

Wirkungen des Ausbaus Erneuerbarer Energien
- Impact of Renewable Energy Sources -



Untersuchung im Rahmen des Projekts

„Wirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien (ImpRES)“,
gefördert vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit

Monitoring der Kosten und Nutzenwirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien im Strom- und Wärmebereich im Jahr 2011

Bearbeiter:

Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI), Karlsruhe,
Barbara Breitschopf, Marian Klobasa, Jan Steinbach, Frank Sensfuß

Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW Berlin), Berlin,
Jochen Diekmann

Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung mbH (GWS), Osnabrück,
Ulrike Lehr

Institut für ZukunftsEnergieSysteme (IZES), Saarbrücken,
Juri Horst

Karlsruhe, Berlin, Osnabrück, Saarbrücken, 16. Juni 2012



Inhaltsverzeichnis

	Seite
1 Überblick über Kosten- und Nutzenwirkungen.....	1
1.1 Hintergrund.....	1
1.2 Zusammenfassung der Ergebnisse für 2011	2
2 Einzelne Kosten- und Nutzenwirkungen.....	5
2.1 Systemanalytische Kosten- und Nutzenwirkungen	5
2.1.1 Direkte Differenzkosten im Strom und Wärmebereich	5
2.1.1.1 Strombereich	5
2.1.1.2 Wärmebereich	6
2.1.2 Regel- und Ausgleichsenergiekosten im Strombereich	7
2.1.3 Netzausbaukosten.....	8
2.1.4 Transaktionskosten	9
2.1.5 Vermiedene Umweltschäden	10
2.2 Verteilungswirkungen	11
2.2.1 Einzelwirtschaftlich verbleibende Mehr- oder Minderkosten im Strom- und Wärmebereich.....	11
2.2.1.1 Strombereich	11
2.2.1.2 Wärmebereich	13
2.2.2 Besondere Ausgleichsregelung im Strombereich.....	14
2.2.3 Preiseffekt des Ausbaus erneuerbarer Energien im Strombereich	15
2.2.4 Öffentliche Fördermittel	16
2.2.5 Besteuerung von Strom aus erneuerbaren Energien	18
2.3 Makroökonomische Wirkungen.....	19
2.3.1 Verringerte Importe.....	19
2.3.2 Investitionen	20
2.3.3 Inlandsumsätze	20
2.3.4 Bruttobeschäftigung.....	21
3 Ausblick auf sonstige Wirkungen und weitere Arbeiten.....	23
4 Referenzen	24

Abbildungsverzeichnis

	Seite
Abbildung 1: Kosten- und Nutzenkategorien des Ausbaus EE.....	2
Abbildung 2: Systemanalytische Differenzkosten im Strom- und Wärmebereich	5
Abbildung 3: Ausgleichs- und Regelenergiekosten im Strombereich durch Prognosefehler	8
Abbildung 4: Netzausbaukosten für Übertragungsnetze und die Anbindung von off-shore Wind.....	9
Abbildung 5: Vermiedene Umweltschäden durch verminderte Emission von Treibhausgasen und Luftschadstoffen von 2008 bis 2011	10
Abbildung 6: Differenzkosten im Strombereich, in Mrd. €.....	13
Abbildung 7: Einzelwirtschaftlich verbleibende Mehr/Minderkosten der Wärmeerzeugung in Mrd. €.....	13
Abbildung 8: Begünstigung privilegierter Stromendabnehmer aufgrund der besonderen Ausgleichsregelung nach Wirtschaftszweigen seit 2008.....	14
Abbildung 9: Merit-Order Effekt durch den Einsatz erneuerbarer Energien in der Stromerzeugung.....	15
Abbildung 10: Fördermittel des Bundes für erneuerbare Energien (in Mrd. €)	16
Abbildung 11: Besteuerung von Strom aus erneuerbaren Energien (in Mrd. €).....	19
Abbildung 12: Investitionen in Anlagen zur Erzeugung von Wärme und Strom mit erneuerbaren Energien (in Mio. €)	20
Abbildung 13: Umsätze der Anlagenhersteller in Deutschland (in Mio. €)	21
Abbildung 14: Bruttobeschäftigung durch den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland (einschließlich Exporttätigkeit).....	22

