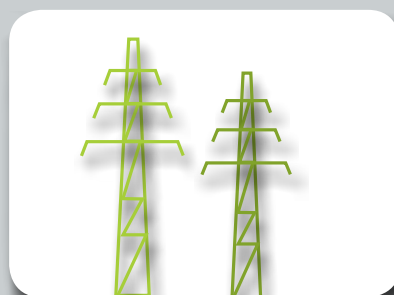
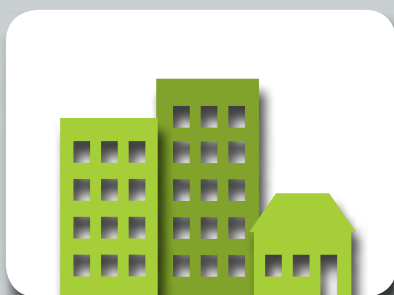
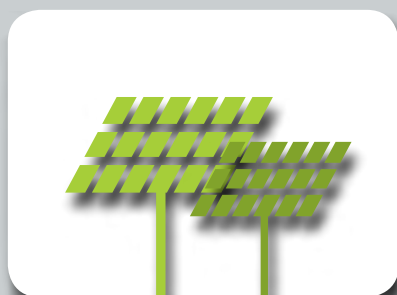
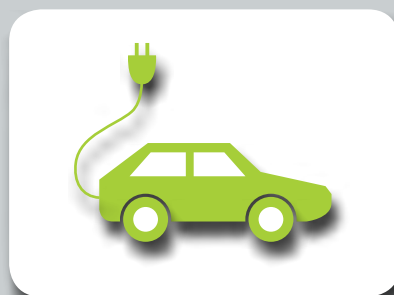
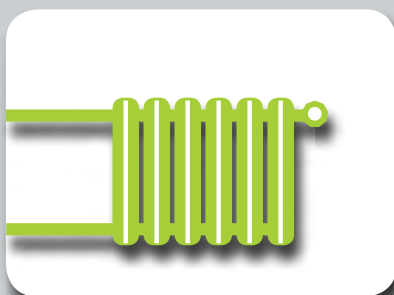
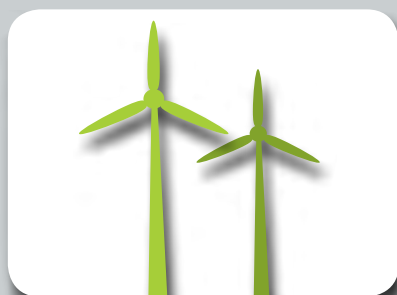


GESCHÄFTSMODELL ENERGIEWENDE

Eine Antwort auf das »Die-Kosten-der-Energiewende«-Argument



GESCHÄFTSMODELL ENERGIEWENDE

Eine Antwort auf das
»Die-Kosten-der-Energiewende«-Argument«

Prof. Dr. Clemens Hoffmann

**Norman Gerhardt, Fabian Sandau, Britta Zimmermann,
Dr. Carsten Pape, Dr. Stefan Bofinger**

Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik, IWES

1. Auflage, Kassel, Januar 2014

2. Auflage (überarbeitet), Kassel, April 2015

Inhalt

1
Zusammenfassung 4

2
Projektdefinition 6

3
Projektgröße 7

3.1
Analyse der zukünftigen Verbrauchssektoren 7

3.2
Ableitungen eines Vollversorgungsszenarios 2050..... 11

3.3
Zusammensetzung des Erzeugungsmix 12

3.4
Energiesystemtechnische Infrastrukturen 14

3.5
Ableitung des gesamten Investitionsvolumens..... 15

4
Finanzierungsplan der Energiewende 17

4.1
Grundmodell des Finanzierungsplans 17

4.2
Feinsteuerung des Wachstums des Industriesektors »Energieinfrastrukturen« 18

4.3
Modellrechnung zur Finanzierung der Energiewende 20

5
Politische Implementierung 25

6
Fazit.....26

7
Literatur 27

1

Zusammenfassung

Aktuell prägen vor allem die Kosten der Energiewende die öffentliche und politische Diskussion. Dabei wird verkannt, dass die Energiewende ein risikoarmes Investitionsvorhaben mit positiver Gewinnerwartung darstellt. Aus diesem Grund hat das Fraunhofer IWES in dem vorliegenden Forschungsprojekt einen Vorschlag zur Finanzierung der Energiewende erarbeitet. Diese Arbeit wurde im Rahmen der »Herkulesprojekt Energiewende«-Aktivitäten des Fraunhofer IWES durchgeführt.

Den Investitionen in neue kapitalkostenintensive Technologien sind dabei die sukzessive zurückgehenden Kosten für fossile Brennstoffe der alten betriebskostenintensiven Technologien gegenüberzustellen. Das neue Energieversorgungssystem wird von Wind- und Sonnenenergie bestimmt sein, die neben dem Stromsektor auch die Bedürfnisse im Verkehrs- und Wärmesektor decken werden. Das Ergebnis der umfangreichen Berechnungen zeigt, dass die Finanzierbarkeit des Gesamtprojekts Energiewende auch unter sehr konservativen Annahmen möglich ist (d. h. ohne steigende Brennstoffpreise und CO₂-Schadenskosten). Selbst sehr ambitionierte Klimaziele, wie eine erneuerbare Vollversorgung statt nur einer Reduktion der Treibhausgase um 80 % sind wirtschaftlich darstellbar. Das Kostenargument sollte somit im Kontext klimapolitischer Entscheidungen auf die Bilanzierung des Gesamtgeschäfts mit Kosten und Erlösen korrigiert werden.

Unter den Rahmenbedingungen eines gleichbleibenden Preisniveaus für Primärenergie des Jahres 2011 ergibt sich eine Verzinsung der gesamten Investitionen von 2,3 % inflationsbereinigt (siehe Abb. 1 und Kapitel 4). Je weiter man den Betrachtungshorizont über das Jahr 2050 hinaus fortschreibt, um so höher ist die zu erwartende Rendite, da die Ausgaben für das zukünftige Repowering der Erneuerbaren-Energien-Anlagen nur noch einen Bruchteil der vermiedenen Brennstoffkosten ausmachen werden.

Wenn Preissteigerungen für Öl und Erdgas über den Betrachtungszeitraum bis 2050 angenommen werden, erhöht sich die Rentabilität weiter. Mit Berücksichtigung der Preissteigerungen (real) des Preispfads des Netzentwicklungsplans NEP 2014 (lineare Fortschreibung) [BNetzA 2013] oder des BMU-Klimaschutzszenarios 2050 [Öko-Institut, ISI, 2013] ergibt sich eine Verzinsung der gesamten Investitionen von 4,0 bis 6,7 % – inflationsbereinigt.

Nicht berücksichtigt sind in dieser Bilanzierung die positiven Rückwirkungen auf die Gesamtwirtschaft, die durch die starke, dauerhafte Investitionstätigkeit in eine produktive Infrastruktur ausgelöst werden (Wirtschaftswachstum, Arbeitsplätze). Nicht berücksichtigt sind weiterhin die Subventionen für konventionelle Kraftwerke und Brennstoffe, welche gegenwärtig noch geleistet werden.

Die Energiewende sollte somit als industriell-politisches Großprojekt nach Maßstäben modernen Projekt-Managements geführt werden. Notwendig ist eine klare Festlegung der Ziele, die Ableitung eines Mengengerüsts für die benötigte Infrastruktur und ein Finanzierungsplan. Durch die gewonnene Überzeugung einer grundsätzlichen Wirtschaftlichkeit sollte der nächste Schritt die politische Implementierung des Finanzierungsplans sein. Der Schlüssel hierzu liegt darin, die Brennstoffeinsparungen im Verkehrs- und Wärmesektor für die Gegenfinanzierung des Ausbaus Erneuerbarer Energien (EE) im Stromsektor nutzbar zu machen. Hierdurch erscheint ein Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), welches die Differenzkosten eines Jahres ausschließlich im Stromsektor auf die Verbraucher verteilt, mittelfristig nicht mehr zeitgemäß. In der politischen Diskussion sollte die energiesektorübergreifende langfristige Verteilung der Kosten und Einsparpotenziale berücksichtigt werden.

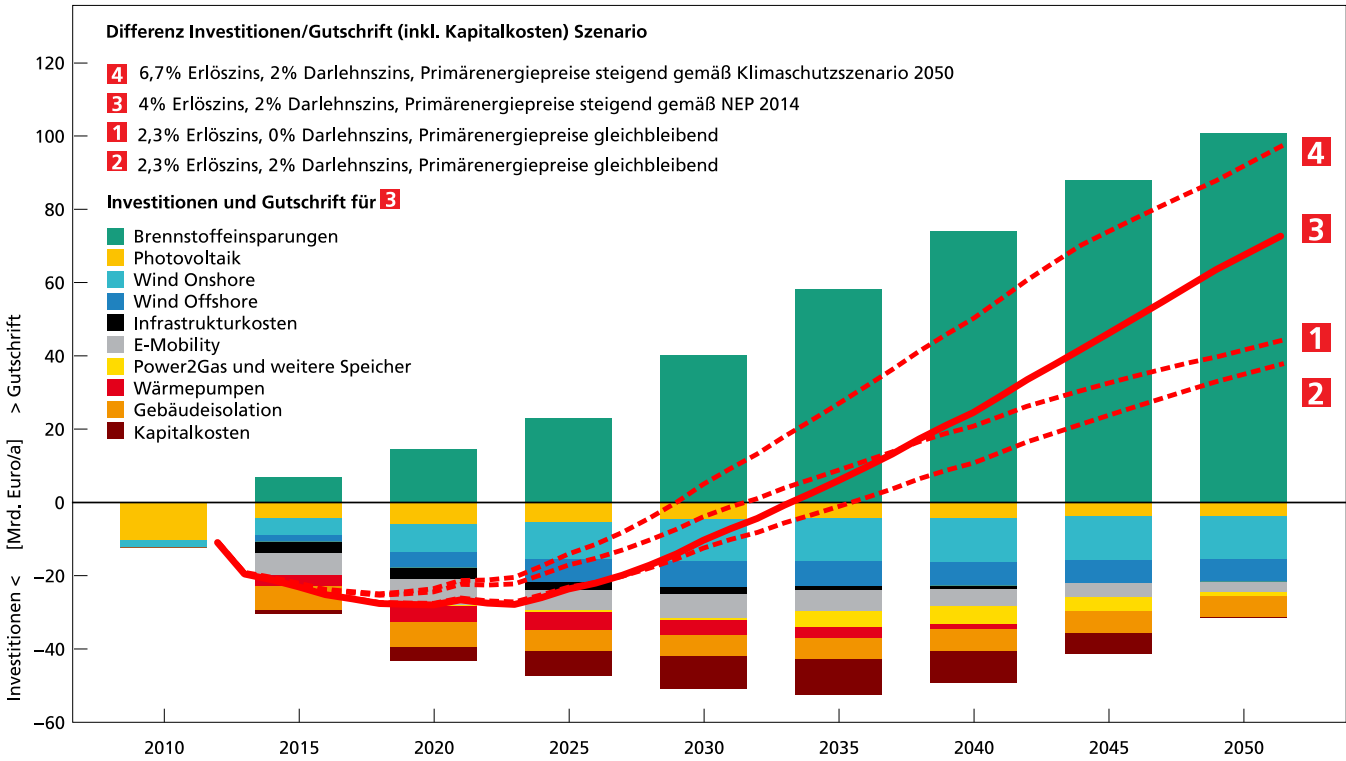


Abb. 1:
Kosten- und Erlösbetrachtung
des Projekts Energiewende bei
verschiedenen Annahmen

2 Projektdefinition

Investition in die Energiewende

Aktuell prägen die Kosten der Energiewende die öffentliche Wahrnehmung und politische Diskussion. Verbunden wird diese Diskussion mit dem Bezug zur Subvention des Ausbaus erneuerbarer Energien und deren Rechtfertigung aus Gründen des Klimaschutzes einerseits und der notwendigen Begrenzung der Preissteigerungen für Stromverbraucher andererseits. Dieser Pro- und Contra-Ansatz der Diskussion verkennt aber einen grundlegenden Punkt: Die Energiewende ist ein hoch attraktives Geschäft mit enormen Gewinnmöglichkeiten.

Abb. 2:
Energiewende als Großprojekt



Die Rendite der Energiewende

Die Ausgaben, die während der Durchführung der Energiewende anfallen, müssen vor allem als Investition in eine neue Energie-Infrastruktur betrachtet werden. Der Begriff »Kosten der Energiewende« greift zu kurz. Wirtschaftlich gesehen bedeutet die Energiewende, dass durch Investitionen in neue kapitalkostenintensive Technologien (CAPEX)¹ die alten betriebskostenintensiven Technologien (OPEX)² abgelöst werden. Deshalb müssen die Ersparnisse durch verminderte Primärenergiekosten und -importe den Investitionen in die Energiewende gegenübergestellt werden. Viele nationale und internationale Kapitalgeber suchen heutzutage verstärkt nach stabilen Anlagemöglichkeiten. Eine Anlage, deren Rendite von der Leistungsfähigkeit der deutschen Industriegesellschaft abgesichert wird, gehört zu den attraktivsten Anlagen überhaupt.

