Rahmen des Projekts wurden elf Zwischenberichte (vier pro Jahr) erstellt. In jedem Zwischenbericht wurden die in einem Quartal im Review betrachteten Studien aufgelistet und ausgeführt, welches die wichtigsten Gesamterkenntnisse aus den Studien waren, für die in einem Quartal Factsheets erstellt worden waren. In den Zwischenberichten wurden jeweils die Annahmen und Ergebnisse der in den Factsheets genauer betrachteten neuen Studien mit der Leitstudie verglichen und Folgerungen dargelegt, inwiefern sich aus den Erkenntnissen der neusten Studien ein Bedarf ergeben könnte, bestehende Ziele der deutschen Energiepolitik anzupassen.

In drei der elf Zwischenberichte wurde darüber hinaus ein Schwerpunktthema gesetzt und gesondert betrachtet. Dieses zeichnete sich jeweils dadurch aus, dass in kürzerer Zeit mehrere Studien zum selben Themenfeld veröffentlicht wurden und dass es sich um ein wichtiges Forschungsthema handelte:

- ▶ Q2-2013: Kosten der Energiewende
- ▶ Q3-2013: Reform der EE-Förderung
- ▶ Q4-2014/Q1-2015: Update Kosten der Energiewende

Dieser Anhang 3 enthält im Folgenden die drei in den genannten Zwischenberichten erarbeiteten Schwerpunktthemen.

1 Zwischenbericht Q2-2013: Schwerpunktthema: Kosten der Energiewende

Eine Vielzahl der im Rahmen der Metastudie analysierten und gesichteten Studien enthält Aussagen zu den Kosten der Energiewende. Bei der Erstellung von Factsheets und dem Vergleich mit der BMU-Leitstudie ist dem Projektteam aufgefallen, wie schwierig der Vergleich von Kostenschätzungen ist. Schließlich gehen nicht nur eine Vielzahl von Annahmen (z.B. zu Brennstoffpreisen, Kostendegressionen, Ausbauszenarien, Optimierungspotentiale, etc.) in die Berechnungen ein. Die Berechnungen unterscheiden sich auch durch die betrachteten Kostenarten, das Spektrum der Kostenkomponenten sowie durch die gewählte Darstellungsform. Direkte Vergleiche sind in den wenigsten Fällen möglich.

Da die Kosten der Energiewende aktuell auch in der politischen Diskussion und im Hinblick auf die Bundestagswahl eine wichtige Rolle spielen, nehmen wir diesen Zwischenbericht zum Anlass, einen Überblick über bestehende Kostenschätzungen und die Stolpersteine bei deren Vergleich zu geben. Dafür wurden ca. 20 unterschiedliche Studien und Positionen ausgewertet. Diese Auswertung hat nicht den Anspruch auf Vollständigkeit, gibt aber bereits einen guten Überblick über das Spektrum der Kostenschätzungen. Die Kostendatei kann im weiteren Projekt fortlaufend ergänzt werden.

1.1 Kostenarten und -kategorien

Eine große Hürde beim Vergleich von Kostenschätzungen zur Energiewende sind die großen Unterschiede bei den betrachteten Kostenarten und Kostenkategorien. Grundsätzlich sind bei Kostenrechnungen fixe und variable Kosten zu unterscheiden, die sich wiederum in interne und externe Kosten differenzieren lassen. Tabelle 2 gibt eine Übersicht über die verschiedenen Kostenarten.

Tabelle 2: Kostenarten

	Interne Kosten	Externe Kosten
Fixkosten	Durch Unternehmen ausgewiesene Kosten für Zinsen und Abschreibungen, Schätzung der Eigenkapitalkosten.	Kosten Natur und Landschaft, Infrastrukturkosten im Bereich vor- und nachgelagerte Prozesse
Variable Kosten	Durch Unternehmen ausgewiesene Betriebs- und Wartungskosten (inkl. Brennstoffkosten, CO ₂ -Zertifikate, Personal, etc.)	Externe Kosten durch Brennstoffeinsatz (v.a. Luftschadstoffe und Klima)

Welche Kostenarten in den betrachteten Studien und Positionen berücksichtigt wurden und in welche Kostenkategorien sie zu unterteilen sind, wird in den folgenden Abschnitten erläutert. Tabelle 3 gibt einen Überblick über die betrachteten Kostenarten- und -kategorien (Kapitel 1.1) sowie die verwendeten Darstellungsformen (Kapitel 1.2). Die beiden Teile der Tabelle gehören dabei hintereinander und können am besten als Ausdruck gelesen werden.

Tabelle 3: Übersicht analysierte Studien/Positionen:
Kostenarten und Kategorien und Darstellungsform

	Quelle	Titel	Jahr	Zeithorizont (max.)	Darstellungsform (bei Investkosten: kumuliert = Investkosten insgesamt jährlich = Angaben als Annuitäten; bei variablen Kosten: immer jährlich)	eigene Berechnung
1	DLR, Fraunhofer IWES, IFNE	Leitstudie	2012	2050	Absolute Werte kumuliert u. jährlich; dargestellt als Differenzkosten	ja
2	Bundesregierung	Homepage zur Energiewende	2013	2050	Absolute Werte kumuliert u. jährlich	nein
3	KfW Research	Energiewende in Deutschland - Einstieg in das postfossile Zeitalter?	2011	2020	Absolute Werte kumuliert u. jährlich	nein
4	TU Berlin (Erdmann)	Kosten des Ausbaus der erneuerbaren Energien	2011	2030	Absolute Werte kumuliert u. jährlich; dargestellt als Förderkosten	ja
5	EWI	Trendstudie Strom 2022 - Belastungstest für die Energiewende	2012	2022	Absolute Werte kumuliert u. jährlich	ja
6	Bundesnetzagentur	Netzentwicklungsplan	2013	2023	Absolute Werte kumuliert	?
7	ÜNB	EEG-Mittelfristprognose	2012	2017	Absolute Werte kumuliert u. jährlich; dargestellt als Förderkosten	ja
8	Consentec, Fraunhofer IWES	Kostenoptimaler Ausbau Erneuerbarer Energien in Deutschland	2013	2033	Absolute Werte jährlich	ja
9	Frondelet al. (RWI)	Teure Grünstrom-Euphorie: Die Kosten der Energiewende	2011	2020	Absolute Werte kumuliert; dargestellt als Förderkosten	ja
			2011	2030	Absolute Werte kumuliert; dargestellt als Förderkosten	nein
10	dena	Netzstudie	2010	2025	Absolute Werte kumuliert	ja
11	Enerjis & BET	Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland	2013	2050	Absolute Werte kumuliert	ja
12	Prognos	Investitionen durch den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland bis 2020	2010	2020	Absolute Werte kumuliert	ja
13	Fraunhofer ISE	100% Erneuerbare Energien für Strom und Wärme in Deutschland	2012	2050	Absolute Werte jährlich	ja
14	Fraunhofer ISI	Monitoring der Kosten- und Nutzenwirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien im Strom- und Wärmebereich im Jahr 2011	2012	2011	Absolute Werte jährlich; dargestellt als Differenzkosten und Förderkosten	ja
15	BDI	Energiewende auf Kurs bringen	2013	2022	Absolute Werte jährlich	nein
				2050	Absolute Werte kumuliert	nein
16	IFEU, GWS	Volkswirtschaftliche Effekte der Energiewende: Erneuerbare Energien und Energieeffizienz	2012	2030	Absolute Werte kumuliert; dargestellt als Differenzkosten	ja
17	BMW, BMU	Erster Monitoring-Bericht "Energie der Zukunft"	2012	2050	Absolute Werte jährlich	nein
18	BCG	Trendstudie 2030+	2013	2050	Absolute Werte kumuliert	nur eigene Szen
19	FÖS	Die Kosten der Energiewende - Wie t	2013	2040	Absolute Werte kumuliert und jährlich; Differenzkosten und Förderkosten	nein
20	Altmaier	(siehe FÖS)	2013	2040	Absolute Werte kumuliert; dargestellt als Förderkosten	ja

Quelle	Kostenkategorien								Variable Kosten		Bei Darstellung als Förderkosten (sonst dunkelgrau: nicht relevant)	
	Fixkosten (Kapitalkosten)								Interne Betriebs- u. Wartungskosten	Vermied. externe Kosten	Merit-Order-Effekt	Indirekte EEG-Kosten (z.B. netzgebundene Kosten)
	Ausbau EE-Strom	Ausbau EE-Wärme	Reservekapazitäten	Netzausbau	Effizienz-Technologien	Gebäude-sanierung	Vermiedene Inv.kosten in konvert. Energie	Notwendige Ersatzinvestitionen Bestand				
1 DLR, Fraunhofer IWES, IFNE	✓	✓					✓		✓	✓		
2 Bundesregierung	✓					✓	✓					
3 KfW Research	✓	✓	✓	✓	✓		✓					
4 TU Berlin (Erdmann)	✓			✓			✓					✓
5 EWI	✓		✓	✓			✓	✓	✓			
6 Bundesnetzagentur				✓								
7 ÜNB	✓											
8 Consentec, Fraunhofer IWES	✓			✓			(✓)*		✓			
9 FrondeI et al. (RWI)	✓											
	✓											✓
10 dena				✓								
11 Enervis & BET				✓								
12 Prognos	✓	✓										
13 Fraunhofer ISE	(✓)**	(✓)**	(✓)**	(✓)**				(✓)**	✓			
14 Fraunhofer ISI	✓	✓		✓			✓		✓		(✓)***	
15 BDI	✓		✓	✓	✓			✓	✓			
16 IFEU, GWS			✓	✓	✓							
17 BMWi, BMU	✓					✓	✓					
18 BCG	✓		✓	✓				✓ (Netze)				
19 FÖS	✓			✓		✓	✓	✓	✓	✓	(✓)***	
20 Altmaier	✓		✓	✓	✓	✓		✓				

- ✓ Für diese Kostenkategorien werden Kosten genannt
- (✓)* Betrachtung nur in den Optimierungsszenarien
- (✓)** Berechnungen basieren auf Gesamtsystemkosten des heutigen Energiesystems für Strom und Wärme
- (✓)*** Quantitative Angaben werden gemacht aber nicht in Gesamtrechnung einbezogen

Darstellungsformen (siehe Abschnitt 6.2 für weitere Informationen):

Differenzkosten: bedeutet Darstellung der Kosten im Vergleich zu einem Referenzszenario, meist ein Szenario mit konventioneller Stromerzeugung

Förderkosten: Darstellung der Kosten als Förderkosten, die über heutige Mechanismen des EEG umgelegt werden. Die für diese Studien dargestellten Komponenten (letzte beide Spalten) sind nur bei dieser Darstellungsform relevant. Bei der Analyse des Merit-Order-Effekts geht es nicht um eine eigene Kostenkomponente, sondern viel mehr um die Frage, wie die Kosten des EE-Ausbaus gerecht verteilt werden.

1.1.1 Fixkosten (Kapitalkosten und fixe externe Kosten)

Die **fixen Kapitalkosten** (=interne Kosten) ergeben sich aus den Zinskosten für Fremd- und Eigenkapital (also der Investitionsfinanzierung) sowie den Abschreibungen. Letztere basieren auf Investitionskosten, welche über die Berücksichtigung der Lebensdauer in jährliche Kosten umgerechnet werden können. Da bei einer Energieversorgung durch erneuerbare Energien die Brennstoffkosten im Verhältnis deutlich weniger ins Gewicht fallen als bei der konventionellen Erzeugung, stehen bei vielen der betrachteten Studien die fixen Kapitalkosten im Fokus der Betrachtung. Dabei werden folgende Methoden zur Darstellung verwendet:

- **Investitionskosten:** Vor allem in Studien, die sich auf die fixen Kosten fokussieren, werden in den meisten Fällen insgesamt anfallende Investitionskosten geschätzt. Diese werden entweder

kumuliert für einen Zeitraum (z.B. in den nächsten 10 Jahren erfordert die Energiewende ein Investitionsvolumen von 200 Mrd. EUR) oder als jährliche Werte (z.B. in den nächsten 10 Jahren müssen jährlich ca. 20 Mrd. EUR investiert werden) dargestellt.