Tabellenverzeichnis

	Seite
Tabelle 1: Zusammenstellung der quantifizierten Kosten- und Nutzenwirkungen in 2011 nach Kategorien	4
Tabelle 2: Fördermittel des Bundes für erneuerbare Energien (in Mio. €)	17
Tabelle 3: Darlehen der KfW für erneuerbare Energien (Neuzusagen).....	18
Tabelle 4: Importverringerung (netto) in Mrd. €.....	19

1 Überblick über Kosten- und Nutzenwirkungen

1.1 Hintergrund

Die vorliegende Darstellung der Kosten- und Nutzenwirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien (EE) erfolgt im Rahmen des Forschungsvorhabens „Wirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien (ImpRES)“, das vom BMU gefördert wird. Sie beruht methodisch auf einer umfassenden Studie zur Analyse der Kosten- und Nutzenwirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien im deutschen Strom- und Wärmemarkt (KNEE) im Auftrag des BMU (ISI, GWS, IZES, DIW 2010a).

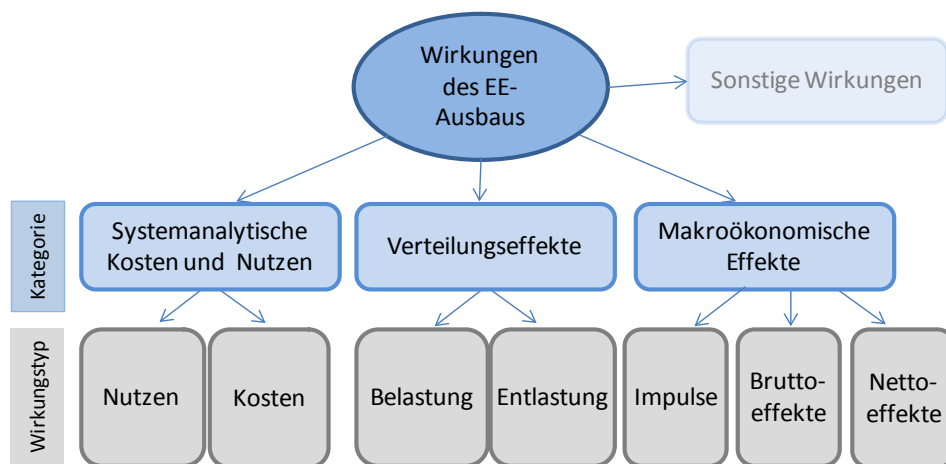
Der konzeptionellen Rahmen zur Abschätzung der Kosten- und Nutzenwirkungen soll eine Gesamtbewertung der Effekte ohne Doppelzählungen oder Lücken ermöglichen. Dabei werden drei Wirkungskategorien unterschieden (Abbildung 1):

- *Systemanalytische Kosten- und Nutzenwirkungen* umfassen alle direkten und indirekten Kosten des Ausbaus EE, denen ein unmittelbarer oder mittelbarer Ressourcenverbrauch gegenübersteht. Die direkten Kosten erfassen die zur Erstellung und zum Betrieb einer Anlage benötigten Ressourcen, während die indirekten Kosten Folgekosten der Anlagenerstellung oder des Anlagenbetriebs darstellen, insbesondere Infrastrukturkosten (Netze, Speicher) und Transaktionskosten. Die systemanalytischen Kosten- und Nutzenwirkungen erneuerbarer Energien werden grundsätzlich im Vergleich zu einer Energieversorgung ohne eines forcierten Ausbaus EE bilanziert und unabhängig davon ermittelt, welche Akteure damit belastet werden. Sie lassen sich aggregiert in einer Größe erfassen und den Nutzenwirkungen gegenüberstellen. Nutzenkomponenten ergeben sich dabei insbesondere aus der Ressourcenschonung und vermiedenen Umweltschäden.
- *Verteilungs- und Preiseffekte* stellen für sich genommen keinen gesamtwirtschaftlichen Ressourcenverbrauch dar. Sie haben aber einen wesentlichen Einfluss auf die einzelwirtschaftlichen Mehr- oder Minderkosten der Nutzung EE. Die Verteilungswirkungen können als Be- und Entlastungen einzelner Akteursgruppen bzw. des Staates dargestellt werden, sie lassen sich aber nicht ohne weiteres zu einer Gesamtgröße zusammenfassen. Darüber hinaus löst der Einsatz EE in der Strom- und Wärmeerzeugung Preiseffekte aus, die verschiedene Akteure unterschiedlich stark betreffen.
- *Makroökonomische Effekte* umfassen gesamtwirtschaftliche Indikatoren wie Investitionen, Umsatz, Importe, Bruttoinlandsprodukt und Beschäftigung. Zur Abschätzung makroökonomischer Effekte des EE-Ausbaus sind neben Statistiken und Erhebungen bei Unternehmen gesamtwirtschaftliche Modelle nötig, welche die vielfältigen wirtschaftlichen Verflechtungen zwischen Akteuren und Wirt-