Ziel der Transformation

Ziel der gesamten Transformation ist es, den Verbrauch der drei Energiesektoren Strom, Wärme und Verkehr durch Erneuerbare Energien (EE) und Energieeffizienz zu decken. Dabei ist zu berücksichtigen, dass dieser Verbrauch in Deutschland fast für die gesamten anfallenden CO₂-Emissionen verantwortlich ist und den Hauptteil des Primärenergieverbrauchs ausmacht (der restliche Verbrauch von Primärenergieträgern, insbesondere von Mineralöl, entfällt auf ihre stoffliche Nutzung = nichtenergetischer Verbrauch). Ziel ist es dabei vor allem, dem Endverbraucher ein konstantes Preisniveau gegenüber dem Bezugsjahr 2011 zu gewährleisten. Das Jahr 2011 wurde gewählt, weil hier, verursacht durch die nukleare Katastrophe in Fukushima, der Ausbau erneuerbarer Energien und der Ersatz der Kernkraft zum übergreifenden Konsens in Öffentlichkeit und Politik wurde.

Das Energiewende-Projekt und die Klimafrage

Ein erfolgreiches deutsches Energiewende-Projekt wird den Verlauf zukünftiger Klimakonferenzen verändern. Anstelle des wiederholten Scheiterns der internationalen Klimakonferenzen von Kopenhagen, Cancún, Durban, Doha und Warschau tritt der Nachweis einer CO₂-freien Energieversorgung für eine mittelgroße Industrienation wie Deutschland mit 80 Millionen Einwohnern. Diese Setzung wird eine normative Kraft entfalten, die dem Kampf gegen den Klimawandel Aufwind verleihen wird.

¹ CAPEX CAPITAL Expenditure, Investitionsausgaben eines Unternehmens für längerfristige Anlagegüter, z. B. neue Geräte und Maschinen oder Immobilien

² OPEX OPERational Expenditure, Investitionsausgaben für den operativen Geschäftsbetrieb

3 Projektgröße

Gibt es einen Master-Plan?

Das Wort »Master-Plan« ist in der politischen Diskussion in Ungnade gefallen, weil dabei die Konnotation »Planwirtschaft« mitschwingt. Aber auch in Demokratien mit Marktwirtschaft stellt die Planung nationaler Großprojekte keinen Widerspruch dar. Die erfolgreiche Mondlandung wäre undenkbar gewesen ohne die sorgfältige Planung und Ausführung des Apollo-Projekts. Das »Herkules-Projekt« Energiewende ist ungleich bedeutungsvoller. Es muss sorgfältig geplant werden, damit es nicht zu groben Fehlinvestitionen kommt oder das Projektziel ganz verfehlt wird. Es ist politischer Konsens, dass eine Planung über Zeiträume von 30 bis 40 Jahren nicht jedes einzelne Detail festlegen darf. Sie muss einerseits eine dynamische Anpassung an zunehmend präziser fassbare Randbedingungen erlauben, andererseits aber genügend Stabilität bieten, damit große Investitionen sicher getätigt werden können.

Im Folgenden wird die bisher erreichte Detailtiefe dieser Planung dargestellt. Diese gliedert sich in:

1. Analyse der zukünftigen Verbrauchssektoren
2. Ableitung eines Vollversorgungsszenarios 2050
3. Festlegung des EE-Erzeugungs-Mix'
4. Energiesystemtechnische Infrastrukturen
5. Ableitung des gesamten Investitionsvolumens

Auf Basis eines so abgeleiteten Szenarios für das Zieljahr 2050 kann dann ein Finanzierungsplan für die gesamte Transformation des Energieversorgungssystems (2011-2050) abgeleitet werden (Kapitel 4).

3.1 Analyse der zukünftigen Verbrauchssektoren

Ausgehend von den bekannten gegenwärtigen Verbrauchsstrukturen und den durch die Transformation sich ergebenden neuen Verbrauchsstrukturen entwerfen wir das zukünftige Bild des Energieverbrauchs. Der gesamte Primärenergieverbrauch Deutschlands (Abb. 3) betrug 2011 3772 TWh (temperaturbereinigt +93 TWh, zzgl. Internationaler Schiffsverkehr +31 TWh = 3896 TWh). Der Anteil des nichtenergetischen Verbrauchs betrug dabei 285 TWh. Dieser besteht hauptsächlich aus Mineralöl für die stoffliche Nutzung. [AGEB 2013] [AGEE-Stat 2013]

Für die Treibhausgas-Emissionen sind vorrangig die direkten CO₂-Emissionen aus den Brennstoffen im Energiesektor verantwortlich, weniger jedoch die fossilen Primärenergieträger des nichtenergetischen Verbrauchs. Die nichtenergetischen Emissionen werden vor allem durch Treibhausgase aus Landwirtschaft, Industrieprozessen, Landnutzungsänderung und Abfall/Abwasser bestimmt. Um das 2-°C-Ziel [UNFCCC, 2009] zu erreichen, deutet sich nach den weltweit zu langsam greifenden Klimaschutzmaßnahmen an, dass langfristig national deutlich höhere Anstrengungen unternommen werden müssen. Dies setzt aus Sicht des IWES mindestens eine vollständige Deckung der Bedürfnisse der Energiesektoren Strom, Wärme und Verkehr (ohne den nichtenergetischen Sektor) durch den Einsatz Erneuerbarer Energien und eine gesteigerte Energieeffizienz voraus. Das Mindestziel des Energiekonzepts der Bundesregierung [BMW, BMU 2011] von -80 % CO₂-Emissionen wird dabei nicht ausreichen. Hierfür erscheint es eher geboten, das Maximalziel des Energiekonzepts von -95 % CO₂-Emissionen umzusetzen (Abb. 4).

Abb. 3:
Primärenergieverbrauch
2009, 2010, 2011

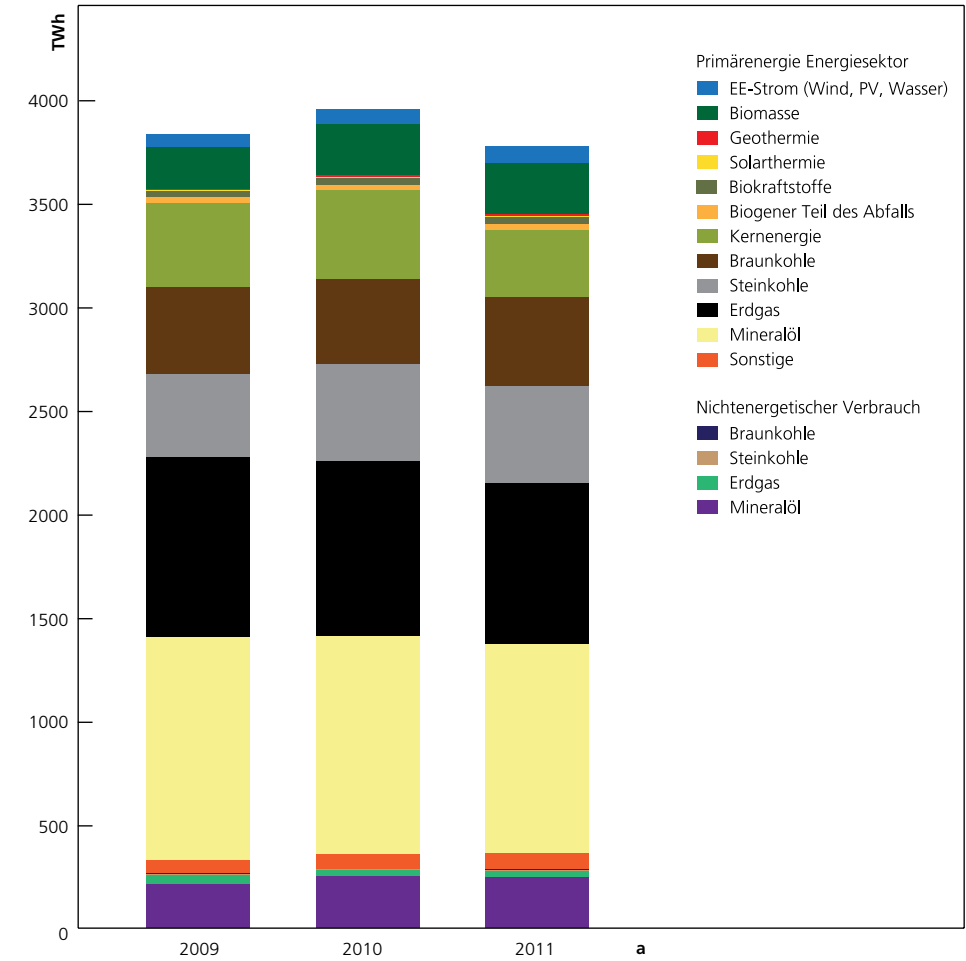
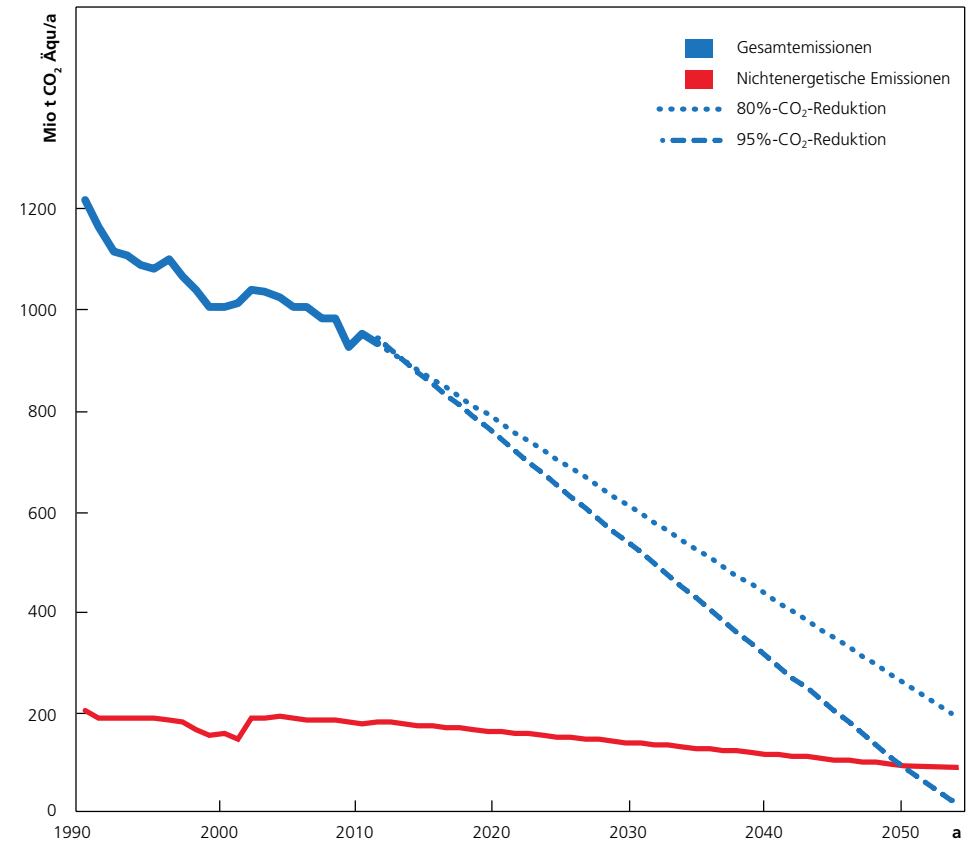


Abb. 4:
Entwicklung Emission der
Treibhausgase



Der gesamte Primärenergieverbrauch 2011 stellt sich wie in Abbildung 5 dar. Dabei werden national nur Braunkohle und zu geringen Anteilen Steinkohle, Erdgas und Mineralöl gefördert. Die Ausgaben für Primärenergie-Importe beliefen sich auf 87 Mrd €. Unter Berücksichtigung der nationalen Förderung liegen die Kosten bei 96 Mrd € (Abb. 5).

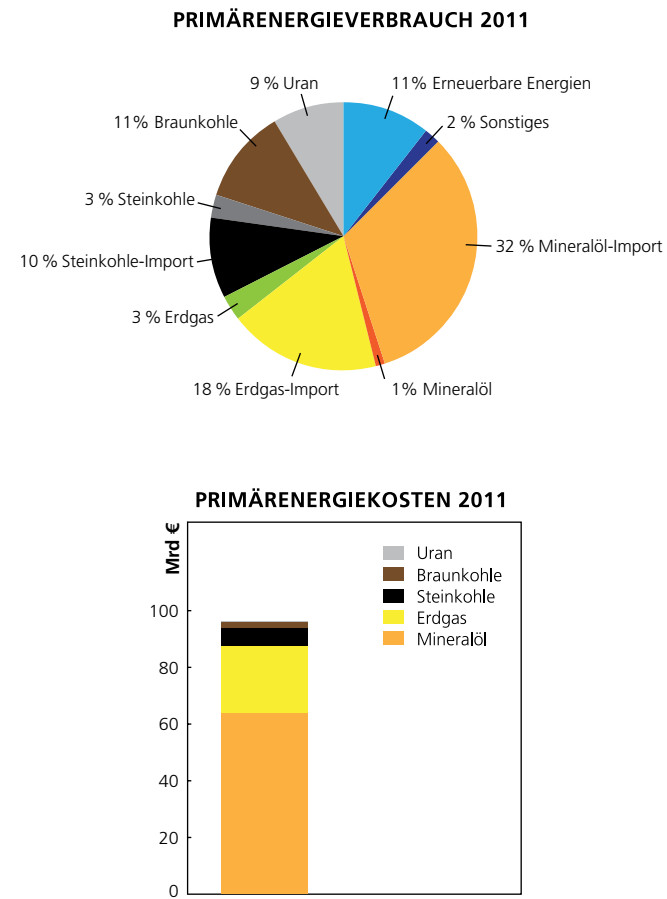


Abb. 5:
Primärenergieverbrauch und
-kosten: Zusammensetzung
insgesamt

Wenn man den Betrachtungsrahmen nur auf den Primärenergieverbrauch in den Energiesektoren Strom, Wärme, Verkehr reduziert (83 Mrd €), ergibt sich folgende Aufteilung der Primärenergie nach Energieträgern (Abb. 6).