- ▶ **Kapitalkosten als laufende Kosten:** In einigen Studien werden die Kapitalkosten in Schätzungen zu Gesamtsystemkosten integriert und müssen dafür in jährliche Kosten umgerechnet werden. Dafür sind Annahmen zu Zinsen und Lebensdauern der Anlagen notwendig. Sie werden dann als Abschreibungen erfasst.

Weitere Methoden zur Darstellung der fixen Kapitalkosten wie die Berechnung von Nettobarwerten oder Wiederbeschaffungswerten wurden in den betrachteten Studien nicht durchgeführt.

Fixe externe Kosten umfassen die Kosten, die sich durch den Bau von Anlagen der Energieversorgung ergeben. Dies sind externe Effekte aus den vor- und nachgelagerten Prozessen sowie auf Natur und Landschaft. Gemäß Methodenkonvention des UBA werden diese fixen externen Kosten nicht einzeln ausgewiesen, sondern über Annahmen zu Lebensdauern und durchschnittlichen Nutzungsstunden der Anlagen auf die Kosten pro produzierte Stromeinheit umgerechnet. Bei den betrachteten Studien gehen sie somit als variable Kosten in die Berechnungen ein.

Zusätzlich ist zu berücksichtigen, dass die verwendeten Studien unter den Kapitalkosten unterschiedliche **Kostenkategorien** berücksichtigen:

- ▶ **EE-Ausbau:** Der Ausbau der erneuerbaren Energien steht im Mittelpunkt der Energiewende und ist daher in allen Kostenschätzungen berücksichtigt. Bei der Interpretation ist es wichtig, die Bandbreite des EE-Ausbaus zu berücksichtigen. Ein Teil der Studien fokussiert sich auf die wichtigsten Energieträger PV und Wind (z.B. Consentec und Fraunhofer IWES 2013, Frondel et al. 2011).
- ▶ **Reservekapazitäten:** Die starke Fluktuation der EE erfordert den Ausbau von Reservekapazitäten (siehe Zwischenbericht 1 und 2 mit Darstellungen zum Leistungsmarkt).
- ▶ **Netzausbau:** Eine wichtige Komponente der Energiewende ist der Netzausbau, der sich durch eine Verschiebung der Produktionsstandorte und die dezentraleren Erzeugungsformen ergibt. Eine Reihe von Studien betrachtet nur diese Komponente der Energiewende. Beim Vergleich ist jeweils darauf zu achten, ob nur das Übertragungsnetz oder auch das Verteilnetz berücksichtigt sind.
- ▶ **Effizienztechnologien:** Breiter ausgerichtete Studien betrachten auch die Investitionen in effiziente Technologien, die einen Beitrag zur Reduktion der Stromnachfrage leisten und das Lastmanagement unterstützen.
- ▶ **Gebäudedämmung:** Bei Berücksichtigung des Wärmesektors werden teilweise auch Investitionen in Gebäudedämmung berücksichtigt.
- ▶ **Vermiedene Kosten des Ausbaus konventionellen Kraftwerkspark:** Für den Vergleich mit einem Szenario zur konventionellen Energieversorgung ist zudem eine Schätzung des Ausbaus im konventionellem Kraftwerkspark notwendig. Diese Kosten können durch die Energiewende vermieden werden und können somit dem EE-Ausbau gegenübergestellt werden.
- ▶ **Notwendige Ersatzinvestitionen Bestand:** zusätzlich zu den Investitionen in Neuanlagen werden teilweise Ersatzinvestitionen in den Anlagenbestand berücksichtigt.

1.1.2 Variable Kosten (Betriebs- und Wartungskosten und externe Kosten)

Nur ein Teil der betrachteten Studien berücksichtigt auch die variablen Kosten einer auf EE ausgerichteten Energieversorgung. Variable Kosten sind dabei Kosten, die durch den tatsächlichen Betrieb der Anlage anfallen und als jährliche Kosten ausgewiesen werden. Die **internen variablen Kosten** fallen dabei beim Anlagenbetreiber an:

- ▶ **Betriebskosten:** Umfassen die Brennstoffkosten (bei EE nur relevant bei Biomasse), die Kosten der notwendigen CO₂-Zertifikate sowie Personalkosten.
- ▶ **Wartungskosten:** Personal- und Materialkosten für die notwendige Wartung der Anlagen.

Externe variable Kosten sind nicht beim Betreiber internalisierte Kosten der Luftverschmutzung und des Ausstoßes von CO₂-Emissionen. Die externen Kosten werden meist als Kosten pro produzierter Einheit (EUR_{ct}/KWh Endenergie) dargestellt. Bei Kostenschätzungen zur Energiewende sind externe Kosten v.a. als vermiedene externe Kosten gegenüber einem Szenario mit konventioneller Energieversorgung relevant.

1.2 Darstellungsformen der Kostenschätzungen

Eine weitere Schwierigkeit beim Vergleich der betrachteten Studien sind die unterschiedlichen Darstellungsformen der Ergebnisse. Schon bei den Ausführungen zu den Kostenarten und -kategorien wurde deutlich, dass fixe Kostenkomponenten in unterschiedlichen Formen dargestellt werden können. In der Gesamtbetrachtung sind zudem Vergleiche zwischen Alternativszenarien sowie Darstellungen zur Finanzierungsart und zum Kostenträger möglich:

- ▶ **Absolute Werte, kumuliert:** Fixkosten werden in einem ersten Schritt als absolute Werte abgebildet. Wie oben beschrieben können die fixen Kapitalkosten dabei als kumulierte Investitionsvolumen über einen bestimmten Zeitraum dargestellt werden.
- ▶ **Absolute Werte, jährlich:** Alternativ können Fixkosten als jährliche Werte dargestellt werden. Dann können sie zusammen mit den variablen Kosten als jährliche Gesamtsystemkosten dargestellt werden. Diese Darstellungsform der Gesamtsystemkosten wurde in einer Reihe der betrachteten Studien verwendet.
- ▶ **Differenzkosten:** Bei der Darstellung als Differenzkosten werden zwei alternative Szenarien verglichen und nur die Differenzkosten ausgewiesen. Typischerweise wird in Bezug auf die Energiewende ein EE-Szenario und ein Szenario mit konventioneller Energieversorgung verglichen. Dabei können entweder Differenzinvestitionen oder gesamtsystemische Differenzkosten betrachtet werden. Die BMU-Leitstudie verwendet die komplexe Darstellungsform der systemanalytischen Differenzkostenrechnung.
- ▶ **Kosten der EEG-Förderung:** Während die anderen Darstellungsformen keine expliziten Aussagen zu den Kostenträgern und Finanzierungsmechanismen beinhalten, verwendet ein Teil der Studie die heutigen Fördermechanismen des EEG zur Abbildung der Kosten. Dabei werden meist die Differenzkosten zwischen den mit EEG verbundenen Ausgaben und Einnahmen der Netzbetreiber betrachtet. Dies sind die Kosten, die über die EEG-Umlage an die Verbraucher weitergegeben werden. Teilweise werden noch „indirekte“ EEG-Kosten mitberücksichtigt, z.B. Kosten der Härtefallregelung, netzbezogene EEG-Kosten, etc. Bei dieser Darstellungsform ist beim Vergleich zudem darauf zu achten, ob der Merit-order Effekt mitberücksichtigt wurde. Der Merit-order Effekt beschreibt die kostendämpfende Wirkung der Erneuerbaren auf den Börsenpreis. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die variablen Kosten der erneuerbaren Stromversorgung vernachlässigbar sind. Dieser Merit-order Effekt wirkt sich negativ auf die

EEG-Förderkosten aus, da er die Differenz zwischen Börsenpreis und gesetzlich festgelegten Einspeisetarifen erhöht.

1.3 Einordnung der Ergebnisse und Vergleiche

Die Ausführungen zu den Kostenarten und Kostenkomponenten zeigen die Komplexität der Kostenschätzungen zur Energiewende und die Vielzahl der „Stolperfallen“ beim Vergleich auf. Grundsätzlich fällt aus der Übersicht der in die vorliegende Analyse einbezogenen Studien auf, dass kaum einmal zwei Studien genau dieselbe Abgrenzung, Definition und Darstellung aufweisen. Daher sollen hier nur auszugsweise ein paar wenige Kostenschätzungen verglichen und interpretiert werden. Die detaillierten Angaben zu den Kostenschätzungen der verschiedenen Studien sind im Anhang zu finden.

Vergleich Investitionskosten

Beim Vergleich der Investitionskosten vergleichen wir nur Studien, die kumulierte Kostenschätzungen über einen bestimmten Zeitraum abbilden. Das Runterrechnen auf jährliche Kosten erscheint wenig sinnvoll, da die Ausgaben über den Zeithorizont stark variieren und somit durchschnittliche Angaben zur Verzerrungen führen könnten.

Die BMU Leitstudie dient als Ausgangspunkt. Sie schätzt die Investitionskosten für die Bereiche Strom und Wärme auf jeweils ca. 200 Mrd. EUR für die kommenden Zehnjahres-Zeiträume. Prognos (2010) schätzt das Investitionsvolumen bis 2020 etwas höher, wobei zu berücksichtigen ist, dass dabei auch Biotreibstoffe einbezogen wurden. Der BDI (2013) und die Boston Consulting Group (2013) betrachten einen längeren Zeithorizont von 2010 bis 2030, dabei aber lediglich den Strombereich.

Schon bei diesem Vergleich wird deutlich, dass die Zahlen nicht direkt vergleichbar sind, jedoch eine Größenordnung für das Investitionsvolumen aufzeigen.

Tabelle 4: Vergleich Investitionskosten

Quelle	Zeithorizont		Jahre	Bereich	Kostenschätzung in Mrd. EUR (kumuliert)
	von	bis			
BMU Leitstudie (2011)	2011	2020	9	Strom, Wärme	183
	2020	2030	10	Strom, Wärme	200
	2030	2040	10	Strom, Wärme	200
	2040	2050	10	Strom, Wärme	200
Prognos (2010)	2010	2020	10	Strom, Wärme, Verkehr	235
BDI (2013)	2010	2030	20	Strom	250
BCG (2013)	2010	2030	20	Strom	216

Vergleich Gesamtsystemkosten

Ein Vergleich der Gesamtsystemkosten ist grundsätzlich noch schwieriger als der Vergleich von Investitionskosten, da Annahmen zu Brennstoffpreisen, CO₂-Preisen und anderen variablen Kostenelementen berücksichtigt werden müssen. Da wir diese Annahmen nicht für alle analysierten Studien im Detail betrachten konnten, erfolgt hier nur eine Darstellung der Bandbreite der Gesamtsystemkostenschätzungen. Die folgende Tabelle macht deutlich, dass die Schätzungen eine erhebliche Bandbreite aufweisen. Dies ergibt sich jedoch auch bereits über den Anwendungsbereich. Bei EWI (2013) ist nicht ganz klar, welche Netzebenen berücksichtigt werden. Consentec & Fraunhofer IWES (2013) ist hingegen recht umfassend. Fraunhofer IWES (2012) liefert deutlich höhere Kosten, da ein Szenario mit 100% EE in den Bereichen Strom und Wärme berücksichtigt wird.