schaftszweigen möglichst umfassend abbilden sollen. Aufgrund der Komplexität muss dabei jedoch vereinfachend mehr oder weniger stark von der Realität abstrahiert werden, so dass in diesen Modellen nicht immer sämtliche Systemkostenänderungen bzw. Be- und Entlastungen einzelner Akteursgruppen vollständig erfasst werden können.

Darüber hinaus sind mit dem EE-Ausbau weitere sonstige Wirkungen (z.B. auf Innovationen und Versorgungssicherheit, technologische Entwicklungen) verbunden, die im Rahmen dieses Vorhabens noch nicht quantifiziert werden.

Abbildung 1: Kosten- und Nutzenkategorien des Ausbaus EE



Der vorliegende Monitoringbericht für das Jahr 2011 ist eine Fortführung der bisherigen Updates für 2009 und 2010 (ISI GWS, IZES, DIW, 2010b und 2011). Er enthält für die Jahre 2008 bis 2011 Angaben zu den Kosten- und Nutzenwirkungen zu jeweiligen Preisen (Ausnahme vermiedene Umweltschäden: Preisbasis 2010), wobei die Angaben für das Jahr 2011 teilweise noch auf vorläufigen Schätzungen basieren. Eine Zusammenfassung der Ergebnisse für 2011 ist nachfolgend dargestellt. Anschließend findet eine kurze Darlegung der Einzelergebnisse in den nachfolgenden Kapiteln statt, wobei auf eventuelle methodische Veränderungen hingewiesen wird.

1.2 Zusammenfassung der Ergebnisse für 2011

Die quantifizierten Effekte sind in Tabelle 1 nach Wirkungskategorien zusammengefasst dargestellt. Eine Aggregation ist grundsätzlich nur bei völliger Übereinstimmung der Wirkungstypen, des Analysegegenstands sowie der Einheiten möglich.

Unter systemanalytischen Kosten- und Nutzenwirkungen lassen sich die gesamten Kosten aufsummieren und dem quantifizierten Nutzen gegenüberstellen, wobei die

ermittelten vermiedenen Umweltschäden zunächst eine Brutto-Nutzengröße¹ darstellen. Für das Jahr 2011 wurden systemanalytische Differenzkosten in Höhe von ca. 10,9 Mrd. € ermittelt, denen ein Nutzen von ca. 10,1 Mrd. € gegenüber stand. Bereinigt um die in den Systemdifferenzkosten eingerechnete Teilinternalisierung der CO₂-Zertifikatskosten beträgt der Nettonutzen rund 9 Mrd. €. Dieser Nutzen beruht allein auf vermiedenen Emissionen der gegenwärtigen EE-Endenergieerzeugung. Bei den systemanalytischen Differenzkosten dominieren die direkten Differenzkosten, während die indirekten Differenzkosten bisher noch relativ gering sind: Die Ausgleichs-, Regelernergie- und Netzausbaukosten liegen zusammen bei gut 0,3 Mrd. €. Dieser statischen Kostenbetrachtung in 2011 stehen weitere, insbesondere auch dynamische Nutzenwirkungen wie Spillover-Effekte von Politik und FuE-Aktivitäten, technische Entwicklungen, vermindertes Risiko nuklearer Unfälle und erhöhte Versorgungssicherheit gegenüber, die allerdings bisher nicht monetär quantifiziert sind.