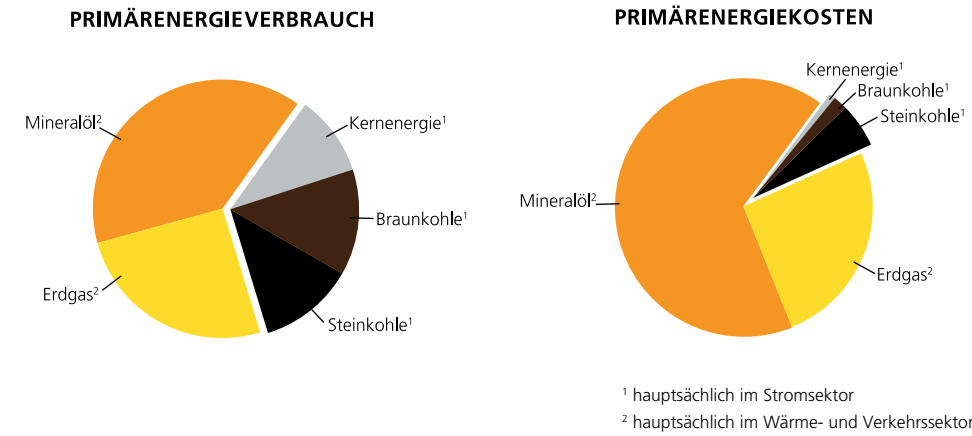


Abb. 6:
Primärenergieverbrauch und
-kosten: Energiesektoren nach
Brennstoffen

Obwohl sich der Anteil der benötigten Primärenergie für die Stromerzeugung in einer ähnlichen Größenordnung bewegt wie die Anteile für Wärme und Verkehr, sind die Beschaffungskosten dafür vergleichsweise gering. Öl und Gas sind dagegen teuer und schwer substituierbar. Diese Energieträger werden vor allem im Verkehrs- und Wärmesektor eingesetzt, wie folgende Abbildung zur Aufteilung der Primärenergie – aufgeteilt nach Verbrauchssektoren – deutlich macht (Abb. 7).

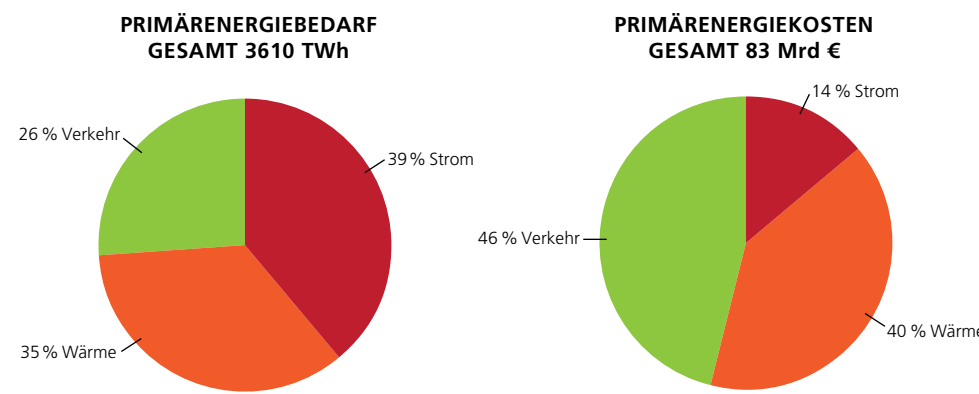


Abb. 7:
Primärenergiebedarf und -kosten: Energiesektoren nach Verbrauchssektoren (temperaturbereinigt, ohne nichtenergetischen Verbrauch)

Die aktuelle Kosten-Nutzen-Diskussion zur Energiewende fokussiert sich immer noch zu stark auf den Stromsektor. Im Stromsektor selbst erwirtschaftet der EE-Ausbau jedoch kaum Kosteneinsparungen, da überwiegend Kohle und Kernkraft ersetzt werden. Daraus folgen heute hohe Differenzkosten (z. B. EEG-Umlage). Aber diese Argumentation greift zu kurz.

Die Reduktion der CO₂-Emission aus dem Energiesektor ruht auf zwei Säulen: Energieeffizienz und Einsatz CO₂-freier Energiequellen (siehe auch [Stern, Schmid, Wickert 2008]). Energieeffizienz bedeutet die Minimierung des Einsatzes von Energie zur Erzielung des gewünschten Produktes oder der Dienstleistung. Neben dem stetigen Fortschritt bei der Reduktion des Energieeinsatzes in der Produktion geht es gegenwärtig vor allem um die Reduktion des Energieeinsatzes bei den »Dienstleistungen« Wärmebereitstellung und Verkehr. Bei der Wärmebereitstellung sind vor allem zwei Maßnahmen zielführend: a) Die Verbesserung der Wärmedämmung aller Prozess-Komponenten und b) die Nutzung von Wärmepumpen. Die Wärmepumpe für den Nieder-temperatureinsatz gewinnt typischerweise mit dem eingesetzten Strom die 3,5fache nutzbare Wärme aus der Umgebung.

Da bei der Transformation des Energiesystems Windenergie und Photovoltaik die künftigen Primärenergiequellen darstellen, ergibt sich ein doppelter CO₂-Einspareffekt. Der Energiewandlungsprozess an einer Windturbine und in einer PV-Zelle ist zunächst grundsätzlich CO₂-frei. Im Quervergleich mit einem Energieerzeugungsprozess durch Verbrennung eines fossilen Energieträgers (Kraftwerke, Verbrennungsmotoren, Heizungen etc.) ergibt sich aber zusätzlich, dass zur Erzeugung einer gleichen Endenergiemenge ein Verbrennungsprozess eine um den thermodynamisch unvermeidlichen Wirkungsgrad höhere Primärenergiemenge einsetzen muss. Im Mittel über alle gegenwärtigen Verbrennungsprozesse im Energiesystem verhalten sich Endenergie zu Primärenergie 1:2.

Der Einsatz von Energieeffizienz und erneuerbaren Quellen zusammengekommen bedeutet, dass die zukünftig aufzubringende Endenergie nur noch 1/3 der heutzutage eingesetzten Primärenergiemenge beträgt. Aufgrund der zunehmenden Erbringung von Wärme- und Mobilitäts-Dienstleistungen durch den Energieträger Strom wird der zukünftige Strombedarf deutlich höher sein. Das Energiesystem soll im »Endzustand« optimal, d. h. kostenminimal sein. Dieses Kostenminimum bedingt eine zunehmende Elektrifizierung durch neue Stromanwendungen bei gleichzeitiger Ausschöpfung der Effizienzpotenziale aller Stromanwendungen (Abb. 8).

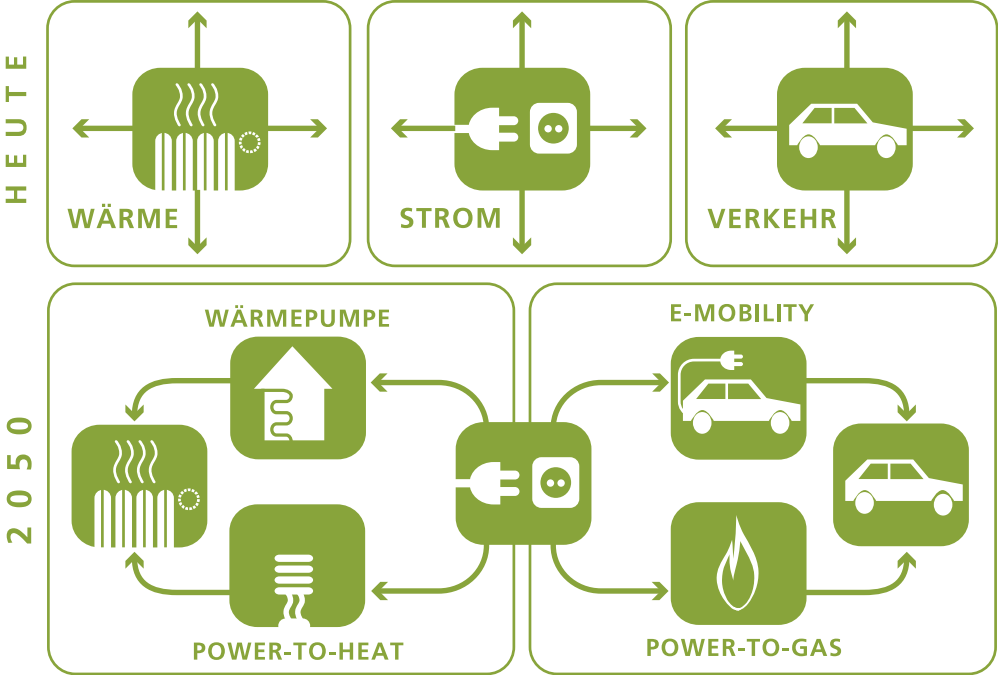


Abb. 8:
Veränderungen der Energiesysteme: Zunehmende Elektrifizierung durch neue Stromanwendungen im Wärme- und Verkehrssektor

Der sektorübergreifende Energiemarkt

Um die genannten volkswirtschaftlichen Vorteile zu erschließen, müssen dem Ausbau von Windenergie und Photovoltaik effiziente Stromanwendungen im Verkehr- und Wärmesektor nachziehen, um Primärenergieträger mit hohen Kosten abzulösen und die Differenzkosten für den Stromsektor zu reduzieren. Um den sektorübergreifenden Strombedarf decken zu können, muss – im Sinne einer Vorlaufinvestition – zunächst ein dynamischer Ausbau im Stromsektor stattfinden. Außerdem müssen alle Potenziale im Bereich der Ölverbrauchsreduktion gehoben werden (Heizungsaustausch, Dämmung, Erdgas-Fahrzeuge, etc.). Erst unter Berücksichtigung all dieser Aspekte kann eine umfassende, sektorübergreifende Kosten-Nutzen-Analyse durchgeführt werden.

3.2
Ableitungen eines Vollversorgungs-Szenarios 2050

Für ein erstes Berechnungs-Szenario wird von der vereinfachenden Prämisse einer national autarken Versorgung ausgegangen. Auf Basis der IWES-Energiedatenbank unter vollständiger Bilanzierung aller Anwendungsbereiche und Brennstoffnutzungspfade kann der Energiebedarf in einem zukünftigen, strombasierten Energieversorgungssystem abgeleitet werden. In Abbildung 9 ist der Primärenergieverbrauch 2011 ohne nichtenergetischen Verbrauch, inkl. internationalem Schiffsverkehr und Temperaturbereinigung, dargestellt, und der sich dafür ergebende Strombedarf für ein Vollversorgungs-Szenario.

Es ergeben sich folgende wichtige Eckdaten: Der zukünftige Strombedarf beträgt 1000 TWh/a. Von diesem Strombedarf werden 120 TWh/a im Verkehrssektor eingesetzt. Zusammen mit nichtstrombasierten Kraftstoffen von 210 TWh/a ergibt sich im Verkehrssektor ein Energieeinsatz von insgesamt 330 TWh/a. Von den 1000 TWh/a Strom gehen andererseits 330 TWh/a in den Wärmebereich. Über die Hebelwirkung der Wärmepumpe werden zusätzlich 220 TWh/a Wärmeenergie aus der Umgebung gewonnen. Zusammen mit nichtstrombasierten Wärmeenergiequellen ergibt sich ein zukünftiger Gesamtwärmeenergieeinsatz von 850 TWh. Die sich unter diesem Szenario ergebenden Rahmenbedingungen und notwendige Infrastruktur sind in Abschnitt 3.4 erläutert.

	PRIMÄR-ENERGIE	JAHR 2011	END-ENERGIE	END-ENERGIE		JAHR 2050		
	NICHT STROMBASIIERT	STROMBASIIERT		STROMBASIIERT		ERNEUERBARE BRENNSTOFFE		
WÄRME	1480	1390	180	Wärmedämmung Nutzung von Umgebungswärme	330	Umwelt- 220 wärme	300	zukünftiger Energiebedarf Wärmesektor
ELEKTRIZITÄT			340	Nutzungseffizienz Keine Wandlungs- verluste bei Wind + PV	315			
VERKEHR	740		15	Oberleitungs-LKW Keine Wandlungs- verluste bei E-KFZ	120		210	zukünftiger Energiebedarf Verkehrssektor
PTG			Sektorübergreifend			235		
ZUKÜNFTIGER STROMBEDARF 1000 TWh								

Abb. 9:
Strombedarf in einem
Vollversorgungsszenario
in TWh p.a.