Tabelle 5: Vergleich Gesamtsystemkosten (ohne Berücksichtigung externe Kosten)

Quelle	Zeithorizont bzw. Betrachtungsjahr	Bereich	Kostenschätzung in Mrd. EUR (jährlich, EUR2012)
EWI (2013)	2012	Strom	47,7
	2022	Strom	62,4
Consentec & Fraunhofer IWES (2013)	2023	Strom	78,4 – 78,9
	2033	Strom	79,9 – 80,4
Fraunhofer ISE (2012)	2050	Strom und Wärme (100% EE)	120

2 Zwischenbericht Q3-2013: Schwerpunktthema: Reform der EE-Förderung

Es gibt verschiedene Ansätze zur Systematisierung der Grundmodelle zur EE-Förderung, die sich je nach Aufbau des Entscheidungsbaums unterscheiden. Das Projektteam sieht nach dem Vergleich der ausgewerteten Studien drei Grundmodelle für die Förderung von erneuerbaren Energien im Vordergrund:¹⁴

Preissteuerung mit staatlich festgelegter Vergütung: Durch den Staat festgelegte Förderung. Diese Förderung kann entweder als fixer Einspeisetarif ausgestaltet sein. In diesem Fall schwankt der Förderbetrag gegenläufig zum Strompreis, so dass der Ertrag für den Stromproduzenten pro kWh konstant ist. Der Staat bzw. Verbraucher trägt das Strompreisrisiko (heutiges System). Andererseits kann auch ein fixer Förderbetrag festgelegt werden den der Produzent zusätzlich zum Strompreis erhält. Der Produzent trägt dabei das Strompreisrisiko.

Mengensteuerung über Quoten: Vorgabe einer zu erreichenden Quote an erneuerbarer Energie, Verpflichtung der Produzenten, Stromhändler oder Endkonsumenten zu deren Nachweis mittels handelbarer Grünstromzertifikate. Die Förderhöhe ergibt sich über Angebot und Nachfrage der Zertifikate. Das Strompreisrisiko wird vom Produzenten getragen.

Preissteuerung über Auktion als „Hybrid“: Durch Auktionierung festgelegte Förderung, die Elemente der Preis- und Mengensteuerung kombiniert. Der Auktionspreis wird über das zu vergebende Budget oder eine zu erreichende Menge definiert. Die Förderung kann wiederum abhängig (gleitend) oder unabhängig (fix) vom Strompreis definiert werden.

Diese Grundmodelle können verschieden ausgestaltet werden. Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über Ausgestaltungsoptionen:

¹⁴ Prof. Bofinger folgt in seinem Gutachten einer anderen Logik der Grundmodelle. Er beginnt die Systematisierung mit der Frage, ob in dem gewählten Modell die Erlöse ausschließlich aus dem Fördermechanismus generiert werden, oder ob eine Integration in den EOM möglich ist. Danach vergleicht auch er die Preis- und Mengensteuerung. Auktionsmodelle bilden einen Hybrid.

Tabelle 6: Ausgestaltungsoptionen und Vergleich der Basismodelle

Ausgestaltungsoption	Preissteuerung mit staatlich festgelegter Vergütung	Preissteuerung über Auktionierung	Mengensteuerung über Quoten
Technologieneutralität oder nach Technologien differenzierte Förderung?	Beides möglich (Vor- und Nachteile vgl. .)	Beides möglich. (Vor- und Nachteile vgl. .)	In der Regel technologie-neutral. Es ist aber denkbar, dass bestimmte Technologien mehr Zertifikate bekommen als andere, wodurch jedoch die Quotensteuerung erschwert wird.
Vergütung von Arbeit oder installierter Leistung?	Beides möglich. Die bisher umgesetzten Systeme fokussieren jedoch auf die Vergütung von Arbeit, was auch über die Kombination mit der vorrangigen Einspeisung der EE zusammenhängt.	Beides möglich. Abhängig von den politischen Zielen (Effektivität, Effizienz, Marktintegration) schneiden die Varianten unterschiedlich ab. Das Gutachten von Bofinger sieht mehr Vorteile im leistungsbasierten Modell, das MVV Energiegutachten im arbeitsbasierten Ansatz.	Beides möglich. Die bisher diskutierten Quotenmodelle legen Fokus jedoch auf arbeitsbasierte Modelle.
Möglichkeit zur Kombination mit Erlösen aus EOM zur verbesserten Integration	Beides möglich. Wird ein fixer Einspeisetarif festgelegt, ist die Integration begrenzt, wird ein fixer Fördersatz definiert, ist die Integration stärker.	Beides möglich. Die stärkste Integration ergibt sich in einem System mit kapazitäts/leistungs-basiertem Ansatz. Dabei wird über den Fördermechanismus nur die Bereitstellung der Kapazität gefördert, bei der Produktion kommen die Preissignale des Markts voll zur Geltung.	Beides möglich. Das oftmals vorgeschlagene Quotenmodell sieht jedoch eine Integration in den EOM vor. Die Produzenten erhalten eine Vergütung der Zertifikate und zusätzlich den Erlös am Strommarkt.

Stromvermarktung durch Produzenten oder zentrale Stelle?	Beides möglich. Im aktuellen System wählen kleinere Anlagenbetreiber eher die Abnahme durch die Übertragungsnetzbetreiber mit fester Vergütung. Das Marktprämienmodell, in dem Anbieter ihren Strom direkt am EOM vermarkten, ist eher für große Anlagen oder Zusammenschlüsse interessant. Jedoch gibt es vermehrt Händler, die kleine Anlagen bündeln und damit für diese attraktive Vermarktungslösungen anbieten können.	Beides möglich. Wenn eine Wahl besteht, wird dies zu einer ähnlichen Situation wie im heutigen System führen.	In der Regel wird der Strom im Quotenmodell über den EOM und daher direkt über den Produzenten vermarktet. Kleine Anbieter können sich zu virtuellen Kraftwerken zusammenschließen.
Risiko schwankender Strompreise und Fördersätze bei Produzenten oder Verbrauchern?	Beides möglich. Wird ein fixer Förderbetrag pro Einheit definiert, liegt das Risiko beim Produzenten, wird ein fixer Einspeisetarif definiert, liegt das Risiko beim Verbraucher.	Beides möglich. Wird ein fixer Förderbetrag pro Einheit definiert, liegt das Risiko beim Produzenten, wird ein fixer Einspeisetarif definiert, liegt das Risiko beim Verbraucher.	Risiko liegt beim Produzenten. Zudem besteht eine weitere Unsicherheit über die genaue Förderhöhe, da auch der Zertifikatspreis schwankt. Daher hat dieses Modell die größten Risiken für die Produzenten.
Einfluss auf negative Strommarktpreise	Bei fixem Einspeisetarif keine Vermeidung, bei fixem Fördersatz Begrenzung negativer Preise auf Niveau des Fördersatzes. In beiden Fällen Möglichkeit durch Zusatzbestimmungen negativen Preisen vorzubeugen (z.B. keine Förderung bei negativen Preisen).	Bei fixem Einspeisetarif keine Vermeidung, bei fixem Fördersatz Begrenzung negativer Preise auf Niveau des Fördersatzes. Möglichkeit durch Zusatzbestimmungen keine Förderung bei negativen Preisen zu gewähren und damit negativen Preisen zu vorzubeugen.	Begrenzung negativer Preise auf Niveau des Zertifikatspreises. Regeln Zusatzbestimmungen, dass bei negativen Preisen keine Zertifikate vergeben werden, sollten keine negativen Preise mehr entstehen.
Vorgegebenes oder flexibles Förderbudget?	Im Regelfall sind Systeme der Preissteuerung nicht durch Budgets hinterlegt. Es gibt aber Hybridvarianten, wie der bestehende „atmende Deckel“ bei der PV-Förderung im EEG.	Beides möglich. Wahl zwischen Orientierung an Budget oder Ausbauziel.	Grundsätzlich flexibel, durch Strafe bei Nichterfüllung kann jedoch implizite Obergrenze entstehen.
Elemente der Mengensteuerung möglich oder nicht?	In der Regel nicht. Die PV Novelle begrenzt jedoch die maximal geförderte PV-Leistung auf 52 GW und setzt ein jährlicher Ausbaukorridor fest.	Ja, dabei Wahl zwischen Mengen- oder Förderbudgetsteuerung	Mengensteuerung möglich

Das heutige EEG entspricht einer Preissteuerung mit staatlich definierten, nach Technologien differenzierten Vergütungen für Arbeit, wobei der Verbraucher das Strompreisisiko trägt. Unter den Experten besteht weitgehend Einigkeit darüber, dass das bestehende System reformiert werden muss. Die analysierten Studien schlagen dabei entweder eine Preissteuerung über Auktionierung oder eine Mengensteuerung über Quoten vor. Die Vorschläge sind wie folgt ausgestaltet:

Tabelle 7: Ausgestaltungsoptionen und Vergleich der Basismodelle

	MVV Energie	Monopolkommission	Bofinger
Grundmodell	Preissteuerung über Auktionierung (arbeitsbasiert)	Mengensteuerung über Quoten	Preissteuerung über Auktionierung (leistungs-basiert)
Steuerung Mechanismus	<p>Definition eines Gesamtbudgets für die EE-Förderung.</p> <p>Auktion: Marktakteure bieten ihre Vollkosten im Wettbewerb an. Jene, die den Zuschlag erhalten wird eine gleitende Prämie gewährt, die die Differenz zwischen Vermarktungserlösen und dem Vollkostenangebot deckt. Später Wechsel zu einer fixen Prämie.</p> <p>Um Überrenditen zu vermeiden, werden in den Auktionen technologiespezifische Preisobergrenzen eingeführt.</p>	<p>Im EEG festgeschriebene Mengenziele geben Quote vor.</p> <p>Die Erzeuger von Strom aus erneuerbaren Energien erhalten handelbare Grünstromzertifikate. Händlern und bestimmten Letztverbrauchern wird verordnet, dass sie über Grünstromzertifikate nachweisen müssen, einen bestimmten Anteil ihres Stroms aus erneuerbaren Quellen zu beziehen.</p>	<p>EE-Kapazitätsauktion: Produzenten erhalten über die Auktion eine Vergütung für die bereitgestellte Kapazität (pro MW). Die Vergütung des produzierten Stroms läuft rein über den EOM.</p>
Technologieneutralität oder nach Technologien differenzierte Förderung?	In erster Phase Differenzierung, langfristig technologieneutrale Ausgestaltung.	Technologieneutral	Nicht weiter konkretisiert.
Vergütung von Arbeit oder Leistung?	Präferenz für Arbeit	Vergütung von Arbeit (ein Zertifikat pro MWh)	Vergütung von Leistung
Stromvermarktung durch Produzenten oder zentrale Stelle?	Dezentrale Vermarktung	Dezentrale Vermarktung	Dezentrale Vermarktung durch volle Integration
Risiko schwankender Strompreise trägt Verbraucher oder Produzent?	In erster Phase der Verbraucher, später Übertragung auf Produzenten.	Produzenten	Risiko bei Produzenten.

Vorgegebenes oder flexibles Förderbudget?	Fixes Förderbudget	Strafe für nicht erreichte Quoten: Preis in Höhe von 150 % des durchschnittlichen Zertifikatspreises. D.h. keine implizite Maximalgrenze.	Nicht weiter konkretisiert.
Mengensteuerung	Indirekt über Förderbudget	Durch Quotenvorgabe. Bei illiquidem Markt kann das Ziel verfehlt werden.	Nicht im Detail konkretisiert, das Auktionsvolumen sollte sich an Ausbauzielen orientieren.
Werden Anlagen, die EEG-Förderung erhalten, in das System eingebunden?	Die EEG-Förderung bleibt für Altanlagen bestehen (Bestandsschutz).	Die EEG-Förderung bleibt für Altanlagen bestehen (Bestandsschutz).	Die EEG-Förderung bleibt für Altanlagen bestehen (Bestandsschutz).
Umgang mit negativen Strompreisen	In Zeiten negativer Strompreise keine Förderung	In Zeiten negativer Strompreise keine Zertifikatsausgabe	Nicht weiter konkretisiert. Durch Integration in Markt ergeben sich aber weniger Situationen mit neg. Strompreis.
Umgang mit Kleinanlagen	Nehmen Teil, haben jedoch die Möglichkeit, die Vermarktung weiterzugeben/ Servicefirmen mit der Vermarktung zu beauftragen.	Für eine Übergangsperiode wird den Betreibern kleiner Anlagen die Möglichkeit gelassen, die Übertragungsnetzbetreiber gegen ein Entgelt mit der Stromvermarktung zu beauftragen	Für Übergangsperiode könnten Kleinanlagen weiterhin über EEG gefördert werden.