Bezüglich der Verteilungsaspekte ist eine vollständige Erfassung und Zuordnung von Ent- oder Belastungen nach einzelnen Wirtschaftsakteuren noch nicht möglich. Die Stromverbraucher insgesamt sehen sich 2011 durch die EEG-Umlage einer Belastung von rund 13,5 Mrd. € ausgesetzt. Durch den Merit-Order-Effekt hatte sich 2010 auf dem Großhandelsmarkt eine Preissenkung im Wert von 2,8 Mrd. € ergeben.² Sofern solche Preissenkungen vollständig an die Stromverbraucher durchgereicht werden, stünden ihren Belastungen durch die EEG-Umlage Entlastungen in einer Größenordnung von etwa 0,5 Ct/kWh gegenüber. Durch den Merit-Order-Effekt dürfte sich für Unternehmen, die unter die Besondere Ausgleichsregelung des EEG fallen (Begrenzung der EEG-Umlage 2012 auf 0,05 bzw. 0,4 ct/kWh), sogar netto eine Entlastung ergeben. Weitere Verteilungseffekte ergeben sich – zu Lasten öffentlicher Haushalte bzw. der Steuerzahler - aus Fördermitteln für Forschung und Entwicklung sowie für die Marktentwicklung (insbesondere Marktanzreizprogramm), von denen spiegelbildlich Unternehmen und Anlagenbetreiber profitieren.

Anders als in den Vorjahren zeigt die Bilanz der quantifizierten systemanalytischen Effekte für 2011 einen leicht negativen Saldo, dies ist insbesondere dem starken Ausbau der PV geschuldet. Zu beachten ist allerdings, dass diese statische Betrachtung wesentliche Nutzeneffekte noch unberücksichtigt lässt. So trug die starke Stellung deutscher Unternehmen auf dem Leitmarkt „erneuerbare Energien“ 2011 nach wie vor zu ausgeprägten Exporterfolgen bei, die sich in den Umsätzen widerspiegeln. So ist die Beschäftigung in allen Branchen dieses Sektors auf insgesamt 381.600 Personen angestiegen, was einem Anstieg von etwa 140 % seit der ersten Messung 2004 (160.500

¹ Vgl. Breitschopf/Diekmann 2010.

² Für 2011 liegen abschließende Berechnungen noch nicht vor.

Beschäftigte) gleichkommt. Auch die Umsätze der Branche haben mit rund 25 Mrd. € eine maßgebliche gesamtwirtschaftliche Bedeutung.

Tabelle 1: Zusammenstellung der quantifizierten Kosten- und Nutzenwirkungen in 2011 nach Kategorien

2011	<i>vorläufige Angaben</i>			
Wirkungskategorien	Analysebereiche	Strom in Mrd. €	Wärme in Mrd. €	Gesamt EE in Mrd. €
System-analytische Wirkungen	Direkte Differenzkosten	9,3	1,4	10,6
	Regel/ Ausgleichsenergiekosten	0,16		0,2
	Netzausbaukosten	0,13		0,1
	Transaktionskosten*	0,03		0,03
	Gesamte Differenzkosten	9,6	1,4	10,9
	Vermiedene Umweltschäden	8,0	2,1	10,1
Verteilungseffekte	EEG-Differenzk., einzelwirt. Mehrkosten	13,5	1,2	14,7
	<i>annuisierte Förderung MAP-Anlagen</i>	-	0,2	
	Besondere Ausgleichsregelung	2,2		2,2
	Merit-Order-Effekt*	2,8		2,8
	Öffentliche Fördermittel			0,6
	Marktförderung			0,3
	FuE-Förderung			0,3
	Besteuerung von EE-Strom**	1,6		1,6
Makro-ökonomische Effekte	Verringerte Importe***	2,9	3,4	6,02
	Investitionen (<i>in Strom- und Wärmeerzeugungsanlagen</i>)	20,0	2,9	22,9
	Umsätze (<i>Hersteller von Anlagen und Komponenten</i>)			24,9
	Bruttobeschäftigung (in Personen)			381.600
weitere, nicht quantifizierte Effekte	Versorgungssicherheit, technologische Entwicklung, Risiko eines nuklearen Unfalls, Spill-over von FuE, Vorbildcharakter Politik und Gesellschaft			n.a.
* Schätzungen aus Vorjahr: 2010; ** Mittelwert; *** Summe Wärme und Strom unter Berücksichtigung gestiegener biogener Brennstoffimporte				
alle Angaben in jeweiligen Preisen, außer Umweltschäden (Preisbasis 2010)				