3.3 Zusammensetzung des Erzeugungsmix

Für den im vorigen Abschnitt ermittelten Gesamt-Strombedarf muss im Folgeschritt ein optimierter Kraftwerkspark aus Erneuerbaren Energiequellen ermittelt werden. Das Optimierungskriterium ist dabei die Minimierung der Standardabweichung der Residuallast. Die Residuallast ist die Leistungsdifferenz zwischen der bestehenden Last und der Stromerzeugung auf Basis von Wind und Sonne, also Verbrauch minus Erzeugung, als zeitabhängige Funktion über einen genügend langen Zeitraum (mindestens ein

STANDARDABWEICHUNG DER RESIDUALLAST
OHNE GRENZEN

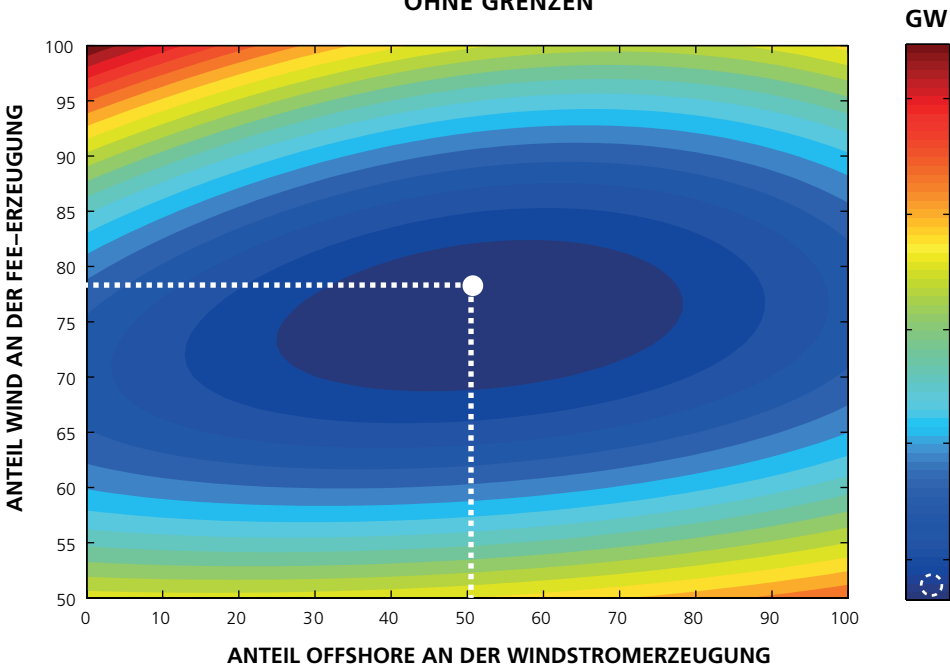


Abb. 10:
Standardabweichung der
Residuallast für mögliche
Varianten der Energieanteile
fluktuierender erneuerbarer
Energien (FEE) Wind und
Photovoltaik

STANDARDABWEICHUNG DER RESIDUALLAST
MIT GRENZEN

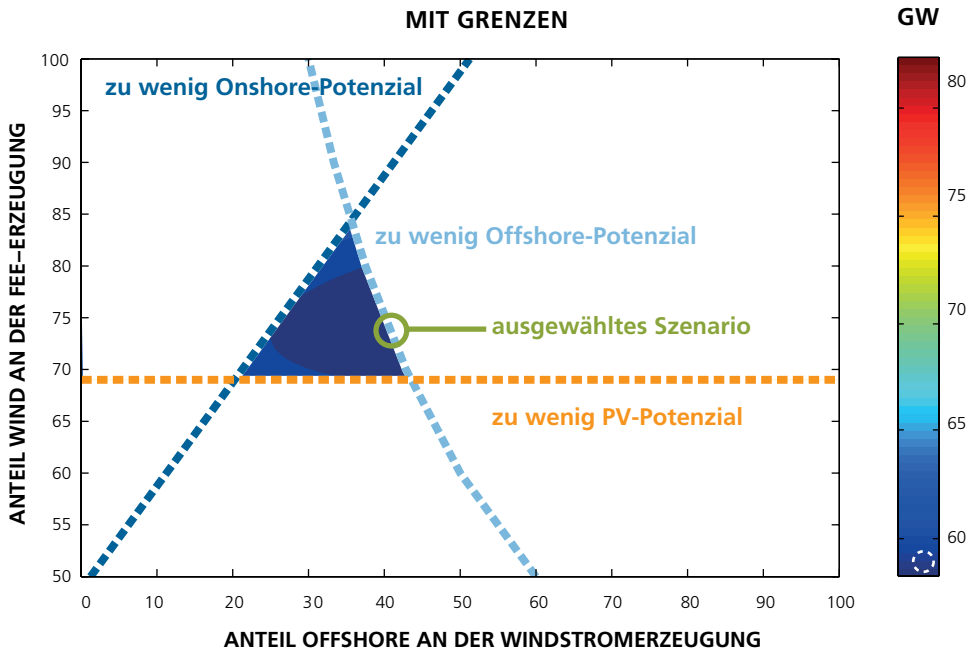


Abb. 11:
Auswahl eines optimalen
Szenarios unter Berücksichti-
gung der Flächenpotenziale
der fluktuierender erneuer-
baren Energien (FEE) Wind
und Photovoltaik

Jahr). Die Minimierung der Standardabweichung ist gleichbedeutend mit einer Mini-
mierung der Systemkosten (Netzausbau, Ausgleichskraftwerke, Speicherung). Die
untersuchten Residuallasten ergeben sich aus dem stündlichen Verbrauch (Zeitreihe
2011) und den auf Basis des Wetterjahres 2011 simulierten EE-Erzeugungs-Zeitreihen
(siehe Abb. 10).

Es ergibt sich, dass eine jährliche Strommenge von 1000 TWh, bereitgestellt aus
nationalen Wind- und Sonnenenergiequellen, sich den nationalen Flächenpotenzial-
grenzen nähert. Diese Tatsache engt die Freiheitsgrade politischer Entscheidungen
deutlich stärker ein, als die aktuelle politische Diskussion vermuten lässt. Für Offshore-
Windenergie wird ein Potenzial von ca. 50 GW, für die Onshore-Windenergie von
230 GW³ unterstellt. Für die PV ergibt sich ein Potenzial von ca. 310 GW bestehend aus
einem maximalen Freiflächenpotenzial entlang von Autobahnen und Schienenwegen
von 155 GW und einem wirtschaftlichen Dachflächenpotenzial von 154 GW⁴ (Abb. 11).

Das unbeschränkte Lösungs-Szenario mit der optimalen Residuallast erfordert mehr
Offshore-Windenergie als durch die existierenden, nutzbaren Flächen in der Nord- und
Ostsee bereitgestellt werden kann. Das unter dieser Randbedingung optimale Szenario
ist daher ein Erneuerbarer-Energie-Mix mit dem höchstmöglichen Offshore-Anteil
innerhalb der angenommenen Potenzialgrenze. Insgesamt ergeben sich für die fluktuie-
renden EE-Energiebeiträge von 22 % durch Photovoltaik (200 GW), 26 % durch
Wind-Offshore (50 GW) und 52 % durch Wind-Onshore (180 GW) (siehe Abb. 11). Wie
in Abbildung 10 ersichtlich ist, ist das Optimierungsminimum relativ flach, so dass die
angegebenen Verhältniszahlen mit einer Fehlerbreite von 10 % Energieanteil noch im
Rahmen eines vertretbaren Szenarios liegen können. Für die hier im Fokus stehenden
Finanzierungsüberlegungen reicht die erzielte Genauigkeit des Erzeugungs-Mix' aus.

Bei der Energiebereitstellung leistet Wasserkraft aufgrund des geringen und schon
weitgehend genutzten Potenzials nur einen geringen Beitrag. Der Anteil der Biomasse-
nutzung befindet sich im Bereich des Anbaus von nachwachsenden Rohstoffen schon
auf einem hohen Niveau. Hier wird in Summe eine gleichbleibende Nutzung dieses

³ [IWES 2013b]: Potenzial der Windenergie an Land, Hrsg. UBA – konservative Annahme bei verdoppelten Abstand Redukti-
on des Max.-Potenzials von 930 GW auf 25%

⁴ Eigene Berechnungen Fraunhofer IWES, unveröffentlicht

Potenzials in den Sektoren Strom-Wärme-Verkehr unterstellt. Im Stromsektor stellt die Biomasse den Brennstoff für die Ausgleichskraftwerke dar (hauptsächlich KWK auf Basis von Biomethan). Als sonstige Energieträger werden Müllheizkraftwerke, Klärgas und die Stromerzeugung aus Kokerei- und Hochofengas berücksichtigt (Abb. 12).

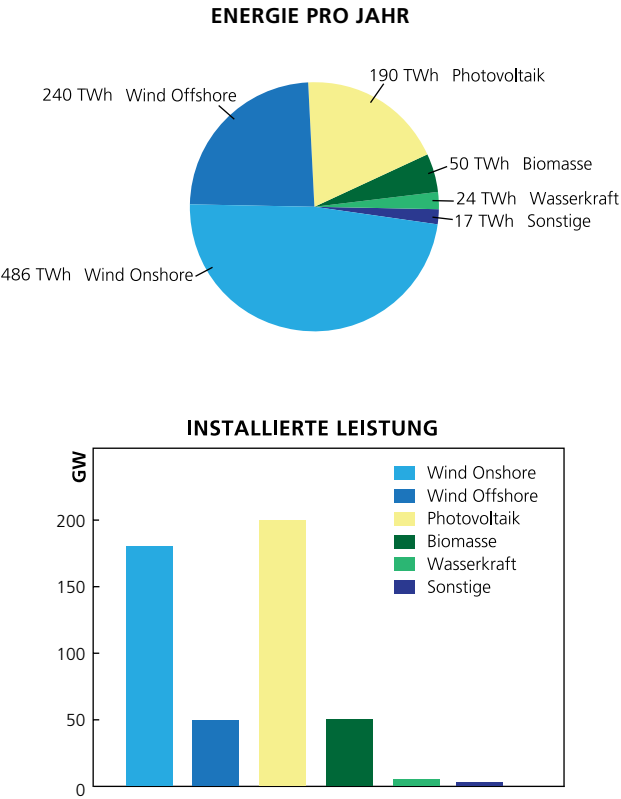


Abb. 12:
Gewählter Erneuerbare-
Energien-Mix für ein
Vollversorgungsszenario
(unter Berücksichtigung
anteiliger EE-Abregelung)

3.4
Energiesystemtechnische Infrastrukturen

Das hier betrachtete Szenario enthält folgende Annahmen für die energiesystemtechnischen Infrastrukturen:

- a) **Netzkonformer EE-Ausbau:** Es wird ein hoher Anteil von PV-Freiflächenanlagen (50 %) angenommen, welcher aus Gesichtspunkten des Verteilnetzes leichter zu integrieren ist. Auch für die Windenergie wird ein hohes Rotor-Generator-Verhältnis und ein hoher Anteil von Wind in Süddeutschland unterstellt. Die gleichmäßigere Verteilung der Erzeugungsanlagen führt zu Ausgleichseffekten und somit zu einer gleichmäßigeren Einspeisung [IWES 2013b].
- b) **100 % E-Mobilität** im PKW-Bereich und Ausbau der vielbefahrenen Autobahnstrecken für Oberleitungs-LKW [SRU 2012].
- c) **Wärmepumpen im Niedertemperaturbereich** für den Bedarf an Raumwärme und Warmwasser mit einem Deckungsanteil von 75 % und **Nutzung von Power-to-Heat** im Hochtemperatur-Bereich.
- d) **Smart-Grids:** Nutzung der Flexibilität dezentraler Verbraucher
- e) **Batterie-Quartierspeicher:** Wirtschaftlicher Betrieb mit zusätzlichen Synergien durch vermiedene Verteilnetzausbaukosten.
- f) **Power-to-Gas** zur Deckung des sektorübergreifenden Restbedarfs an chemischen Energieträgern.
- g) **Biomasse:** Es wird ein gleichbleibendes Nutzungsniveau bzw. Energieeinsatz auf heutigem Niveau unterstellt. In Anbetracht der prioritären stofflichen Nutzung von

Biomasse und des bei steigender Weltbevölkerung auch ansteigenden Nahrungsbedarfs, hat der erreichte Ausbaustand möglicherweise bei nachwachsenden Rohstoffen für die energetische Nutzung bereits seine Grenzen erreicht. Für die Biomasse wird ebenso wie für Power-to-Gas unterstellt, dass sie zur Deckung der verbleibenden »positiven Residuallast« in allen Sektoren (Strom, Wärme, Verkehr) eingesetzt wird, sowohl gasförmig (Biomethan, Biogas), flüssig (Biokraftstoffe) als auch stofflich (Holz in bivalenten Heizsystemen).

h) **Effizienzmaßnahmen** sind die Reduktion des herkömmlichen Stromverbrauchs (um 25 % gemäß Energiekonzept [BMW, BMU 2011]), Gebäudedämmung, Effizienzsteigerungen bei industrieller Prozesswärme und im Verkehrssektor, effizientere Heizungsanlagentechnik und Abwärmenutzung (in Anlehnung an die BMU-Leitstudie 2011 [DRL, IWES, IfnE 2012]).

Das Szenario ist noch offen gegenüber dem Mischungsverhältnis von kleinen und großen thermischen Kraftwerken in Form von Gasturbinen und GuD-Kraftwerken, BHKW und gegenüber KWK-Kraftwerken in der Industrie und der öffentlichen Versorgung.