Die analysierten Studien sind sich in den folgenden Punkten weitgehend einig:

- ▶ die EE-Stromvermarktung sollte stärker in den EOM integriert werden. Nur so wird sich die EE-Produktion stärker an den Preissignalen des Marktes orientieren und somit die Kosten für die Verbraucher reduzieren. So schlagen sowohl MVV Energie als auch die Monopolkommission vor, bereits im Rahmen des EEG das Marktprämienmodell – zumindest für alle Nicht-Kleinanlagen - verpflichtend einzuführen. Zudem sollen während Zeiten mit negativen Strompreisen keine Förderungen gewährt werden. Als Zielsystem schlagen alle Gutachten ein Modell mit vollständiger Integration in den EOM vor.
- ▶ Alle Studien räumen ein, dass für Kleinanlagen zumindest kurzfristig Ausnahmeregelungen bzw. Übergangsregelungen umgesetzt werden sollten.
- ▶ Die Ansprüche von Bestandsanlagen auf Vergütungen über die festgelegten EEG-Einspeisetarife bleiben in allen Modellen bestehen.
- ▶ Einigkeit besteht auch darüber, dass das Instrument auf einem klaren Zielsystem basieren soll. Die MVV Studie unterstellt ein fixes Förderbudget, mit dem eine möglichst grosse Menge an erneuerbarer Energie zugebaut werden soll. Die Monopolkommission setzt ein Mengenziel, welches möglichst Kostengünstig erzielt werden soll.

Bezüglich der anderen Ausgestaltungsoptionen bestehen Unterschiede. Die folgende Tabelle diskutiert die Vor- und Nachteile der verschiedenen Ausgestaltungsoptionen:

Tabelle 8 Vor- und Nachteile der Ausgestaltungsoptionen

Ausgestaltungsoption	Vor- und Nachteile
<p>Auktionierung versus Quotenmodell</p>	<p><i>Die Auktionierungsbefürworter sehen den Vorteil gegenüber dem Quotenmodell in folgenden Punkten:</i></p> <p>Geringere Pfadabhängigkeit: Werden in Quotensystemen zentrale regulatorische Parameter nach der Einführung geändert besteht die Gefahr von starken Marktverwerfungen. Gleichzeitig müssen diese Systeme langfristig angelegt sein um eine genügende Marktliquidität zu gewährleisten. Eine politische Steuerung von Quotensystemen und deren Nachjustierung aufgrund von Lernprozessen ist daher heikel. Die Anpassung von Rahmenbedingungen von Auktionen ist weniger heikel.</p> <p>Geringere Investitionsrisiken: Zumindest der Fördersatz, je nach Ausgestaltung sogar der Abnahmepreis sind im Gegensatz zu Quotenmodellen nach der Auktion fix. Quotenmodelle haben daher höhere Unternehmensrisiken und damit werden höhere Risikoprämien gefordert, ohne dass entsprechende Effizienzgewinne entstehen.</p> <p>Akteursvielfalt: Werden in Quotenmodellen die Investitionsrisiken zu groß, kann die Akteursvielfalt abnehmen, da nur noch ausgewählte Gruppen diese Risiken tragen können. Das Quotenmodell ginge dann zu Lasten der kleinen Produzenten, insbesondere der Bürger-Genossenschaften.</p> <p><i>Die Quotenmodellvertreter sehen den Vorteil gegenüber dem Auktionierungsmodell in:</i></p> <p>Einer garantierten Zielerreichung.</p> <p>Einer technologieneutralen Lösung, die zu einem effizienteren Ausbauszenario führt.</p> <p><i>[Bemerkung des Projektteams: beide Vorteile des Quotenmodells werden jedoch im Gutachten von Prof. Bofinger widerlegt]</i></p>
<p>Technologieneutralität versus Technologiedifferenzierung</p>	<p>Der Vorteil der Technologieneutralität liegt darin, dass die kostengünstigsten Technologien zugebaut werden und damit die Gesamtkosten minimiert werden. Die Vertreter einer technologieneutralen Lösung gehen dabei implizit davon aus, dass die EE-Ausbauziele ausschließlich über Wind onshore erreicht werden können und/oder die teureren Technologien über höhere Strompreise in windarmen Zeiten ihre höheren Kosten refinanzieren können.</p>

Ausgestaltungsoption	Vor- und Nachteile
	<p>Die Anhänger der Technologiedifferenzierung gehen davon aus, dass die kostengünstigsten Technologien (konkret Wind onshore) unter Berücksichtigung der gesellschaftlichen Akzeptanz ein zu geringes Ausbaupotential haben, um die Ziele der Energiewende zu erreichen. In einem technologieneutralen System müsste sich der Fördersatz daher an teureren Technologien orientieren, wodurch für die günstigen Technologien unnötig hohe Renditen entstehen würden, was potentiell zu höheren Kosten führen könnte als in einem differenzierten Modell.</p>
Vergütung von Arbeit versus Leistung	<p>Die Vergütung von fixer installierter Leistung hat gegenüber der Vergütung von schwankender Arbeit den Vorteil, dass eine Budgetobergrenze eingehalten werden kann. Zudem werden negative Strommarktpreise vermieden.¹⁵ Leistungsorientierte Systeme führen zudem zu einer stärkeren Integration der EE in den EOM, da nur die Leistung über den Fördermechanismus vergütet wird, die produzierte Strommenge wird direkt über den EOM vermarktet. Dieser Effekt kann im Preismodell – wenn entsprechend ausgestaltet ebenfalls auftreten.</p> <p>Bei einem leistungsorientierten Ansatz besteht jedoch u.U. die Gefahr, dass die Neuanlagen mit Blick auf die Leistung optimiert (d.h. überdimensioniert) werden.</p>
Risiko von Strompreisschwankungen trägt Verbraucher oder Produzent?	<p>In normalen Märkten tragen die Produzenten das Preisrisiko und integrieren es in ihre Produktpreise. Würde ihnen dieses Risiko abgenommen, könnten sie zu geringeren Preisen anbieten, wodurch die Nachfrage über das optimale Niveau erhöht würde.</p> <p>Befürworter einer Übernahme des Preisrisikos durch die Verbraucher (via Umlage) argumentieren jedoch, dass der Zubau von erneuerbarer Energie nicht durch Nachfrager mit einer entsprechenden Zahlungsbereitschaft bestimmt wird, sondern durch die Politik vorgegeben ist. Die Übernahme des Strompreisrisikos durch die Verbraucher via Umlage vermindere daher die allokativen Effizienz nicht. Zudem sei auch nicht davon auszugehen, dass die Übernahme von Strompreisrisiken zu zusätzlicher Innovation führe. Die Übertragung des Preisrisikos an die Unternehmen führe deshalb nur zu höheren Förderkosten, jedoch zu keinen Effizienzgewinnen. Befürworter einer Übernahme des Preisrisikos durch die Produzenten halten dem entgegen, dass die Übernahme des Preisrisikos durch die Verbraucher auch Kosten für jene verursachen kann. Diese seien den zusätzlich zu bezahlenden Risikoprämien gegenüberzustellen.</p>

¹⁵ Negative Preise sind nicht per se negativ zu beurteilen, da sie wichtige Investitionssignale senden können. Wird ein arbeitsorientierter Ansatz jedoch kombiniert mit der Übertragung der Strommarktpreisrisiken auf die Verbraucher (z.B. fixe Einspeisevergütung), haben negative Strommarktpreise keine Investitionswirkung mehr und erhöhen die Förderkosten.

3 Zwischenbericht Q4-2014/Q1-2015: Schwerpunktthema: Kosten der Energiewende

Die Diskussion zu den Kosten der Energiewende ist erstmals im Vorlauf zur Bundestagswahl 2013 entbrannt. Im Sommer 2013 wurden vom Projektteam die damals 20 wichtigsten Studien mit Erkenntnissen zu den Kosten der Energiewende ausgewertet und verglichen. In diesem Zuge wurde auch eine Systematik für die Darstellung der verschiedenen Kostenschätzungen entwickelt, welche die Schwierigkeiten und Stolpersteine bei der Interpretation und vor allem bei Vergleichen aufzeigen sollte.

Seitdem wurden im Projektverlauf viele weitere Studien identifiziert, die ebenfalls Aussagen zu den Kosten der Energiewende enthalten. Auf Wunsch des Auftraggebers erfolgt im Rahmen dieses Zwischenberichts ein Update zu den Kosten der Energiewende. Dafür wurden wiederum 20 Studien ausgewertet.

3.1 Übersicht: Was ist neu gegenüber der ersten Auswertung?

Für das Update zu den Kosten der Energiewende wurden alle im Rahmen dieses Projekts gesichteten Studien seit Beginn des 3. Quartals 2013 nochmals im Hinblick auf Aussagen zu Kostenelementen gescreent. Zudem wurden (wenige) weitere Studien ergänzt, die das Projektteam bei der Recherche zusätzlich identifiziert hat.

- ▶ In den Quartalen Q3/2013 bis Q1/2015 wurden insgesamt 70 relevante Studien gesichtet und ins projektinterne Literaturverzeichnis aufgenommen.
- ▶ Davon enthalten ca. 45 Studien in irgendeiner Form Aussagen zu den Kosten der Energiewende. 32 dieser Studien enthalten auch quantitative Aussagen zu den Kosten, wobei teilweise nur zu sehr spezifischen Elementen oder nur zu kurzfristigen Betrachtungen.
- ▶ Eine weitere relevante Studie wurde während der Recherche identifiziert und ergänzt.
- ▶ Aus diesen Studien wurden 20 Studien im Detail ausgewertet. Dabei haben sich drei Cluster herauskristallisiert, die im Weiteren im Detail dargestellt werden:
 - ▶ Studien mit Aussagen zu Gesamtsystemkosten: Mehrere Studien legen erneut Modellergebnisse zu den Gesamtsystemkosten der Stromerzeugung oder sogar für den gesamten Energieverbrauch vor. Dargestellt sind diese teilweise als absolute Kosten, teilweise aber auch als Differenzkosten, die Unterschiede zwischen betrachteten Szenarien abbilden. Dabei wurden vor allem bei den Differenzkosten die Alternativszenarien weiter ausgestaltet (z.B. in Nitsch 2013, weitere Differenzierung der Alternativszenarien einer fossilen Stromerzeugung).
 - Alle Studien mit entsprechenden Werten wurden ausgewertet.
 - ▶ Eine ganze Reihe von Studien berechnen keine Gesamtkosten, zeigen jedoch die Entwicklung von Stromgestehungskosten für erneuerbare und/oder fossile Erzeugung oder Investitionskosten auf.
 - Da diese Werte wichtige Annahmen für die Berechnung der Gesamtsystemkosten sind und zudem Hinweise auf die mögliche Entwicklung der Strompreise geben, wurden die entsprechenden Studien in das Update einbezogen.
 - ▶ Da in den letzten Monaten die Diskussion um die Einführung eines Leistungsmarktes/Kapazitätsmechanismus wieder an Fahrt gewonnen hat, betrachten einige Studien zudem die Kosten der Einführung eines Kapazitätsmechanismus bzw. die Differenzkosten zwischen Szenarien mit und ohne Kapazitätsmechanismus.
 - Da hierzu mehrere Studien vorliegen, wurden die Kosten der Einführung eines Kapazitätsmechanismus als Element für das Update ausgewählt.

Weitere Studien enthalten ebenfalls spannende Aussagen zu den Kosten der Energiewende, jedoch meist zu spezifischen Elementen (z.B. KWK, Elektromobilität, einzelne Elemente wie Netzausbau etc.). Da diese im Rahmen einer Übersicht schwer im Vergleich darstellbar sind, wurden diese Studien für das Update zu den Kosten der Energiewende nicht ausgewählt.