Quelle: eigene Zusammenstellung; alle Angaben zu jeweiligen Preisen außer Umweltschäden (Preisbasis 2010)

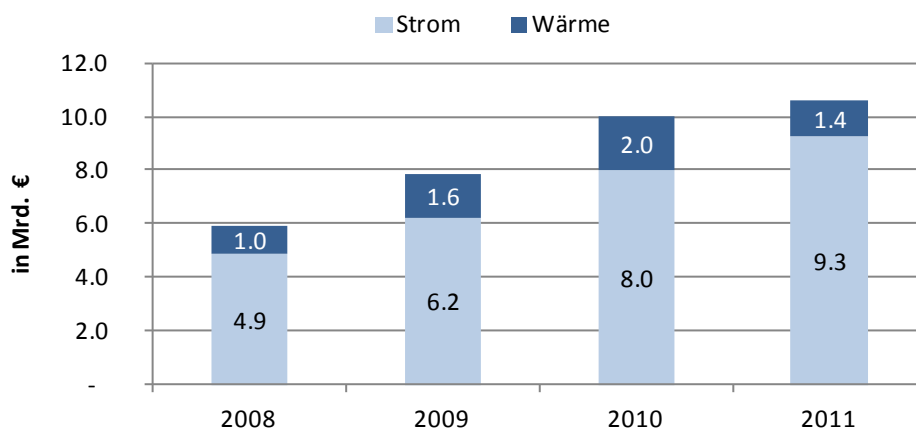
2 Einzelne Kosten- und Nutzenwirkungen

2.1 Systemanalytische Kosten- und Nutzenwirkungen

2.1.1 Direkte Differenzkosten im Strom und Wärmebereich

Die direkten systemanalytischen Differenzkosten ergeben sich aus der Differenz der Gestehungskosten für Strom und Wärme aus erneuerbaren und fossilen Referenztechnologien. Sie berechnen sich jeweils aus den annuitätischen Investitions- und Betriebskosten und ggf. Brennstoffkosten, unabhängig davon, ob die Investitionen in EE aufgrund gesetzlicher Vorgaben (etwa im Rahmen des EEWärmeG) oder aufgrund anderer Anreize erfolgten. Auch möglicherweise gewährte Fördermittel oder die auf fossile Brennstoffe erhobenen Energiesteuern bleiben bei dieser Betrachtung unberücksichtigt.

Abbildung 2: Systemanalytische Differenzkosten im Strom- und Wärmebereich³



Quelle: Berechnungen von Fh-ISI und GWS

2.1.1.1 Strombereich

In der systemanalytischen Betrachtung werden zunächst die Gestehungskosten für Strom aus erneuerbaren und anderen Energieträgern verglichen. Werden in die Gestehungskosten CO₂-Zertifikatspreise einberechnet, müssen sie bei der Bilanzierung mit dem Nutzen durch vermiedene Emissionen gesondert berücksichtigt werden. Die systemanalytischen Differenzkosten ermöglichen Aussagen über die direkten Nettokosten von Energien aus erneuerbaren Quellen, im Vergleich zur Stromerzeugung aus

³ In ISI et al. 2010a, 2010b, 2011 wurden die Differenzkosten im Wärmebereich bisher auf Preisbasis 2005 angegeben, in diesem Bericht nun zu jeweiligen Preisen.

konventionellen Energien. Diese Differenzkosten können grundsätzlich positiv oder negativ sein.