3.5
Ableitung des gesamten Investitions-Volumens

Für das Szenario wurden auf Basis der Literatur und eigenen Branchenerfahrungen die folgenden Kostenannahmen getroffen (Tabelle 1). Kosten, welche auch im Referenzszenario

	Leistung 2050	Kosten 2011	Kosten 2050	Quelle
Spezifische Kosten		€/kW	€/kW	
Wind-Onshore	180 GW abzgl. Bestand			eigene Berechnung (e. B.)
- Starkwind	50 %	1.160	1.010	Lernrate 3 % / 5 %
- Schwachwind	50 %	2.000	1.600	
Wind-Offshore	50 GW	4.240	2.500	e. B. [Fichtner, Prognos 2013]
Photovoltaik	200 GW abzgl. Bestand			[ISE 2013]
- Freifläche	50 %	1.075	485	
- Dach (klein)	50 %	1.390	625	
Differenzkosten E-Wärmepumpen (inkl. Heizungstechnik)		2.210	1.475	e. B. [ISE et al. 2013]
Differenzkosten E-Fahrzeuge (pro Fahrzeug)		13.000 €/Fahrzeug	1.000 €/Fahrzeug	[EWI 2010]
Ausbau Ladesäulen E-Fahrzeuge (pro Fahrzeug)		2.000 €/Fahrzeug	725 €/Fahrzeug	[ZEV et al. 2011]
Stationäre Batterien (8h Kapazität)	10 GW	1.934	435	e. B. [ISEA 2012] u.a.
Power-to-Gas	78 GW	2.000	750	e. B.
Power-to-Heat	23 GW	100	100	e. B.
Aggregierte Kosten	Mrd €			
Ausbau Übertragungsnetz	27			[Enervis, BET 2013]
Ausbau Verteilnetz	15			[Enervis, BET 2013]
SmartGrid	7			[Kema 2012]
Ausbau Netz Oberleitungs-LKW	14			[SRU 2012]
Gebäudedämmung	237			[Prognos 2013]

Tab. 1:
Kostenbestandteile für ein
Vollversorgungsszenario

nario (Fortschreibung des Status quo) anfallen würden (siehe Abschnitt 4.3), sind bewusst nicht Teil der Kostenbetrachtung. Relevant sind ausschließlich die Differenzkosten gegenüber dem Referenzszenario – also die Kosten, die zusätzlich durch den weiteren Ausbau der EE gegenüber dem wirtschaftlichen Erhalt des Zustandes von 2011 auftreten. Beispiel hierfür sind die Mehrkosten von Elektrofahrzeugen gegenüber Hybridfahrzeugen oder die Mehrkosten von Wärmepumpen zzgl. Flächenheizung gegenüber Brennwerttechnik. Außerdem werden relativ geringe Kosten für energetische Sanierung unterstellt, da hohe Einsparungen zu erwarten sind durch Wirkungsgradsteigerung bei neuer Anlagentechnik, die mit dem Klimawandel erwartete zukünftige mittlere Erwärmung und der Abriss-Neubau-Quote.

Wenn man diese Kosten unter Berücksichtigung der Entwicklung des Anlagenbestandes und des notwendigen Repowering über die 40 Jahre aufsummiert, ergibt sich die in Abbildung 13 ersichtliche Verteilung der Kosten. In Summe ergibt sich ein Investitionsvolumen von 1,5 Billionen Euro (ohne Kapitalkosten).

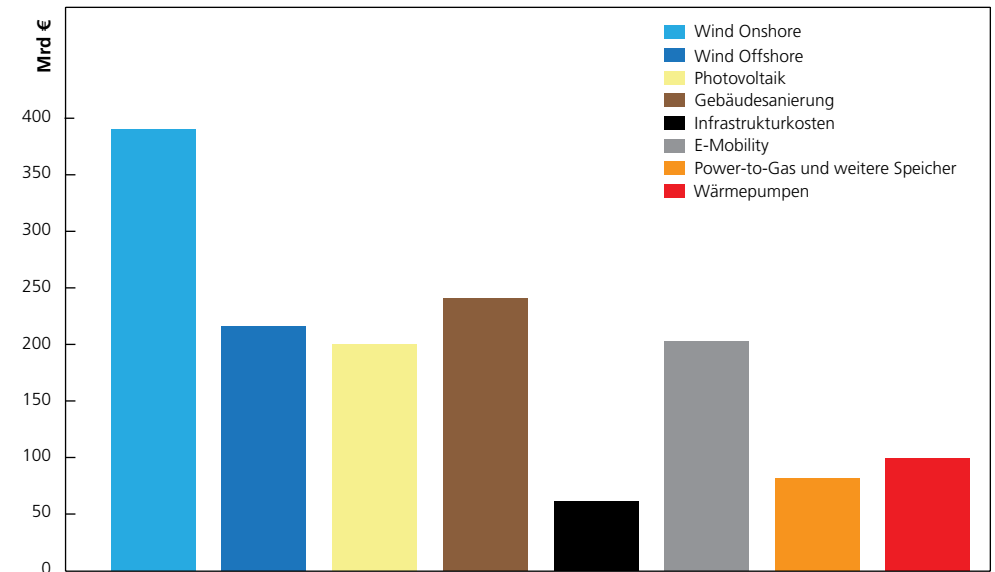


Abb. 13:
Aufteilung des gesamten Investitionsvolumens von 2011 bis 2050

4 Finanzierungsplan der Energiewende

4.1 Grundmodell des Finanzierungsplans

Nachdem in den beiden vorigen Abschnitten sowohl der zukünftige Verbrauch als auch ein optimierter zukünftiger Erzeugungs-Mix ermittelt und mit Kosten beaufschlagt wurde, soll im Folgenden das Grundmodell des Finanzierungsplans entwickelt werden.

Die wesentlichen Parameter des Finanzierungsplans der Energiewende sind die Gesamtkosten, der Zeitraum über den die Investitionstätigkeit gestreckt wird, die Höhe möglicher Ersparnisse fossiler Energieträger und der Zinssatz, mit dem finanziert werden muss. Es ist eine Vielfalt von Szenarien für den Finanzierungsplan denkbar. Ein Szenario ist in Abbildung 14 dargestellt. Anstelle der in Abschnitt 3.5 ermittelten Kosten von 1500 Mrd über einen Zeitraum von 40 Jahren gehen wir hier in einer linearisierten Betrachtung über 30 Jahre von Kosten von 1200 Mrd € aus. Der jährliche Investitionsaufwand beträgt dann 40 Mrd € (grüne Linie). Die Überlegung enthält die Vereinfachung, dass nur die Kapital-Investitionen zur Transformation des Systems betrachtet werden jedoch die Erhaltungskosten der bestehenden Infrastrukturen, sowie Betriebskosten, Vertriebsmargen u. a. ausgeblendet sind. Alle Kurven in Abbildung 14 sind auf diesem Kostensockel zu denken.

Es wird nun angenommen, dass die Infrastrukturinvestitionen in die verschiedenen Komponenten (EE-Erzeugung, Netze, Speicher, neue Technologien im Verkehrs- und Wärmebereich etc.) so gesteuert werden können, dass gleichzeitig die Beschaffungskosten für die fossile Primärenergie von derzeit 96 Mrd €/a (bzw. 83 Mrd €/a ohne den nichtenergetischen Sektor = chemische Nutzung) über diesen Zeitraum linear gesenkt werden (rote Linie). Dann ergibt sich, dass der Break-even, bei welchem die Summe aus Investitionsaufwänden plus der Kosten für die Beschaffung der Primärenergie geringer wird als das heutige Primärenergiekosten-Niveau, in etwa 15 Jahren erreicht wird. Es folgt weiter, dass von den 40 Mrd €/a in den folgenden 15 Jahren insgesamt 600 Mrd €, aufgrund des linearen Kostenabfalls bis zum Break-even nur die Hälfte, ca. 300 Mrd € aufgebracht werden müssen (dickes blau gestricheltes Dreieck (Abb. 14)).

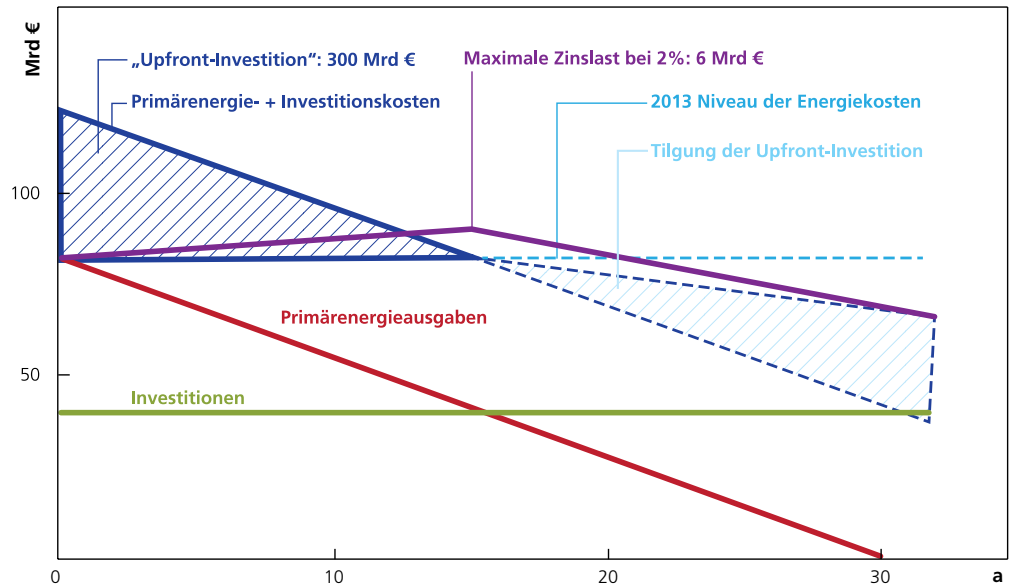


Abb. 14:
Finanzierungsschema

Eine Möglichkeit ist, diese ersten 300 Mrd € vorzufinanzieren und über die folgenden Dekaden, in denen die fossilen Brennstoffe eingespart werden, diese Schuld zu tilgen. Aus der Zeichnung ist ersichtlich, dass nach Erreichen des Break-even die Energiekosten kontinuierlich absinken, sodass sich ein weiter Spielraum für den Tilgungsplan der eingegangenen Schuld ergibt (schlankes blau gestricheltes Dreieck (Abb.14)). Bei einem angenommenen inflationsbereinigten Zinssatz von 2 % steigt der Kapitaldienst in den ersten 15 Jahren auf 6 Mrd €/a Daraus ergäbe sich eine relative Steigerung der Energiekosten (Strom, Wärme, Kraftstoff) bezogen auf die 83 Mrd €/a von 7,2 %. Wenn man diese Steigerung der Energiekosten ausschließlich auf den Strom-Kilowattstunden-Preis für Haushalte bezieht, ergäbe sich bei einem Ausgangs-Niveau von 25 €/ct/kWh eine Steigerung von 1,8 €/ct/kWh. Es ist natürlich auch denkbar, dass mit einer staatlichen Kreditgarantie die Tilgung während der ersten 15 Jahre ausgesetzt würde. In diesem Fall bliebe eine solche Steigerung der Stromkosten vollständig aus. Am Ende der Transformation, i. e. nach 30 Jahren, sinkt die Investitionstätigkeit schließlich auf ein Niveau ab, das dann nur noch zur Erhaltung der neu aufgebauten Infrastruktur dient. Dieses deutlich erniedrigte Ziel-Niveau der Energiekosten haben wir hier noch nicht genau beziffert.

Zusammengefasst besteht der »Clou« bei der Finanzierung der Energiewende darin, den objektiven Effekt der zukünftigen Ersparnisse an den operativen (Brennstoff-) Kosten durch Finanzierungsmechanismen nach vorne zu ziehen. Für den Energieverbraucher können die Preissteigerungen minimiert und langfristig reduziert werden. Wenn also bei aktuell diskutierten Varianten der Transformation der Energieversorgung eine signifikante Kostenerhöhung postuliert wird, hat man »handwerklich« etwas verkehrt gemacht. An diesem Anspruch müssen sich verschiedene vorgeschlagene Transformationsvarianten messen lassen.

Die vorangestellte Grob-Skizze des Finanzierungskonzeptes wird in den Abschnitten 4.2 und 4.3 in folgenden Aspekten detailliert:

- Stabilisierung des neu aufzubauenden Energie-Infrastruktur-Industriesektors
- Optimierung der Reihenfolge der Investitionen
- Kosten-Nutzen-Bilanzierung gegenüber einem Referenzszenario
- Berücksichtigung der Restwerte der Investitionen
- Rendite bzw. Verzinsung der Investition
- Einfluss von steigenden Kosten für Primärenergie

4.2 Feinsteuerung des Wachstums des Industriesektors »Energieinfrastrukturen«

Stabilisierung des neuen Industriesektors für Energieinfrastrukturen

Um das klimapolitische 2-°C-Ziel zu erreichen, sollte eine EE-Vollversorgung bis 2050 erreicht werden. Dazu muss sich de facto ein neuer Industriesektor ausbilden, der das neue System erstmalig aufbaut und später eine kontinuierliche Erneuerung der Anlagen leistet. Der Aufbau dieses neuen Industriesektors muss bis 2040 bereits weitgehend umgesetzt werden, damit nicht durch einen zu späten »überhitzten Ausbau zur Zielerreichung 2050« Produktions-Überkapazitäten entstehen.