Eine ganze Reihe von Studien enthält zudem Aussagen zu den Kosten, die sich jedoch nur auf den Status quo bzw. die nächste Zukunft beziehen. So gibt es z.B. Studien, welche die Entwicklung der EEG-Differenzkosten für die kommenden zwei bis drei Jahre schätzen¹⁶, oder die Belastung der Verbraucher¹⁷. Da solche kurzfristigen Aussagen nicht im Fokus dieses Projekts stehen, wurden diese Studien ebenfalls nicht ausgewertet.

Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über die 20 ausgewerteten Studien. Dargestellt sind diese als fortlaufende Nummern 21-40, da der erste Bericht zu den Kosten der Energiewende die Nummern 1-20 umfasste. Die letzten drei Studien wurden im weiteren Verlauf nicht weiter betrachtet, da sich nach der Auswertung gezeigt hat, dass die Aussagen nicht vergleichbar sind bzw. sich keine zusätzlichen Erkenntnisse ergeben.

Tabelle 9: Übersicht Schwerpunkte der ausgewerteten Studien

		Gesamtkosten	Stromgestehungskosten Investitionskosten	Kosten Kapazitätsmechanismen
21	FÖS (2013): Was die Energiewende wirklich kostet	Differenzsystemkosten	k.A.	k.A.
22	Nitsch & Pregger (2013): Kostenbilanz des Ausbaus EE in der Stromerzeugung bei unterschiedlichen Preisbildungen	Differenzsystemkosten	Stromgestehungskosten EE und fossil	k.A.
23	Fraunhofer ISE (2013): Energiesystem Deutschland 2050	Gesamtsystemkosten	Spezifische Investkosten	k.A.
24	Nitsch (2014): Szenarien der deutschen Energieversorgung vor dem Hintergrund der GroKo	k.A.	Stromgestehungskosten EE	k.A.
25	Prognos und IAEW (2014): Positive Effekte von Energieeffizienz auf den deutschen Stromsektor	Gesamtsystemkosten	Stromgestehungskosten und Investkosten	k.A.
26	Prognos, EWI und GWS (2014): Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose	Gesamtkosten, Investitionen	Investitionskosten fossil und EE	k.A.

¹⁶ Z.B. Öko-Institut (2013): *EEG-Umlage und die Kosten der Stromversorgung für 2014 - Eine Analyse von Trends, Ursachen und Wechselwirkungen. Kurzstudie im Auftrag von Greenpeace.*

¹⁷ IW Köln (2013): *Strompreis-Check: Wie viel Markt steckt heute und in Zukunft im Strompreis?*

		Gesamtkosten	Stromgestehungskosten Investitionskosten	Kosten Kapazitätsmechanismen
27	arrhenius (2014): Die künftigen Kosten der Stromerzeugung	Gesamtsystemkosten	Investitionskosten fossil, Stromgestehungskosten	k.A.
28	Enervis (2014): Einführung eines dezentralen Leistungsmarkts	Differenzsystemkosten	k.A.	Aber dargestellt in Δ -Kosten Gesamtsystem
29	Fraunhofer IWES (2014): Geschäftsmodell Energiewende – Eine Antwort auf das „Die-Kosten-der-Energiewende“-Argument	Gesamtkosten, Investitionen	Investitionskosten	k.A.
30	Fraunhofer IWES (2014): Energiewirtschaftliche Bedeutung der Offshore Windenergie für die Energiewende	Gesamtsystemkosten	Stromgestehungskosten EE	k.A.
31	FENES, IAEW, ef.Ruhr, ISEA (2014): Stromspeicher in der Energiewende	Differenzsystemkosten	k.A.	k.A.
32	PwC (2014): Energiewende-Outlook, Kurzstudie Strom	Gesamtsystemkosten und Differenzen	k.A.	k.A.
33	Prognos (2013): Entwicklung von Stromproduktionskosten - Die Rolle von Freiflächen-Solarkraftwerken in der Energiewende	k.A.	Stromgestehungskosten EE nach Regionen Investkosten EE	k.A.
34	Agora Energiewende (2013): Ein radikal vereinfachtes EEG 2.0 und ein umfassender Marktdesign-Prozess.	k.A.	Investitionskosten EE und Stromgestehungskosten	k.A.
35	DIW (2013): Erneuerbare Energien für Europa, DIW Wochenbericht 29/2013.	k.A.	Investitionskosten	k.A.
36	Frontier Economics und Consentec (2014): Folgenabschätzung Kapazitätsmechanismen	Differenzsystemkosten	k.A.	Aber dargestellt in Δ -Kosten Gesamtsystem
37	r2b (2014): Endbericht Leitstudie Strommarkt: Arbeitspaket Funktionsfähigkeit EOM und Impact Analyse Kapazitätsmechanismen	Differenzsystemkosten	k.A.	Aber dargestellt in Δ -Kosten Gesamtsystem

		Gesamtkosten	Stromgestehungskosten Investitionskosten	Kosten Kapazitätsmechanismen
38	Öko-Institut und LBD (2015): Die Leistungsfähigkeit des Energy-only-Marktes und die aktuellen Kapazitätsmarkt-Vorschläge in der Diskussion	Nur Vergleich von Nr. 36 und Nr. 37 → nicht weiter betrachtet	k.A.	k.A.
39	Öko-Institut (2014): EEG 3.0	k.A.	Aber dargestellt als Vermarktungserlöse → nicht vergleichbar, daher nicht weiter betrachtet	k.A.
40	Enervis (2014): Der „ideale Kraftwerkspark“ der Zukunft: Flexibel, klimafreundlich, kosteneffizient	Kraftwerkspark wird über Vollkosten optimiert → keine Differenzkosten und somit keine verwertbaren Kostenangaben	k.A.	k.A.

3.2 Verwendete Metriken

Die Metriken der Kostenschätzungen wurden im Quartalsbericht Q2/2013 im Detail dargestellt und sollen im Folgenden nur noch kurz skizziert werden. Zudem werden im folgenden Abschnitt neue Elemente der Kostenschätzungen, neue Kostenkategorien und Darstellungsformen aufgezeigt.

Grundsätzlich stellen beim Update die je nach Studie unterschiedlich definierten Kostenarten und -kategorien die größte Hürde dar. Die im Quartalsbericht 2/2013 beschriebene Komplexität hat sich weiter erhöht, da teilweise neue Kostenkategorien hinzugenommen oder alte weiter differenziert wurden. Auch die Darstellungsformen, in denen die Kostenarten und -kategorien abgebildet werden, wurden weiter differenziert, so dass direkte Vergleiche immer schwerer fallen.

3.2.1 Kostenarten und -kategorien

Tabelle 10 greift die Übersichtstabelle aus dem Quartalsbericht Q2/2013 auf und zeigt zusätzlich auf, wie die Kostenarten dargestellt werden.

Tabelle 10: Übersicht Schwerpunkte der ausgewerteten Studien: Kostenarten

	Interne Kosten	Externe Kosten
Fixkosten	Durch Unternehmen ausgewiesene Kosten für Zinsen und Abschreibungen, Schätzung der Eigenkapitalkosten.	Kosten Natur und Landschaft, Infrastrukturkosten im Bereich vor- und nachgelagerter Prozesse

Variable Kosten	Durch Unternehmen ausgewiesene Betriebs- und Wartungskosten (inkl. Brennstoffkosten, CO ₂ -Zertifikate, Personal etc.)	Externe Kosten durch Brennstoffeinsatz (v.a. Luftschadstoffe und Klima)
Gesamt	Mögliche Darstellungsformen Stromgestehungskosten (spezifisch) Vollkosten/Gesamtkosten/Systemkosten: Absolut, pro Jahr Absolut, für bestimmten Zeitraum	Mögliche Darstellungsformen: Integriert in Gesamtkosten der Energiewende (wobei negative Werte auf Netto-Nutzen hinweisen)

Fixkosten (Kapitalkosten und fixe externe Kosten)

Kapitalkosten werden in allen betrachteten Studien berücksichtigt, da diese beim Umbau der Stromversorgung hin zu einem stärker auf Erneuerbare ausgerichteten System stärker ins Gewicht fallen. Die Kapitalkosten werden dabei wie folgt dargestellt:

- ▶ Investitionskosten absolut: siehe Darstellung im Quartalsbericht Q2/2013.
- ▶ Investitionskosten spezifisch: Teilweise zeigen die Studien auch spezifische Investitionskosten für einzelne Technologien auf (in EUR pro KW installierter Einheit). Die spezifischen Investitionskosten werden entweder nur für erneuerbare Technologien und/oder für fossile Technologien dargestellt. Dabei werden die Kosten teilweise stärker, teilweise weniger stark in einzelne Technologien differenziert (siehe Vergleich in Tabelle 11).
- ▶ Kapitalkosten als laufende Kosten: siehe Darstellung in Quartalsbericht Q2/2013.
- ▶ Investitionskosten dargestellt als Wiederbeschaffungswerte: In einer neu betrachteten Studie werden die Fixkosten als Wiederbeschaffungswerte berücksichtigt (arrhenius 2014). Der Wiederbeschaffungswert entspricht dabei den Kosten, die anfallen würden, wenn man die bestehenden Energieinfrastrukturen zum Betrachtungszeitpunkt neu erstellen müsste.
- ▶ Investitionskosten als Barwerte: In zwei neu betrachteten Studien werden die Kapitalkosten auch als Barwerte dargestellt und somit die über den betrachteten Zeitraum anfallenden Kapitalkosten auf den aktuellen Betrachtungszeitpunkt diskontiert (PWC 2014 und Frontier Economics & Consentec 2014).

Die **fixen externen Kosten** werden in den betrachteten Studien gemäß Methodenkonvention des UBA als Kosten pro produzierte Stromeinheit dargestellt und gehen somit als variable Kosten in die Berechnung ein. Sie werden jedoch nur in zwei der 20 analysierten Studien mitberücksichtigt.

Die Kostenkategorien bleiben weitgehend identisch, wie im Quartalsbericht Q2/2013 dargestellt. Sie umfassen:

- ▶ Die Kosten des EE-Ausbaus (wobei unterschiedliche Ausbaupfade zu berücksichtigen sind)
- ▶ Die Kosten fossiler Reservekapazitäten: Diese werden neuerdings teilweise in Form von Kosten eines umfassenden Kapazitätsmechanismus dargestellt.
- ▶ Die Kosten des Netzausbaus: Diese werden neuerdings teilweise als Integrationskosten der EE bezeichnet und gemeinsam mit den Kosten für Speicher dargestellt. Hier liegt aber bei den betrachteten Studien kein Fokus, bzw. es wird hier auf weiteren Forschungsbedarf hingewiesen (vgl. FÖS 2013).
- ▶ Effizienztechnologien (auch in den Sektoren Wärme und Verkehr): werden insbesondere in den Studien berücksichtigt, die das Gesamt-Energiesystem berücksichtigen.

- ▶ Vermiedene Kosten des Ausbaus des konventionellen Kraftwerksparks: Hier legen die neueren Studien deutlich differenzierte Schätzungen vor (insbes. Nitsch und Pragger, 2013).
- ▶ Notwendige Ersatzinvestitionen Bestand: zusätzlich zu den Investitionen in Neuanlagen werden teilweise Ersatzinvestitionen in den Anlagenbestand berücksichtigt.

Variable Kosten (Betriebs- und Wartungskosten sowie externe Kosten)

Die Berücksichtigung der variablen Kosten hat sich in den neu betrachteten Studien deutlich verbessert. Sie gehen in die Stromgestehungskosten ein und sind auch in den Studien zu den Gesamtsystemkosten/Vollkosten der Stromerzeugung bzw. des Energiesystems insgesamt berücksichtigt.

Die variablen Kosten umfassen Betriebskosten (Brennstoffe, CO₂-Zertifikate, Personal), die Wartungskosten sowie die externen Kosten (dargestellt als EURct/KWh Endenergie).

3.2.2 Darstellungsformen der Kostenschätzungen

Insbesondere die Wahl der Darstellungsform hat sich in den letzten beiden Jahren noch stärker differenziert, so dass Vergleiche immer schwerer fallen. In den 20 betrachteten Studien wurden folgende Darstellungsformen gewählt:

- ▶ Gesamtsystemkosten/Vollkosten, kumuliert: Fixkosten werden in einem ersten Schritt als absolute Werte abgebildet. Wie oben beschrieben, können die fixen Kapitalkosten dabei als kumulierte Investitionsvolumen über einen bestimmten Zeitraum dargestellt werden. Zudem werden die variablen Kosten über den betrachteten Zeitraum aufaddiert.
- ▶ Gesamtsystemkosten/Vollkosten, jährlich: Alternativ können Fixkosten als jährliche Werte dargestellt werden. Dann können sie zusammen mit den variablen Kosten als jährliche Gesamtsystemkosten dargestellt werden.
- ▶ Gesamtsystemkosten/Vollkosten, spezifisch: die Kosten können auch spezifisch pro produzierter Einheit Strom dargestellt werden. Dabei werden die Werte meist differenziert nach den einzelnen EE-Technologien und den verbleibenden fossilen Technologien dargestellt.
- ▶ Differenzkosten: Bei der Darstellung als Differenzkosten werden zwei alternative Szenarien verglichen und nur die Differenzkosten ausgewiesen. Typischerweise wird in Bezug auf die Energiewende ein EE-Szenario und ein Szenario mit konventioneller Energieversorgung verglichen. Dabei können entweder Differenzinvestitionen oder gesamtsystemische Differenzkosten betrachtet werden. Die BMU-Leitstudie verwendet die komplexe Darstellungsform der systemanalytischen Differenzkostenrechnung. Teilweise werden die Differenzkosten auch als Nettokosten der Energiewende bezeichnet (vgl. FÖS 2013, wobei sich hier effektiv Nettonutzen ergeben).
- ▶ Kosten der EEG-Förderung: Die Betrachtung der EEG-Differenzkosten als Indikator für die Kosten der Energiewende hat sich als nicht zielführend erwiesen und wird in den betrachteten Studien auch nicht weiter verwendet. Auch die EEG-Umlage als wenig geeigneter Indikator wird, zumindest in den Studien mit langem Zeithorizont, nicht berücksichtigt.
- ▶ Erlösseitige Betrachtungen: In einer Studie des Öko-Instituts (2014) werden zudem Vermarktungserlöse für das betrachtete Szenario eines EEG 3.0 dargestellt. Da diese mit den kostenseitigen Betrachtungen nicht vergleichbar sind, wurde die Studie nicht weiter betrachtet.

3.3 Verwendung der Metriken in den betrachteten Studien

Tabelle 11 gibt einen Überblick über die betrachteten Kostenarten und -kategorien sowie die verwendeten Darstellungsformen. Die Tabelle greift grundsätzlich die Darstellung aus dem Quartalsbericht Q2/2013 auf, einige Elemente wurden jedoch angepasst:

- ▶ Einige Studien machen nur Aussagen zu den Gesamtkosten und differenzieren nicht nach den einzelnen Kostenkategorien. Daher wurde eine Rubrik *Gesamtkosten* im zweiten Teil der Tabelle eingefügt.
- ▶ Förderkosten werden in den neu betrachteten Studien nicht mehr analysiert. Die entsprechenden Spalten in der Darstellung wurden daher gelöscht. Die neu betrachteten Studien weisen die Kosten unabhängig von deren Finanzierung (privat/öffentlich) aus.
- ▶ Neu ist ein drittes Tabellenelement ergänzt worden, in dem die Darstellung von Stromgestehungskosten und/oder spezifischen Investitionskosten abgebildet ist.

Die drei Teile der Tabelle gehören dabei hintereinander und lassen sich am besten in ausgedruckter Form lesen.

Tabelle 11: Übersicht analysierte Studien/Positionen:
Kostenarten und Kategorien und Darstellungsform

	Quelle	Titel	Erscheinungsdatum	Zeithorizont (max.)	Darstellungsform (bei Investkosten: kumuliert = Investkosten insgesamt jährlich = Angaben als Annuitäten; bei variablen Kosten: immer jährlich)	eigene Berechnung
21	FÖS	Was die Energiewende wirklich kostet	Sep 13	2050	Absolute Werte kumuliert, dargestellt als Differenzsystemkosten (Nettokosten bzw. Nettonutzen Energiewende)	nein
22	Nitsch und Pregger	Kostenbilanz des Ausbaus EE in der Stromerzeugung bei unterschiedlichen Preisbildungen am Strommarkt	Q3 13	2050	1) Stromgestehungskosten 2) Absolute Werte, kumuliert, dargestellt als Differenzsystemkosten	ja
23	Fraunhofer ISE	Energiesystem Deutschland 2050	Nov 13	2050	1) Absolute Werte, jährlich, dargestellt als Gesamtsystemkosten 2) spezifische Investitionskosten	ja
24	Nitsch	Szenarien der deutschen Energieversorgung vor dem Hintergrund der Vereinbarungen der GroKo	Jan 13	2050	Stromgestehungskosten	ja
25	Prognos und IAEW	Positive Effekte von Energieeffizienz auf den deutschen Stromsektor	Mrz 14	2050	Absolute Werte, jährlich dargestellt als Gesamtsystemkosten	ja
26	Prognos, EWI und GWS	Entwicklung der Energiemärkte – Energierferenzprognose	Jun 14	2050	1) Absolute Werte, kumuliert, dargestellt sind nur Investitionskosten 2) spezifische Investitionskosten	ja
27	arrhenius	Die künftigen Kosten der Stromerzeugung	Mrz 14	2050	Absolute Werte, jährlich dargestellt als Gesamtsystemkosten	ja
28	Enervis	Einführung eines dezentralen Leistungsmarkts in Deutschland	Jun 14	2034	Absolute Werte, kumuliert dargestellt als Differenzsystemkosten	ja
29	Fraunhofer IWES	Geschäftsmodell Energiewende - Eine Antwort auf das „Die-Kosten-der-Energiewende“-Argument.	Jan 14	2050	1) Absolute Werte, kumuliert dargestellt als Differenz-Investkosten 2) spezifische Investitionskosten	ja
30	Fraunhofer IWES	Energiewirtschaftliche Bedeutung der Offshore-Windenergie	Feb 14	2050	Absolute Werte, kumuliert dargestellt als Gesamtsystemkosten	ja
31	FENES, IAEW, ef.Ruhr, ISEA	Stromspeicher in der Energiewende - Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland	Sep 14	2050	Absolute Werte, jährlich dargestellt als Differenzsystemkosten	ja
32	PwC	Energiewende-Outlook, Kurzstudie Strom	Dez 14	2050	Absolute Werte, kumuliert dargestellt in Differenzsystemkosten	ja
33	Prognos	Entwicklung von Stromproduktionskosten Die Rolle von Freiflächen-Solarkraftwerken in der Energiewende	Okt 13	2055	1) Spezifische Investitionskosten 2) Stromgestehungskosten (differenziert nach Regionen)	nein
34	Agora Energiewende	Ein radikal vereinfachtes EEG 2.0 und ein umfassender Marktdesign-Prozess.	Okt 13	2015	1) Spezifische Investitionskosten 2) Stromgestehungskosten	nein
35	DIW	Erneuerbare Energien für Europa, DIW Wochenbericht 29/2013.	Jul 13	2050	Spezifische Investitionskosten	nein
36	Frontier Economics und Consentec	Folgenabschätzung Kapazitätsmechanismen	Jul 14	2039	Absolute Werte, kumuliert, dargestellt als Differenzsystemkosten	ja
37	r2b	Endbericht Leitstudie Strommarkt: Arbeitspaket Funktionsfähigkeit EOM und Impact Analyse	Jul 14	2040	Absolute Werte, kumuliert, dargestellt als Differenzsystemkosten	ja
38	Öko-Institut und LBD	Die Leistungsfähigkeit des Energy-only-Marktes und die aktuellen Kapazitätsmarkt-Vorschläge in der Diskussion	Feb 2015	2050	Nur Vergleich der Studien 36 und 37 -> nicht weiter betrachtet	ja
39	Öko-Institut	EEG 3.0			Vermarktungserlöse -> Nicht weiter betrachtet	nein

Quelle	Kostenkategorien												
	Gesamtkosten	Fixkosten (Kapitalkosten)								Variable Kosten			
	in Klammer: Anwendungsbereich	Ausbau EE-Strom	Ausbau EE-Wärme	Reservekapazitäten	Netzausbau	Speichertechnologien	Effizienztechnologien	Gebäude-sanierung	Vermiedene Inv.kosten in konvent. Energie	Notwendige Ersatzinvestitionen Bestand	Interne Betriebs- u. Wartungskosten	Vermied. externe Kosten	
21 FÖS	✓ (Strom)												
22 Nitsch und Pregger	✓ (Strom)												
23 Fraunhofer ISE	✓ (Strom, Wärme, Verkehr)	✓		✓	✓								
24 Nitsch													
25 Prognos und IAEW	✓ (Strom)	✓		✓	✓								
26 Prognos, EWI und GWS	✓ (Strom, Wärme, Verkehr)												
27 arrhenius	✓ (Strom)												
28 Enervis	✓ (Strom)												
29 Fraunhofer IWES	✓ (Strom, Wärme, Verkehr)	✓			✓			✓					
30 Fraunhofer IWES	✓ (Strom)	✓		✓		✓							
31 FENES, IAEW, ef.Ruhr, ISEA	✓ (Strom)												
32 PwC	✓ (Strom)	✓		✓							✓		
33 Prognos													
34 Agora Energiewende													
35 DIW													
36 Frontier Economics und Consentec	✓ (Strom)												
37 r2b	✓ (Strom)												
38 Öko-Institut und LBD													
39 Öko-Institut													

Alternative Darstellung												
Quelle	Stromgestehungskosten						Spezifische Investitionskosten					
	PV Dach (€/kWh)	PV Freifläche (€/kWh)	Wind onshore (€/kWh)	Wind offshore (€/kWh)	Weitere Technologien EE	Fossile Technologien	PV Dach (€/kWh)	PV Freifläche (€/kWh)	Wind onshore (€/kWh)	Wind offshore (€/kWh)	Weitere Technologien EE	Fossile Technologien
21 FÖS												
22 Nitsch und Pregger	✓ ¹	✓ ¹	✓ ¹	✓ ¹	✓ ¹							
23 Fraunhofer ISE							✓	✓	✓			
24 Nitsch	✓ ¹	✓ ¹	✓ ¹	✓ ¹	✓ ¹							
25 Prognos und IAEW	✓	✓	✓	✓	✓		✓	✓	✓	✓		
26 Prognos, EWI und GWS							✓	✓	✓	✓		✓
27 arrhenius												
28 Enervis												
29 Fraunhofer IWES							✓	✓	✓	✓		
30 Fraunhofer IWES	✓	✓	✓	✓								
31 FENES, IAEW, ef.Ruhr, ISEA												
32 PwC												
33 Prognos	✓	✓	✓		✓		✓	✓	✓	✓		
34 Agora Energiewende	✓	✓	✓				✓	✓	✓			
35 DIW							✓					
36 Frontier Economics und Consentec												
37 r2b												
38 Öko-Institut und LBD												
39 Öko-Institut												

✓ Für diese Kostenkategorien werden Kosten genannt

(✓)¹Hier liegen differenzierte Werte vor, in den Studien selbst werden jedoch nur Mittelwerte gezeigt.

3.4 Einordnung der Ergebnisse und Vergleiche

Die Ausführungen zu den verwendeten Metriken zeigen erneut die potentiellen Fallstricke beim Vergleich der Studienergebnisse auf. Zudem macht die Übersicht der betrachteten Studien in Tabelle 11 deutlich, dass kaum eine Studie die gleichen Kostenparameter betrachtet bzw. dass kaum genau die gleichen Abgrenzungen, Definitionen und Darstellungen verwendet werden. Daher ist ein Vergleich

der Ergebnisse nur schwer möglich und mit Vorsicht zu interpretieren. Im Folgenden werden einige Vergleiche für die wichtigsten Darstellungsformen aufgeführt.