Wenn man unter nationaler Betrachtung die historischen Zubauraten von Windenergie und PV zugrunde legt und das Ziel ab 2050 eine stabile Infrastruktur (Hersteller, Zulieferer, Installateure, Kräne, Schiffe etc.) für das Repowering der Anlagen unterstellt, dann wird ersichtlich, wie gering die Freiheitsgrade beim weiteren Ausbaupfad sind. Für

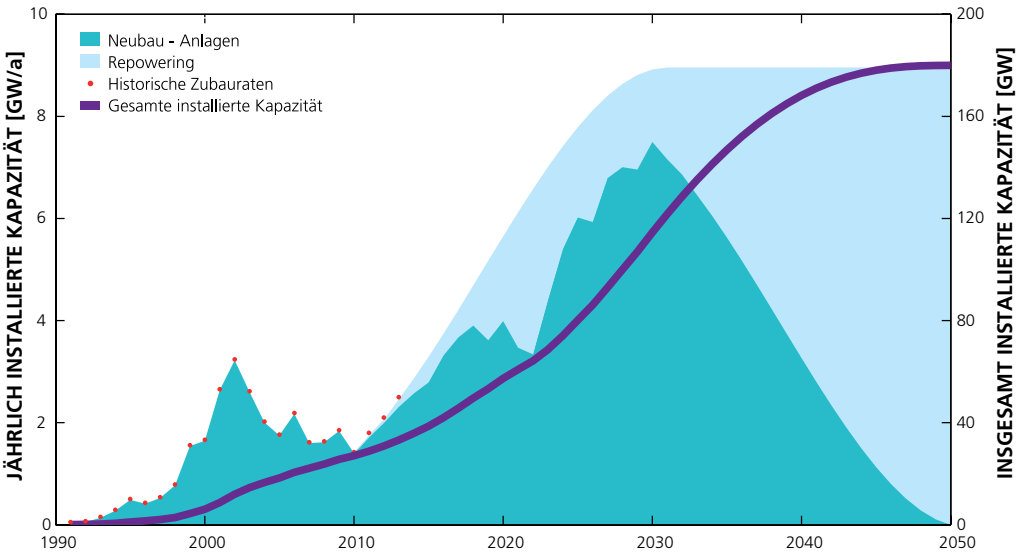


Abb. 15:
Entwicklung Wind-Onshore

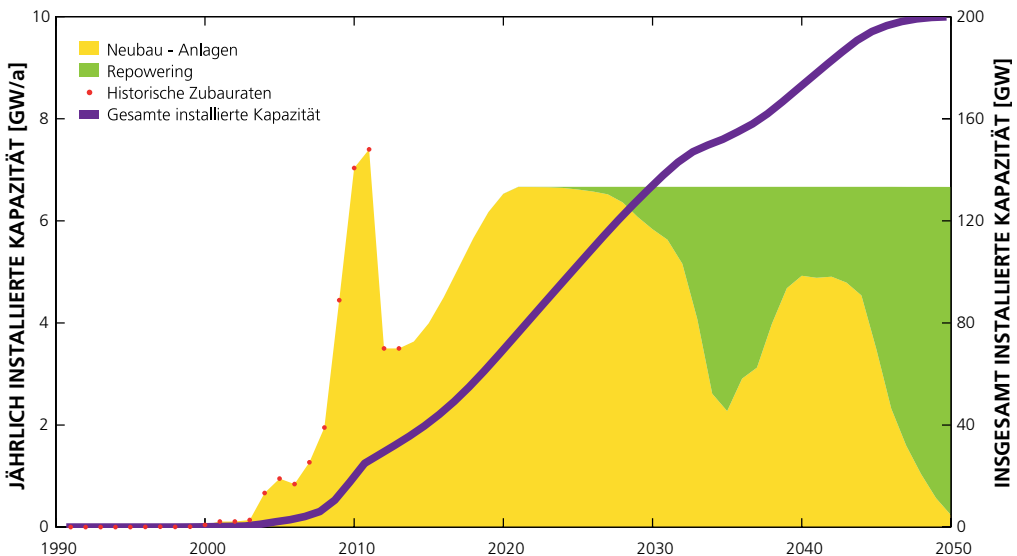


Abb. 16:
Entwicklung Photovoltaik

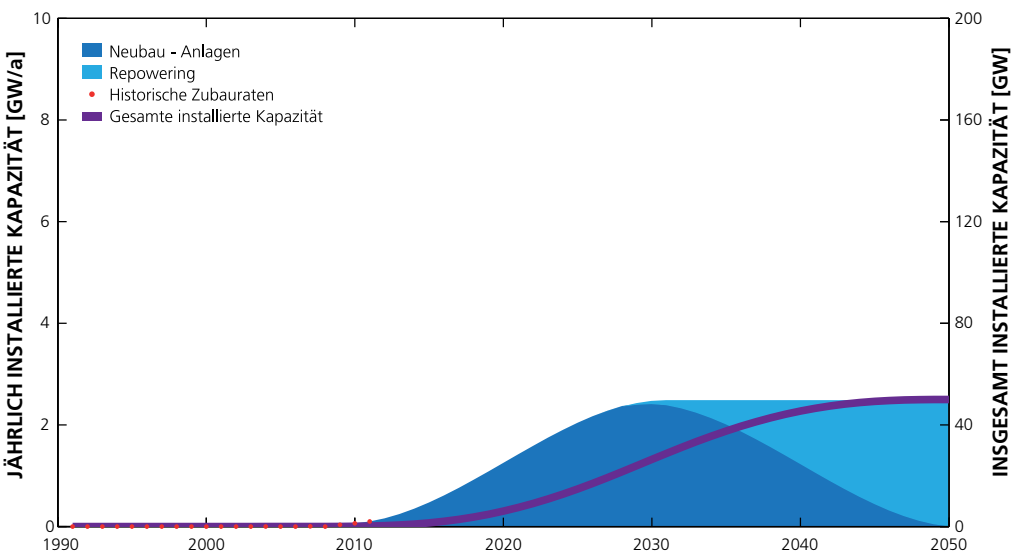


Abb. 17:
Entwicklung Wind-Offshore

Onshore-Windenergie bedarf es einer kontinuierlichen Steigerung des Ausbaus von derzeit ca. 3 auf 9 GW/a, um 2050 einen Anlagenpark von 180 GW dauerhaft erhalten zu können (Lebensdauer 20 a; siehe Abb. 15). Im Bereich der PV ist eine Steigerung von derzeit ca. 3,5 auf 6,7 GW/a für dauerhafte 200 GW (Lebensdauer 30 a; siehe Abb. 16) notwendig. Im Bereich der Offshore-Windenergie ist eine Steigerung des derzeit niedrigen Niveaus auf 2,5 GW/a für dauerhafte 50 GW (Lebensdauer 20 a; siehe Abb. 17) erforderlich.

4.3 Optimierung der Investitionsreihenfolge und Finanzierungsrechnung

Unter den hergeleiteten Annahmen zum Endenergiebedarf und zur Stromerzeugung 2050 wird ein optimierter Finanzierungsplan entworfen. Dabei werden für den Zeitraum 2011 bis 2050 neben den Energieverbräuchen und -kosten auch die Investitionskosten in die neue Infrastruktur in Höhe von 1500 Mrd € bilanziert (s. Abschnitt 3.5).

Entwicklung Energieverbrauch 2011 bis 2050

Im Sinne einer Vorlaufinvestition muss zunächst ein dynamischer Ausbau im Stromsektor stattfinden. Die tragenden Säulen der Energieversorgung bilden die Windenergie und die Photovoltaik. Ein EE-Ausbau ist nur im Stromsektor möglich. Die aktuelle Substitution von Kernkraft, Braun- und Steinkohle im Stromsektor ist jedoch volkswirtschaftlich nicht direkt rentabel. Um die volkswirtschaftlichen Vorteile des EE-Ausbaus zu erschließen, müssen effiziente Stromanwendungen im Verkehr- und Wärmesektor nachziehen. Dabei werden Primärenergieträger mit hohen Kosten abgelöst und die Differenzkosten für den Stromsektor reduziert. Es besteht also eine Notwendigkeit, den Verkehrs- und Wärmesektor frühzeitig durch EE zu erschließen. Außerdem müssen alle Potenziale im Bereich der Ölverbrauchsreduktion gehoben werden, denn die Ablösung des Öls ist die Basis für die volkswirtschaftliche Rendite der Energiewende.

Durch diese drei Maßnahmen kann eine Minderung der notwendigen Laufzeit für die Vorlauffinanzierung eines Ausbaus im Stromsektor erreicht werden und damit eine Reduktion der Zinslast.

Mögliche mittelfristige Maßnahmen zur Öl- (und Gas-)Reduktion sind:

- Austauschprogramm für Ölheizungen durch elektrische Wärmepumpen bzw. Ersatz der Erdgas-Infrastruktur durch Erdgasanschluss und Brennwertkessel
- Gebäudedämmung
- Generelle Abwrackprämie für alte Heizungen
- Aufbau der Infrastruktur für Oberleitungs-LKW
- Förderung von Erdgas-Fahrzeugen
- Nutzung von Biokraftstoffen

Diese Maßnahmen wurden in dem hier gerechneten Szenario umgesetzt, ebenso wie der unter Abschnitt 4.2 entwickelte Ausbau der EE. Unter Berücksichtigung weiterer Randbedingungen wie dem Kernenergieausstieg, der Entwicklung des PKW- und Heizungsbestandes und der Umsetzbarkeit von Effizienzmaßnahmen wurde ein Mengengerüst für die Entwicklung des Energieverbrauchs bis 2050 erstellt (Abb. 18).

Kosteneinsparung gegenüber einem Referenzszenario

Das Referenzszenario unterstellt ein gleichbleibendes Niveau des EE-Ausbaus wie im Jahr 2011. Dennoch werden hier ebenfalls Anlagen am Ende ihrer Lebensdauer durch

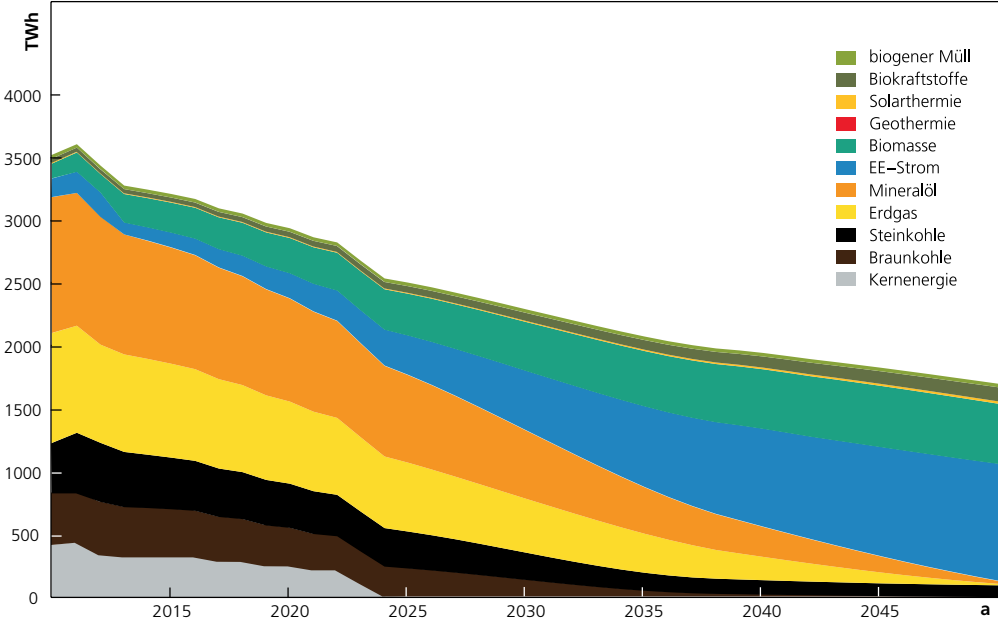


Abb. 18:
Entwicklung Primärenergie-
verbrauch Strom, Wärme,
Verkehr (ohne nichtenerge-
tischen Verbrauch)

Neuanlagen ersetzt. Effizienzmaßnahmen wie z. B. die Reduktion des herkömmlichen Stromverbrauchs werden ebenso umgesetzt oder es erfolgen auch Einsparungen im PKW-Bereich durch Hybridisierung und Einsparung im Wärmebereich durch neue Heizungsanlagen, Klimawandel und die Abriss-Neubau-Quote. Dagegen fallen die Verbrauchssteigerungen des Referenzszenarios z. B. im Flugverkehr nur sehr gering aus. Diese Effekte führen im Referenzszenario zu einer Reduktion der Ausgaben für Primärenergie in den Bereichen Kohle, Erdgas und Mineralöl bis 2050 (Abb. 19). Der nicht-energetische Verbrauch ist Bestandteil in beiden Szenarien (Referenz, EE-Vollversorgung) und fällt damit nicht als Gutschrift im EE-Vollversorgungsszenario an.