Die detaillierten Angaben zu den Kostenschätzungen der verschiedenen Studien sind im Anhang 3 zu finden.

Vergleich der Investitionskosten absolut

Während bei der ersten Auswertung zu den Kosten der Energiewende häufig die absoluten Investitionskosten als Indikator dargestellt wurden, wird diese Darstellungsform beim aktuellen Update nur noch in zwei Studien verwendet. Der Schwerpunkt scheint stärker bei der Darstellung der Gesamtsystemkosten zu liegen.

Obwohl der Zeitraum der beiden betrachteten Studien mit Fokus auf absolute Investitionskosten ungefähr vergleichbar ist, liegen die Schätzungen zu den Investitionskosten um einen Faktor 3 auseinander. Dies ist auf die sehr unterschiedlichen Szenarien zurückzuführen. Prognos, EWI und GWS (2014) betrachten die Investitionskosten zur Erreichung der Ziele der Bundesregierung (Energiekonzept), Fraunhofer IWES (2014) geht von einer Vollversorgung mit EE für das gesamte Energiesystem aus. Da dies auch einen kompletten Umstieg auf Elektromobilität sowie eine vollständig erneuerbare Wärmeversorgung bedeutet, fallen deutlich höhere Investitionskosten an.

Tabelle 12: Vergleich der Investitionskosten absolut (dargestellt in Mrd. EUR für den relevanten Zeitraum)

Nr.	Quelle	Zeitraum	Fokus	Szenarien	Mrd.€/Zeitraum
26	Prognos, EWI und GWS (2014)	2014-2050	Strom, Wärme, Verkehr	Investitionskosten zur Erreichung Zielszenario	450
29	Fraunhofer IWES (2014a)	2011-2050	Strom, Wärme, Verkehr	Investitionskosten zur Erreichung 100% erneuerbares Energiesystem	1500

Vergleich der Gesamtsystemkosten, kumuliert und jährlich

Die Schätzungen zu den Gesamtsystemkosten sind insgesamt noch schwieriger zu interpretieren, da Annahmen zu Brennstoffpreisen, CO₂-Preisen und anderen variablen Kostenelementen berücksichtigt werden müssen. Zudem werden die Gesamtsystemkosten teilweise nur in Form von Differenzkosten zweier Szenarien dargestellt, was einen Vergleich weiter erschwert, da nie die gleichen zwei Szenarien betrachtet werden.

- ▶ Drei der betrachteten Studien machen Aussagen zu den kumulierten Gesamtsystemkosten, wobei davon nur eine die absoluten Kosten ausweist (PwC 2014). Diese Schätzung liegt am oberen Rand der in der ersten Auswertung zu den Kosten der Energiewende identifizierten Schätzungen.
- ▶ Die anderen beiden Studien zeigen auf, dass die Energiewende im Vergleich zu einem fossilen Szenario zu Nettonutzen führen kann, dass dies aber abhängig von Betrachtungsfokus und Zeitraum ist (z.B. nur Betrachtung Neuanlagen vs. Bestands- und Neuanlagen, FÖS 2013).

- Nitsch und Pregger (2013) zeigen zudem die Bedeutung der Preisbildung am Strommarkt auf.

Tabelle 13: Vergleich der Gesamtsystemkosten kumuliert (dargestellt in Mrd. EUR für den relevanten Zeitraum)

Nr.	Quelle	Zeitraum	Fokus	Szenarien	Mrd. €/Zeitraum
21	FÖS (2013)	2013-2030	Strom	Differenzkosten EW Bestands- und Neuanlagen	4
		2013-2030	Strom	Differenzkosten EW nur Neuanlagen	-54
		2013-2040	Strom		-210
		2013-2050	Strom		-522
22	Nitsch & Pregger (2013)	2013-2030	Strom	Differenzkosten EW Bestands- und Neuanlagen bei Preisbildung Grenzkosten	319
		2013-2040	Strom		309
		2013-2050	Strom		130
		2013-2030	Strom	Differenzkosten EW Bestands- und Neuanlagen bei Preisbildung Vollkosten	240
		2013-2040	Strom		103
		2013-2050	Strom		-286
32	PWC (2014)	2014-2050	Strom	Gesamtsystemkosten	735

Vier der betrachteten Studien weisen zudem jährliche Gesamtsystemkosten aus. Auch hier wird die große Bandbreite der Schätzungen deutlich, wobei der Betrachtungsfokus für eine abschließende Interpretation noch weiter konkretisiert werden müsste, was im Rahmen der hier erstellten Übersicht nicht möglich war. Es ist davon auszugehen, dass arrhenius (2014) mit nur ca. halb so hohen Kostangaben nicht die gleichen Kostenelemente berücksichtigen wie Prognos/IAEW (2014) oder Fraunhofer IWES (2014).

Tabelle 14: Vergleich der Gesamtsystemkosten jährlich (dargestellt in Mrd. EUR/Jahr)

Nr.	Quelle	Zeitraum	Fokus	Szenarien	Mrd. €/a
23	Fraunhofer ISE (2013)	2013-2050	Strom, Wärme, Verkehr		173
25	Prognos und IAEW (2014)	2035	Strom	BAU-Szenario	65
		2050			71
		2035	Strom	Szenario Effizienz-Plus	55
		2050			56
		2035	Strom	Szenario Energiekonzept	52
		2050			50
27	arrhenius (2014)	2050	Strom	EE-Szenario Basis (80% Erneuerbare bis 2050)	35 - 36
		2050	Strom	EE-Szenario hoch	37 - 38
		2050	Strom	Konventionelles Szenario Basis (mind. 50% fossil)	33 - 37
		2050	Strom	Konventionelles Szenario hoch	37 - 45
30	Fraunhofer IWES (2014)	2050	Strom	Ausbauszenario optimiert	63,5
		2050	Strom	Ausbauszenario onshore	64,5
		2050	Strom	Ausbauszenario PV	69,7

Vergleich der Kosten der Einführung eines Kapazitätsmechanismus

Da mit dem Grünbuch des BMWi die Diskussion um einen Kapazitätsmechanismus (KM) wieder stärker in den Vordergrund gerückt ist, wurden auch einige Studien genauer beleuchtet, welche hierzu Kostenschätzungen erstellten. Drei der betrachteten Studien enthalten dazu quantitative Aussagen, die alle als Differenzkosten eines Marktsystems mit einer Form von Kapazitätsmechanismus/Leistungsmarkt gegenüber dem heutigen EOM dargestellt sind. Hier ist erstaunlich, dass die Schätzungen breit streuen und von deutlichem Nettotonutzen (Enervis 2014) bis zu leichten Nettokosten (Frontier Economics und Consentec 2014 und r2b 2014) reichen. Die Ergebnisse der Analyse von Enervis (2014) zeigen, dass bei Einführung eines dezentralen Leistungsmarktes (DLM) die kumulierten Systemkosten im Zeitraum 2014-2034 um 24 bis 27 Mrd. EUR niedriger lägen, als bei Weiterführung des Energy-only-Marktes (EOM). Die beiden anderen Studien weisen positive Differenzkosten im Vergleich zur Weiterführung des EOM auf.

Tabelle 15: Vergleich der Differenzkosten eines Marktdesigns mit Kapazitätsmechanismus (in Mrd. EUR/Zeitraum)

Nr.	Quelle	Zeitraum	Fokus	Szenarien	Differenzkosten in Mrd. €/Zeitraum
28	enervis (2014)	2014-2034	Strom	Szen DZ 55 Flex 55 im Vergleich zu Szen EOM	-27
		2014-2034	Strom	Szen DZ 80 o. Flex im Vergleich zu Szen EOM 80	-24
36	Frontier Economics und Consentec (2014)	2015-2039	Strom	Szenario Reserve	2
		2015-2039	Strom	Szenario Reserve (höhere Leistungsvorhaltung (LV))	3
		2015-2039	Strom	Szenario Umfassender KM	2
		2015-2039	Strom	Szenario Umfassender KM (höhere LV)	9
		2015-2039	Strom	Szenario Fokussierter KM	6
		2015-2039	Strom	Szenario Fokussierter KM (höhere LV)	13
37	r2b (2014)	2014-2030	Strom	EOM 2.0 mit Reserve	1,6
		2014-2030	Strom	Zentrale Kapazitätsmärkte	5 - 6
		2014-2030	Strom	Dezentraler Kapazitätsmarkt mit Pönale von €10.000/MW	2
		2014-2030	Strom	Dezentraler Kapazitätsmarkt mit Pönale von €20.000/MW	2,2

Vergleich der Stromgestehungskosten

Sechs der betrachteten Studien enthalten Aussagen zu den zukünftigen Stromgestehungskosten erneuerbarer und/oder fossiler Energieträger. Hier zeigen die betrachteten Studien in dieselbe Wirkungsrichtung und erwarten für alle Technologien einen Rückgang der Stromgestehungskosten bis 2050. Die Stromgestehungskosten finden als Annahme Eingang in die anderen Darstellungsformen zu Gesamtsystemkosten und sind somit als Indikator mit deutlich weniger Unsicherheiten behaftet.

- ▶ Für Photovoltaik wird in den meisten Studien bis 2050 ein Rückgang der Stromgestehungskosten auf ca. 7 EURct/kWh erwartet (von im Jahr 2012 9,8 bis 12,2 EURct/kWh für Dachflächenanlagen und 8,7 bis 8,9 EURct/kWh für Freiflächenanlagen, Quelle: Agora Energiewende 2013). Prognos (2013) erwartet diesen Rückgang jedoch nur für den Süden Deutschlands.
- ▶ Für Wind onshore liegen die Schätzungen der Studien in derselben Größenordnung von ca. 7 EURct/kWh bis 2050, wobei Prognos (2013) auch hier wieder nur von einer entsprechenden Kostendegression an den optimalen Standorten ausgeht. Für Wind offshore liegen weniger Kostenschätzungen vor, die sich in einer Bandbreite von ca. 7-8 EURct/kWh in 2050 bewegen.
- ▶ Für Biomasse/Biogas unterscheiden sich die Schätzungen ebenfalls wenig und weisen gegenüber heute kaum eine weitere Kostendegression auf. Für Geothermie und Wasserkraft liegen die jeweiligen Bandbreiten dagegen deutlich weiter auseinander, wobei genau zu analysieren wäre, welche Standorte und Annahmen in den Studien berücksichtigt werden.

Tabelle 16: Vergleich der Stromgestehungskosten (in EURct/kWh)

Nr.	Quelle	Zeitpunkt	PV Dach	PV Freifläche	Wind onshore	Wind offshore	Biomasse/ Biogas	Geothermie	Wasserkraft	Mittelwert	Mittelwert EE	Mittelwert fossil	
22	Nitsch & Pregger (2013)	2030	-	-	-	-	-	-	-	8,8	7,66	9,6 - 10,7	
		2050	-	-	-	-	-	-	-	6,88	6,6	11,7 - 13,3	
24	Nitsch (2014)	2030	-	-	-	-	-	-	-	8,3	7,9		
		2050	-	-	-	-	-	-	-	6,9	6,5		
25	Prognos und IAEW (2014)	2030		9,4	7,4	9,2	14,9	17,8	7,2	-	-	-	
		2050		7,4	6,2	7,9	15	11,4	7,1	-	-	-	
27	arrhenius (2014)	2050		7	6	7	14,8		4,9	-	-	-	
30	Fraunhofer IWES (2014)	2050		7,1	6,1	6,9		-	-	6,3 - 6,6	-	-	
33	Prognos (2013)	2035 Region 1 Nord	14,2	10,7	6,6	-	11,2 - 14,,7	-	-	-	-	-	-
		2055 Region 1 Nord	13	9,2	5,6	-	11,4 - 14,7	-	-	-	-	-	-
		2035 Region 2 Nord-Mitte	13,4	9,9	4,7	-	11,2 - 14,,7	-	-	-	-	-	-
		2055 Region 2 Nord-Mitte	12,3	8,5	6,6	-	11,4 - 14,7	-	-	-	-	-	-
		2035 Region 3 Mitte-Süd	12,7	9,4	8,8	-	11,2 - 14,,7	-	-	-	-	-	-
		2055 Region 3 Mitte-Süd	11,6	8,1	7,7	-	11,4 - 14,7	-	-	-	-	-	-
		2035 Region 4	12,1	8,7	9,6	-	11,2 - 14,,7	-	-	-	-	-	-
		2055 Region 4	11,1	7,5	8,4	-	11,4 - 14,7	-	-	-	-	-	-

Vergleich der spezifischen Investitionskosten

Sieben der betrachteten Studien zeigen spezifische Investitionskosten für erneuerbare und fossile Energien auf. Diese spezifischen Investitionskosten weisen noch einmal eine Unsicherheitsebene weniger auf als die Stromgestehungskosten, da sie nur die fixen Kostenelemente berücksichtigen (Stromgestehungskosten beinhalten zudem die variablen Kosten). Sie gehen als Annahme in die Stromgestehungskosten ein. Hier ist insgesamt eine relativ geringe Bandbreite der Kostenschätzungen zu beobachten; lediglich für die Entwicklung der Photovoltaik scheint es eher konservative und sehr optimistische Schätzungen bis 2050 zu geben.

Tabelle 17: Vergleich der spezifischen Investitionskosten (in EUR/kW)

Nr.	Quelle	Zeitpunkt	PV Dach (€/kW)	PV Freifläche (€/kW)	Wind onshore (€/kW)	Wind offshore (€/kW)	Braunkohle (€/KW)	Steinkohle (€/KW)	Erdgas
23	Fraunhofer ISE (2013)	2050		950	1150	1650	-	-	-
25	Prognos und IAEW (2014)	2030		930	1388	3100	-	-	-
		2050		740	1325	2850	-	-	-
26	Pronos, EWI und GWS (2014)	2030	935	785	1188	2350 - 2585	-	-	-
		2050	734	584	1073	2010 - 2100	1500 - 1600	1200 - 1650	
27	arrhenius (2014)	2050					2200	2000	500 - 1000
29	Fraunhofer IWES (2014)	2050	485	625	1010 - 1600	2500	-	-	-
33	Prognos (2013)	2035	1200	925	1400 - 1785	2700 - 4000	-	-	-
		2055	850	450	1100 - 1430	2700	-	-	-
35	DIW (2013)	2020		750	-	-	-	-	-
		2030		600	-	-	-	-	-
		2050		425	-	-	-	-	-

Fazit und Zusammenfassung: Die Kosten der Energiewende

- ▶ Das Update zu den Kosten der Energiewende zeigt erneut die Schwierigkeiten und Stolperfallen beim Vergleich zu Kostenschätzungen der Energiewende auf. Die Aussagen der neu betrachteten Studien sind eher noch differenzierter zu betrachten, als die Aussagen der ersten Auswertung im Sommer 2013. Insbesondere sind die Szenarien noch stärker differenziert bzw. bei Differenzkostenschätzungen die Kosten des jeweiligen Alternativszenarios einer fossilen Stromerzeugung deutlich umfassender analysiert. Dies bedeutet, dass Schätzungen zu den Kosten der Energiewende eher noch mit mehr Vorsicht interpretiert und verglichen werden müssen, da kaum dieselben Annahmen, Szenarien und Zeiträume betrachtet werden. Gerade die geringe Vergleichbarkeit birgt Gefahren für schnelle Interpretationen. Insbesondere in der politischen Kommunikation sollte daher mit den entsprechenden Werten vorsichtig umgegangen werden.
- ▶ Erfreulich ist, dass die Kostenschätzungen deutlich stärker auf Gesamtsystemkosten fokussieren und nicht mehr nur allein die Investitionskosten betrachten. Hierdurch erschwert sich jedoch der Vergleich, da die Generierung von Gesamtsystemkosten mehr Annahmen erfordert, da auch Betriebskosten in die Schätzungen eingehen.
- ▶ Um die Unsicherheiten bei den Kostenschätzungen zu reduzieren, wurden für das Update zu den Kosten der Energiewende auch Aussagen zu zukünftigen Stromgestehungskosten und spezifischen Investitionskosten ausgewertet. Hier zeigt sich, dass die Bandbreiten deutlich geringer ausfallen als bei den Schätzungen zu den Gesamtsystemkosten.
- ▶ Weiterer Handlungsbedarf scheint wiederum bei den Analysen zur Bedeutung von Kapazitätsmechanismen gegeben. Hier liegen aus drei Studien Schätzungen zu den Differenzkosten vor (Kapazitätsmarkt vs. bisheriger EOM), deren Schätzungen breit streuen und von deutlichem Nettotonnen bis zu Nettokosten reichen.
- ▶ Im Vergleich zur Leitstudie lassen sich nur wenig Aussagen machen. Die Leitstudie stellt Differenzkosten dar, während die meisten neu analysierten Studien sich auf Gesamtsystemkosten

beziehen. Die Leitstudie weist ferner die Kosten für den Ausbau der Erneuerbaren Energien bis 2050 aus, die aber wiederum nicht mit den Gesamtsystemkosten vergleichbar sind, da nur eine Komponente der Energiewendekosten betrachtet wird.

Anhang 4: Übersicht der bearbeiteten Studien und deren Themenschwerpunkte

Die folgende Übersicht zeigt, von welchen Studien ein Faktenblatt erstellt wurde und mit welchen Themen sich die Studien befassen. Die Studien sind nach Veröffentlichungsdatum angeordnet und nummeriert. Die Nummern entsprechen den Kapitelnummern der Faktenblätter.

Nr	Autoren	Studie Titel	Fokus			Themenschwerpunkt							
			Strom	Wärme	Verkehr	Energie- markt- design	Reform EEG/ Förderung EE	Kapazitäts- mechanis- men	Kosten der EW	Flexibilitäts- optionen	KWK	Energie- effizienz	Sonstige
1	Consentec (2012)	Praktikabel umsetzbare Ausgestaltung einer Strategischen Reserve	x	x	x			x					
2	Öko-Institut, LBD Beratungsgesellschaft, RAUE-LLP (2012)	Fokussierte Kapazitätsmärkte	x	x				x					
3	Dena, Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen (2012)	Integration der erneuerbaren Energien in den deutsch-europäischen Strommarkt	x	x		x							
4	Institut für Zukunfts-EnergieSysteme (IZES) (2012)	Kompassstudie Marktdesign	x	x	x	x							
5	Prognos (2012)	Bedeutung der thermischen Kraftwerke für die Energiewende	x	x	x	x							
6	enervis energy advisors GmbH und BET (2013)	Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland	x	x	x	x							
7	The Boston Consulting Group (BCG) (2013)	Trendstudie 2030+	x	x	x	x							
8	Consentec und Fraunhofer IWES (2013)	Kostenoptimaler Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland	x	x					x				

Nr	Autoren	Studie Titel	Fokus			Themenschwerpunkt								
			Strom	Wärme	Verkehr	Energie- markt- design	Reform EEG/ Förderung EE	Kapazitäts- mechanis- men	Kosten der EW	Flexibilitäts- optionen	KWK	Energie- effizienz	Sonstige	
9	MVV Energie, arrhenius consult, Ecofys, TAKON (2013)	Wege in ein wettbewerbliches Strommarktdesign für erneuerbare Energien	x			x								
10	Monopolkommission (2013a)	Wettbewerb in Zeiten der Energiewende	x	x	x	x								
11	Monopolkommission (2013b)	Wettbewerb in Zeiten der Energiewende - Teil Fördermechanismen EE	x	x	x		x							
12	Prof. Dr. Peter Bofinger (2013)	Förderung fluktuierender erneuerbarer Energien: Gibt es einen dritten Weg?	x				x							
13	SRU (2013)	Den Strommarkt der Zukunft gestalten – Sondergutachten des SRU	x	x	x	x								
14	IZES gGmbH, Prof. Dr. Peter Bofinger, BET (2013)	Stromsystem-Design: Das EEG 2.0 und Eckpfeiler eines zukünftigen Regenerativwirtschaftsgesetzes	x	x	x		x							
15	Fraunhofer ISE (2013)	Energiesystem Deutschland 2050	x	x	x	x								
16	Nitsch (2014)	Szenarien der deutschen Energieversorgung vor dem Hintergrund der Vereinbarungen der Großen Koalition	x	x	x	x								
17	DLR et al. (2013)	BETTER – Bringing Europe and Third countries closer together through renewable Energies WP3: Prospects for Renewable Energy Exports from North Africa to EU	x											x

Nr	Studie		Fokus			Themenschwerpunkt							
	Autoren	Titel	Strom	Wärme	Verkehr	Energie- markt- design	Reform EEG/ Förderung EE	Kapazitäts- mechanis- men	Kosten der EW	Flexibilitäts- optionen	KWK	Energie- effizienz	Sonstige
18	Prognos AG und IAEW (2014)	Positive Effekte von Energieeffizienz auf den deutschen Strommarkt	x									x	
19	Öko-Institut (2014a)	Konzept, Gestaltungselemente und Implikationen eines EEG-Vorleistungsfonds	x				x						
20	Enervis (2014a)	Der „ideale Kraftwerkspark“ der Zukunft	x			x							
21	Enervis (2014b)	Einführung eines dezentralen Leistungsmarktes in Deutschland	x					x					
22	ef.Ruhr, FENES, IAEW, ISEA (2014)	Stromspeicher in der Energiewende	x	x	x					x			
23	Prognos AG, Fraunhofer IFAM, IREES und BHKW-Consult (2014)	Potential- und Kosten-Nutzen-Analyse zu den Einsatzmöglichkeiten von Kraft-Wärme-Kopplung (Umsetzung der EU-Energieeffizienzrichtlinie) sowie Evaluierung des KWKG im Jahr 2014	x	x							x		
24	Öko-Institut (2014b)	Erneuerbare-Energien-Gesetz 3.0 – Konzept einer strukturellen EEG Reform auf dem Weg zu einem neuen Strommarktdesign	x				x						
25	DIW (2014)	Szenarien einer nachhaltigen Kraftwerksentwicklung in Deutschland	x			x							
26	FÖS (2015)	Was Strom wirklich kostet	x						x				
27	LBD Beratungsgesellschaft mbH (2015)	Die Rolle der Kraft-Wärme-Kopplung in der Energiewende	x	x							x		
28	Connect Energy Economics (2015)	Aktionsplan Lastmanagement	x							x			

Nr	Studie		Fokus			Themenschwerpunkt							
	Autoren	Titel	Strom	Wärme	Verkehr	Energie- markt- design	Reform EEG/ Förderung EE	Kapazitäts- mechanis- men	Kosten der EW	Flexibilitäts- optionen	KWK	Energie- effizienz	Sonstige
29	Fraunhofer IWES (2015)	The European Power System in 2030: Flexibility Challenges and Integration Benefits	x										x
30	SDSN, IDDRI, Wuppertal Institut (2015):	Pathways to deep decarbonization in Germany	x	x	x	x							
31	IRENA (2015)	A renewable energy roadmap, Renewable energy prospects Germany	x	x	x	x							
32	Fraunhofer ISE (2015)	Was kostet die Energiewende?	x	x	x				x				
33	enervis energy advisors (2015)	Der Klimaschutzbeitrag des Stromsektors bis 2040. Entwicklungspfade für die deutschen Kohlekraftwerke und deren wirtschaftliche Auswirkungen.	x			x							
34	Ecofys (2016)	Ecofys (2016): Flex-Efficiency – Ein Konzept zur Integration von Effizienz und Flexibilität bei industriellen Verbrauchern	x							x		x	