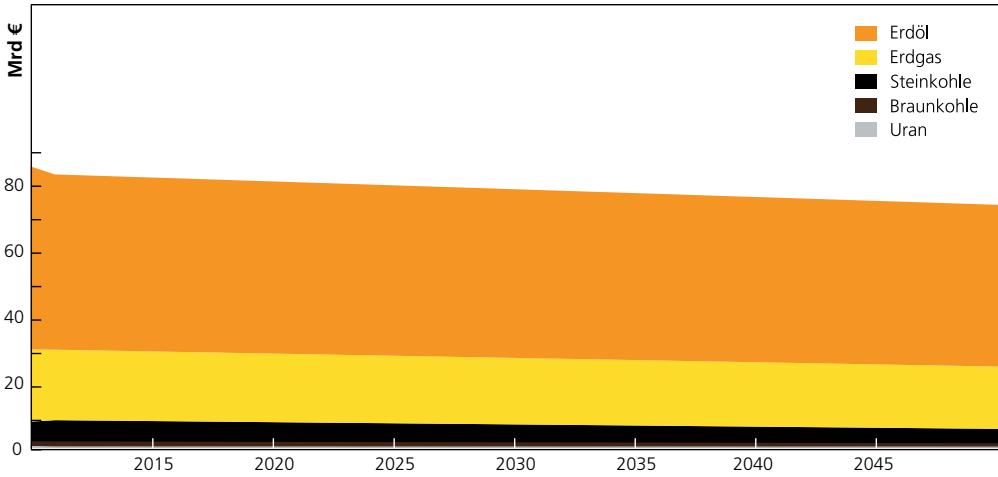


Abb. 19:
Jährliche Kosten für Primär-
energie im Referenzszenario
ohne Nichtenergetischen
verbrauch

Die derzeitigen Ausgaben von 83 Mrd €/a für Primärenergie im Energiesektor bieten zu großen Teilen das Potenzial für die Gegenfinanzierung der Infrastrukturinvestitionen. Im Sinne einer konservativen Kosten-Nutzen-Bewertung werden dabei keine Preissteigerungen für fossile Brennstoffe und keine CO₂-Kosten unterstellt. Dabei stehen die Differenzkosten für die Energiewende den zusätzlichen Einsparungen von Primärenergieausgaben einem Referenzszenario gegenüber.

Bei dieser Vorgehensweise handelt es sich um konservative Annahmen im Sinne einer Finanzierung der Energiewende, da nur die Brennstoffkosteneinsparungen und Mehrinvestitionskosten gegenüber dem Referenzszenario berücksichtigt werden. Dabei gibt es gegebenenfalls auch höhere Kosten im Referenzszenario, wie im Fall des fossil-thermi-

schen Kraftwerksparks (vergleichbare Kraftwerksleistung, aber teurere Grundlast- und Mittellastkraftwerke), die nicht angerechnet werden.

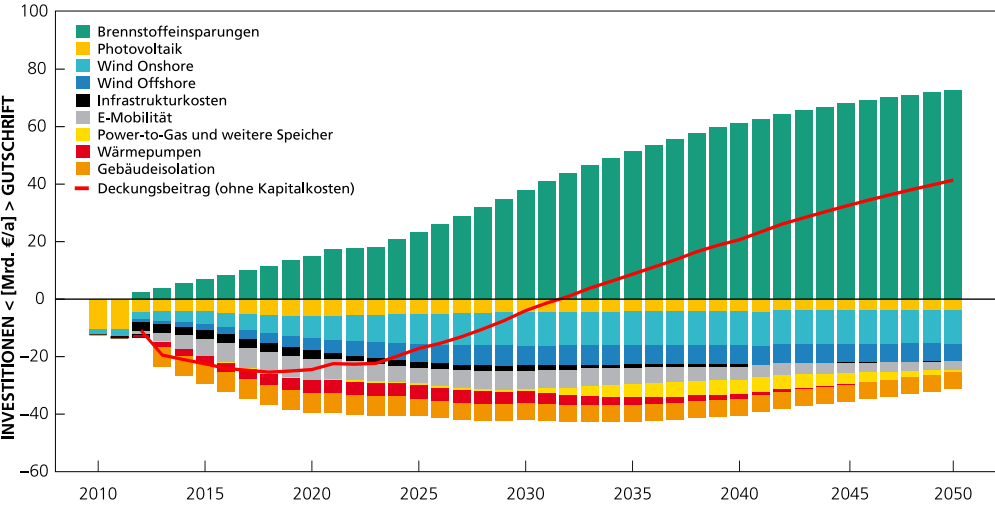
Für die Bewertung der Wirtschaftlichkeit des Gesamtprojektes muss weiterhin der Restwert der Investitionen im Jahr 2050 berücksichtigt werden. Auch hier wird im Hinblick auf die Wirtschaftlichkeit der Energiewende eine konservative Annahme getroffen. Es werden lediglich die Restwerte der EE-Anlagen Wind und PV berücksichtigt, nicht aber die der weiteren Investitionen in den Bereichen Wärme und Verkehr.

Kosten-Nutzen-Bilanzierung

Bei der Kosten-Nutzen-Bilanzierung werden die zuvor erläuterten Brennstoffkosten-einsparungen den Investitionen gegenübergestellt. Der Deckungsbeitrag als Differenz zwischen Brennstoffeinsparung und Investitionen dient als Kenngröße für die Wirtschaftlichkeit des Projekts (Abb. 20 bis Abb. 23).

Die wirtschaftliche Berechnung des gesamten Vollversorgungsszenarios über den Zeitraum von 40 Jahren führt hierbei ab dem Jahr 2030 (nach 20 Jahren) zu positiven Deckungsbeiträgen, wenn Zinsen bzw. Kapitalkosten nicht berücksichtigt werden. Die Vorlauffinanzierung beträgt 383 Mrd €. Im Jahr 2050 kann ein sehr deutlicher Überschuss erwirtschaftet werden, da die vermiedenen Ausgaben für Brennstoffe ein Vielfaches der laufenden Investitionen für das Repowering der Anlagen ausmachen (s. Abb. 20).

Abb. 20:
Kosten- und Erlösbetrachtung
Fall A:
2,3 % Zinserlös auf alle
Investitionen, Break-even 2030,
383 Mrd. Euro Vorlauffinanzie-
rung, 0 % Darlehenszins,
konstante Primärenergiepreise



Bei Berücksichtigung eines Zinssatzes auf Fremdkapital verzögert sich das Eintreten eines positiven Deckungsbeitrages. Bei Annahme eines Zinssatzes von 2% können positive Deckungsbeiträge ab dem Jahr 2035 (nach ca. 25 Jahren) erwirtschaftet werden (Abb. 21). Die Vorlauffinanzierung beträgt 501 Mrd €.

Die Wirtschaftlichkeit des Gesamtprojekts stellt sich noch deutlicher dar, wenn steigende Kosten für Primärenergie (ohne CO₂-Kosten) unterstellt werden. Wenn man die Preisentwicklung gemäß dem Netzentwicklungsplan für Strom 2014 [BnetzA 2013] (bei linearer Fortschreibung bis 2050) unterstellt, zeichnet sich ein schnellerer Zahlungsrückfluss ab (Abb. 22). Die Vorlauffinanzierung beträgt 380 Mrd € ohne Zinsen und 485 Mrd € mit Zinsen. Hierbei ist festzustellen, dass die Preise für Erdgas fast konstant bleiben und für Öl relativ geringe Preisanstiege zu verzeichnen sind.

Ein weiteres validiertes Szenario zur Entwicklung der Brennstoffkosten stellt das aktuelle Klimaschutzszenario des BMU dar [Öko-Institut, ISI 2013]. Hier zeichnet sich

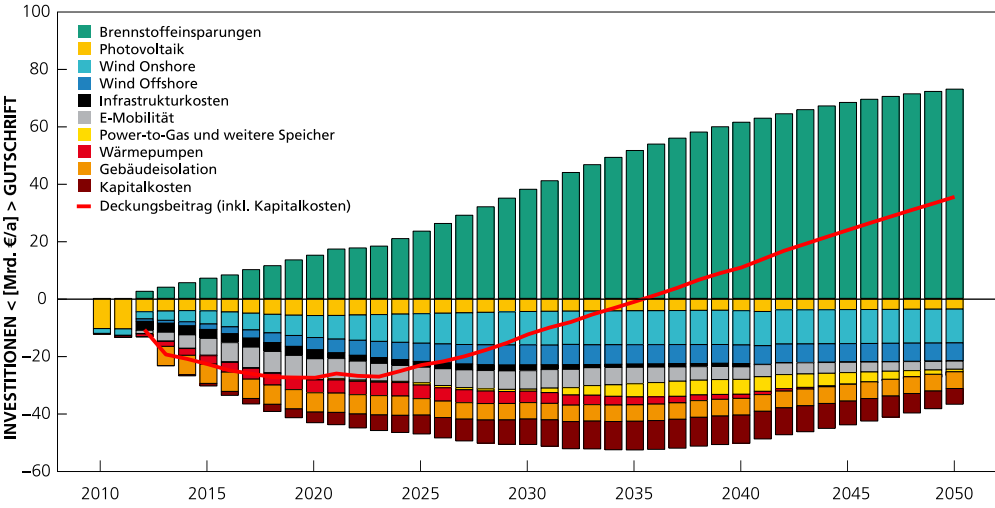


Abb. 21:
Kosten- und Erlösbetrachtung
Fall B:
2,3 % Zinserlös auf alle
Investitionen, Break-even 2035,
501 Mrd. Euro Vorlauffinanzie-
rung, 2% Darlehenszins,
konstante Primärenergiepreise

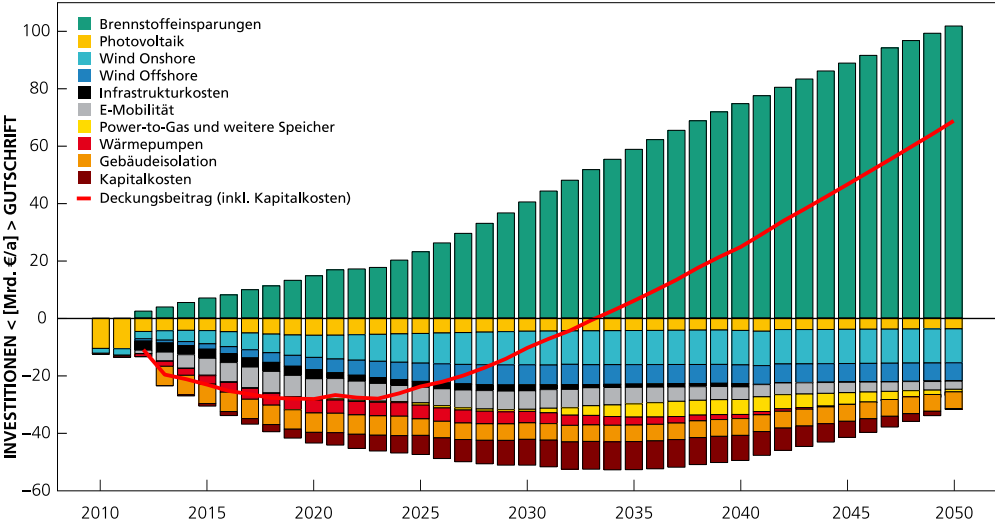


Abb. 22:
Kosten- und Erlösbetrachtung
Fall C:
4 % Zinserlös auf alle
Investitionen, Break-even 2033,
485 Mrd. Euro Vorlauffinanzie-
rung, 2 % Darlehenszins,
steigende Primärenergiepreise
gemäß NEP 2014

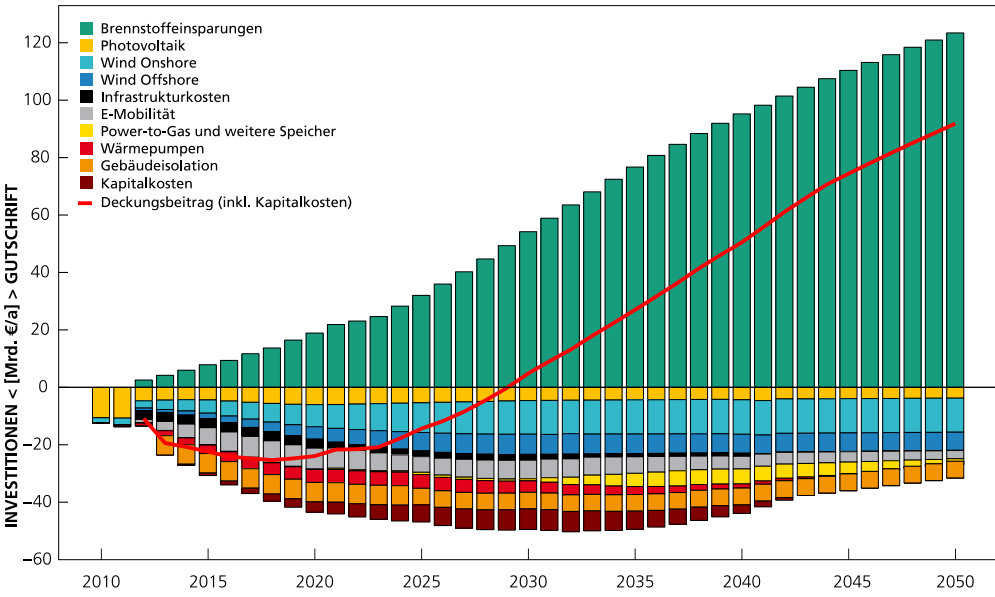


Abb. 23:
Kosten- und Erlösbetrachtung
Fall D:
6,7 % Zinserlös auf alle
Investitionen, Break-even 2029,
356 Mrd. Euro Vorlauffinanzierung,
2 % Darlehenszins, steigende
Primärenergiepreise gemäß
Klimaschutzszenario 2050

ein noch deutlicherer Zahlungsrückfluss ab (Abb. 23). Positive Deckungsbeiträge treten bereits nach 15 Jahren (ohne Zinsen) bis 19 Jahren (mit Zinsen) ein. Die Vorlauffinanzierung beträgt 295 Mrd € ohne Zinsen und 356 Mrd € mit Zinsen.

Ergebnisse

Unsere Berechnungen zeigen, dass auch sehr ambitionierte Klimaziele (EE-Vollversorgung statt einer Reduktion um 80 % CO₂) wirtschaftlich darstellbar sind. Das »Die-Kosten-der-Energiewende«-Argument sollte somit nicht allein ausschlaggebend für klimapolitische Entscheidungen sein.

Das Ergebnis erster Betrachtungen zeigt, dass eine Finanzierbarkeit des Gesamtprojekts Energiewende auch unter sehr konservativen Annahmen möglich ist (d. h. ohne steigende Brennstoffpreise und CO₂-Schadenskosten). Unter den Rahmenbedingungen eines gleichbleibenden Preisniveaus für Primärenergie des Jahres 2011 und der Restwerte in 2050 ergibt sich eine Verzinsung der gesamten Investitionen von 2,3 % (inflationsbereinigt). Bei einer Fortschreibung des Betrachtungshorizonts über das Jahr 2050 hinaus steigt die zu erwartende Rendite, da dann die Ausgaben für Repowering nur noch einen Bruchteil der vermiedenen Brennstoffkosten ausmachen.

Bei Preissteigerungen für Öl und Erdgas erhöht sich die Rentabilität. Mit Berücksichtigung der Preissteigerungen (real) des Preispfads des NEP 2014 (lineare Fortschreibung) oder des Klimaschutzszenario 2050 ergibt sich unter Berücksichtigung der Restwerte der Investitionen im Jahr 2050 eine Verzinsung der gesamten Investitionen von 4,0 % bis 6,7 % (inflationsbereinigt). Bei Verlängerung des Betrachtungszeitraums über 2050 hinaus erhöht sich die Rendite deutlich.

Nicht berücksichtigt sind hier zudem weder die positiven Rückwirkungen auf die Gesamtwirtschaft, welche die Investitionen in eine produktive Infrastruktur nach sich ziehen (Wirtschaftswachstum, Arbeitsplätze etc.), noch die Subventionen für konventionelle Kraftwerke und Brennstoffe, die aktuell noch durchgeführt werden.

5
Politische Implementierung

Die vorgestellte Betrachtung ist als eine integrale, erste Berechnung zu verstehen, mit der die prinzipielle Lösbarkeit der Finanzierung der Energiewende demonstriert wird. In der konkreten Anwendung wird – bereits heute schon – dieses Schema von lokalen Akteuren ansatzweise durchgespielt. Es liegen uns Berechnungen von kleineren kommunalen Versorgern vor, die eine entsprechende Energiepreisgarantie für eine 100%-ige EE-Versorgung bereits heute aussprechen könnten. Die übergreifende Betrachtung impliziert die Aufforderung an die übergeordnete Steuerung (Gesetzgebung, Regulierung, Kreditgarantien), die notwendigen Rahmenbedingungen für die Investitionssicherheit zu schaffen. Entscheidend ist das Verständnis, dass diese Modellrechnung alle Energieverbrauchssektoren umfasst und aufgrund der Struktur der Primärenergiekosten (Abb. 6 und Abb. 7) die größten Einspareffekte bei den Öl- und Gaskosten entstehen, die fast ausschließlich in den Verbrauchssektoren »Verkehr« und »Wärme« anfallen. Die »Feinarbeit« bei der Ausarbeitung des Finanzierungsschemas der Energiewende besteht darin, die Effekte aus Verkehr und Wärme in den zukünftig dominierenden Stromsektor zu überführen. Das erfordert, dass dem privaten oder industriellen Energiekunden Strom-Wärme-Koppelprodukte (aber auch Strom-Verkehr- oder Strom-Wärme-Verkehr-Produkte) angeboten werden können, die den Kunden stabile Energiekosten garantieren, den Anbietern aber erlauben, die notwendigen Investitionen zu tätigen.

Verschiedene volkswirtschaftliche Studien belegen schon seit langem, dass die Investitionen in Infrastruktur – und dabei insbesondere in produktive Infrastruktur – sich eindeutig positiv auf die wirtschaftliche Entwicklung auswirken [Lehr, Lutz, Pehnt 2013], [DLR, ZSW, GWS, Prognos 2013]. Sie führen zu mehr Beschäftigung, Steigerung der Nachfrage nach Gütern und Dienstleistungen, verbesserten wirtschaftlichen Handlungsmöglichkeiten, mehr Wachstum, mehr Binnenkonsum und in Folge auch zu steigenden Steuereinnahmen des Staates.

Das Kapital zur Finanzierung der Energiewende ist grundsätzlich vorhanden. Verschiedene Umsetzungsweisen sind dabei denkbar: Eine attraktive Möglichkeit kann dabei die Mobilisierung der Reserven aus Rentenfonds oder die Etablierung von Bürgerfonds sein, um Langzeitinvestitionen in Infrastrukturprojekte anzureizen. Im Hinblick auf die aktuellen Herausforderungen der Finanzkrise kann die Energiewende sehr wichtig werden. Dies zeigt sich vor allem im Umfeld der derzeitigen Entwertung privater Sparguthaben durch Inflation oder der sinkenden Zinsen im Bereich der Staatsanleihen mit dem damit zusammenhängenden wirtschaftlichen Druck der Versicherungen (Lebens- und Rentenversicherungen, Rückversicherungen). In diesen Bereichen existieren sehr große Geldvermögen, die für risikoarme Anlagemöglichkeiten geeignet sind und die Potenziale für die Realisierung eigenkapitalfinanzierter Infrastruktur bieten. Die Geldanlagemöglichkeit könnte dabei durch die Erträge der produktiven Infrastruktur abgesichert sein. Weitere interessante Effekte einer Eigenkapitalfinanzierung, die diskutiert werden sollten, sind die Schaffung realer Werte durch Investitionen in die Infrastruktur und die stabilisierende Wirkung auf die Geldpolitik, die die Mobilisierung dieses Geldflusses nach sich ziehen können. Teil der Diskussion sollten dabei mögliche regulatorische Rahmenbedingungen sein, wie zum Beispiel staatlich garantierte Infrastrukturfonds, bei denen der Staat die Risikohaftung übernimmt und die Regulierungsvorschriften für Versicherungen erfüllt werden könnten.

Ein weiteres Beispiel, das im Bereich der Finanzierung herangezogen werden kann, ist die Abwrackprämie im Rahmen des Konjunkturpakets II im Jahr 2009, wo der Staat selbst als Investor auftrat. Hier wäre z. B. eine Abwrackprämie für alte Heizungen eine mögliche Ausprägung. Ein weiterer Punkt ist der Fond für EEG-Altlasten mit staatlicher Finanzierung [Töpfer, Bachmann 2013]. Die Finanzierung kann über einen längeren Zeitraum gestreckt werden. Eine andere Form wäre ein Altschuldenfond, der nur über

die Stromverbraucher gewälzt wird, um einen gleichbleibenden Strompreis zu garantieren. Diskutiert werden auch Fragen, ob z. B. die EEG-Umlage über die Energiesteuer gewälzt werden kann, oder durch eine grundsätzliche Reform des europäischen CO₂-Handels und eine Erweiterung auf die Sektoren Wärme und Verkehr ein Ausgleich der Kosten- und Einspareffekte erfolgen kann.

Der Lösungsraum für die politische Implementierung ist tiefer auszuloten. Hier spielen weitere Kriterien wie Verteilungsgerechtigkeit, Generationengerechtigkeit, Bewertung von Langzeitrissen (e. g. Risikobänder durch Energiepreis-Schwankungen) eine große Rolle. Die in dieser Studie durchgeführten Berechnungen sollen für diese weiteren Überlegungen eine quantitative Grundlage bieten.

Die überaus positive Botschaft ist aber zunächst, dass die Energiewende nicht nur bezahlbar ist, sondern dass sie vielmehr auch eine große globale Geschäftschance ist und ein Wirtschaftsprogramm für Europa in den aktuellen Zeiten der Eurokrise. Gerade auch für die wirtschaftlich angeschlagenen südeuropäischen Staaten bietet sie große Entwicklungsmöglichkeiten.

6
Fazit

Die Studie „Geschäftsmodell Energiewende“ zeigt, dass die Investitionen in die Infrastruktur der erneuerbaren Energien so gesteuert werden können, dass die Kosten für die fossile Primärenergie von derzeit 83 Milliarden Euro pro Jahr über einen Zeitraum von 40 Jahren praktisch auf Null abgesenkt werden können.

Auf diesem Weg wird aus heutiger Sicht in 15 bis 20 Jahren der Punkt erreicht, an dem die Ausbaukosten für die erneuerbaren Energien und die Beschaffungskosten für die fossile Energie zusammen genommen die heutigen Primärenergiekosten unterschreiten. Rund 350 - 500 Milliarden Euro müssen wir bis dahin vorfinanzieren und anschließend tilgen. In rund 30 Jahren fallen hauptsächlich nur noch Erhaltungskosten für die Infrastruktur an (Repowering).

Selbst bei einem gleichbleibenden Preisniveau für fossile Energieträger haben wir daraus bis 2050 eine inflationsbereinigte Rendite von 2,3 % für die geleisteten Investitionen berechnet. Dieser Betrag könnte sogar 4 % bis 6,7 % betragen, wenn die Preise für Öl und Erdgas steigen. Dabei sind die Kosten für Treibhausgasmissionen noch nicht berücksichtigt.

Damit bietet die Energiewende attraktive Kapitalanlagen, deren Rendite von der Leistungsfähigkeit der deutschen Industriegesellschaft abgesichert wird. Attraktivität bedeutet Langzeitstabilität, Risikominimalität und hohe Renditeerwartung. Die Langzeitstabilität begründet sich darin, dass alle neuen Infrastrukturen Hochtechnologien sind. Die damit verbundene wirtschaftliche Kraft hängt ab von Standortfaktoren der industriellen Organisation, Rechtssicherheit und Qualität des Bildungswesens. Die Kapitalanlage ist unabhängig von schwer beeinflussbaren Veränderungen im Markt der fossilen Energieträger und damit risikoarm. Die Renditeerwartung knüpft sich zudem an ein globales Marktwachstum, in dem Deutschland derzeit eine Führungsposition behaupten kann.

7
Literatur

UNFCCC 2009
United Nation Framework Convention on Climate Change.
Decision 2/CP.15, Kopenhagen, 12.2009

Sterner, Schmid, Wickert 2008
Effizienzgewinn durch erneuerbare Energien. BWK. Das
Energie-Fachmagazin 60 (2008), No.6, pp.48-54.

Öko-Institut, ISI 2013
Klimaschutzszenario 2050, Rahmendaten; BMU
unveröffentlicht

DRL, IWES, IfnE 2012
Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der
erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung
der Entwicklung in Europa und global; BMU, 03.2012

BMWi, BMU 2011
Das Energiekonzept der Bundesregierung 2010 und die
Energiewende 2011; BMWi, BMU, Berlin 10.2013

BnetzA 2013
Genehmigung des Szenariorahmens zum NEP/O-NEP 2014;
Bundesnetzagentur Bonn, 08.2013

AGEB 2013
AG Energiebilanzen: Historische Daten zum
Primärenergieverbrauch und Auswertungstabellen,
<http://www.ag-energiebilanzen.de/>

AGEE-Stat 2013
Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik: Historische
Daten zur Entwicklung EE,
<http://www.erneuerbare-energien.de/die-themen/datenservice/agee-stat/>

IWES 2013a
Potenzial der Windenergie an Land;
Hrsg. UBA, Dessau-Roßlau 09.2013

IWES 2013b
Entwicklung der Windenergie in Deutschland;
Hrsg. Agora Energiewende, Berlin 06.2013

SRU 2012
Umweltgutachten 2012, Verantwortung in einer begrenzten
Welt; Erich Schmidt Verlag, Juni 2012

ISE et al. 2013
Erarbeitung einer Integrierten Wärme- und Kältestrategie,
Abschlussbericht BMU; ISE, ISI, Öko-Institut, IREES, BEI 2013

ISEA 2012
Technology Overview on Electricity Storage - Overview on the potential and on the deployment perspectives of electricity storage technologies; ISEA, RWTH Aachen 06.2012

Fichtner, Prognos 2013
Kostensenkungspotenziale der Offshore-Windenergie in Deutschland; Hrsg. Stiftung Offshore-Windenergie, Varel, 2013

Enervis, BET 2013
Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign in Deutschland; Enervis, BET, 03.2013

Kema 2012
Anpassungen und Investitionserfordernisse der Informations- und Kommunikationstechnologie zur Entwicklung eines dezentralen Energiesystems, DNV Kema 2012

Prognos 2013
Ermittlung der Wachstumswirkungen der KfW-Programme zum Energieeffizienten Bauen und Sanieren, Prognos, 03.2013

EWI 2010
Potentiale der Elektromobilität bis 2050, EWI, 06.2010

ZEV et al. 2011
A portfolio of power-trains for Europe, commissioned by McKinsey & Company, 09.2011

ISE 2013
Stromgestehungskosten Erneuerbarer Energien; Freiburg, 11.2013

Lehr, Lutz, Pehnt 2013
Volkswirtschaftliche Effekte der Energiewende: Erneuerbare Energien und Energieeffizienz; GWS, IFEU - Osnabrück, Heidelberg, 2012

DRL, DIW, ZSW, GWS, Prognos 2013
Bruttobeschäftigung durch erneuerbare Energien in Deutschland im Jahr 2012; Hrsg. BMU Berlin, 03.2013

Töpfer, Bachmann 2013
Kostenschnitt für die Energiewende. Die Neuordnung der Stromkosten ist die Voraussetzung für die Reform der Energiepolitik; Hrsg. Nachhaltigkeitsrat, 09.2013