Die direkten systemanalytischen Differenzkosten für Strom lagen mit 9,3 Mrd. € in 2011 wiederum höher als im Vorjahr. Diese Zunahme reflektiert insbesondere den starken Ausbau der Photovoltaik. Allerdings ist auch hier der Effekt des Preisverfalls in der Photovoltaik zu beobachten: bei gleichem Zubau wie in 2010, stiegen die Differenzkosten nur um die Hälfte gegenüber dem Anstieg zwischen 2009 und 2010 an. Dies kann dahingehend interpretiert werden, dass das Maximum der systemanalytischen Differenzkosten früher durchschritten werden wird als in früheren Untersuchungen vermutet.

2.1.1.2 Wärmebereich

Der Ansatz im Wärmebereich basiert ebenfalls auf einer systemanalytischen Berechnung, die die Wärmebereitstellungskosten der EE-Technologien mit denen fossiler vergleicht. Die Ermittlung der Kosten im Wärmebereich ist dabei komplexer als im Strombereich, da überwiegend dezentrale Systeme in Wohn- und Nichtwohngebäuden die Versorgung übernehmen. Insofern sind neben den Verbrauchskosten auch Investitionen und Betriebskosten der jeweiligen Wärmetechnologien zu berücksichtigen, die sich nicht nur systembedingt, sondern auch nach Art der zu versorgenden Gebäude unterscheiden.

Die systemanalytischen Differenzkosten im Wärmebereich sind damit als annuitätische Erzeugungsmehr- oder Minderkosten der EE-Wärmetechnologien gegenüber den fossilen Heizsystemen auf Vollkostenbasis definiert. Entlastungen durch Fördermaßnahmen sind dabei nicht berücksichtigt. Neben den technologiespezifischen Parametern sind dabei auch gebäudespezifische Kennwerte, wie Wärmebedarf und Wärmeverlust zu berücksichtigen. Für die Berechnung der Differenzkosten wird daher eine Gebäudetypologie definiert, die einen Kostenvergleich der Technologien innerhalb eines Gebäudetyps ermöglicht. Im Bereich der zentralen Wärmeversorgung durch Nahwärme sowie bei der Wärmeversorgung von Nichtwohngebäude wird hingegen ein direkter Systemvergleich unabhängig von der Art der belieferten Gebäude durchgeführt.

Die Differenzkosten der gesamten EE-Nutzung im Wärmebereich betragen demnach im Jahr 2011 1,4 Mrd. €⁴. Der deutliche Rückgang gegenüber dem Wert für das Jahr

⁴ Diese Werte liegen unter den Angaben der für das BMU erarbeiteten Leitstudie 2010 (Nitsch et al. 2011), die für erneuerbare Wärmebereitstellung im Jahr 2010 Differenzkosten in Höhe von 2,7 Mrd. € ausweist. Grund hierfür sind unterschiedliche Annahmen zu den spezifischen Kosten der eingesetzten Technologien sowie hinsichtlich der Berücksichtigung von Biomasse-Einzelraumfeuerungen.

2010 (2010 rund 2,0 Mrd. €)⁵ ist insbesondere dadurch zu erklären, dass 2010 ein sehr kaltes Jahr war, was seinerzeit in einem starken Anstieg des statistisch erfassten EE-Einsatzes resultierte. Bei der Interpretation der o. g. Kostengrößen ist ferner zu beachten, dass diese den gesamten Wärmeausbau umfassen, unabhängig davon, ob dieser, häufig durch das MAP gefördert, auf freiwilliger Basis oder durch das EEWärmeG verpflichtend erfolgte. Bei anderen Abgrenzungen ergeben sich deutlich andere Kostengrößen (vgl. hierzu ISI/DIW/IZES/GWS 2011)

2.1.2 Regel- und Ausgleichsenergiekosten im Strombereich

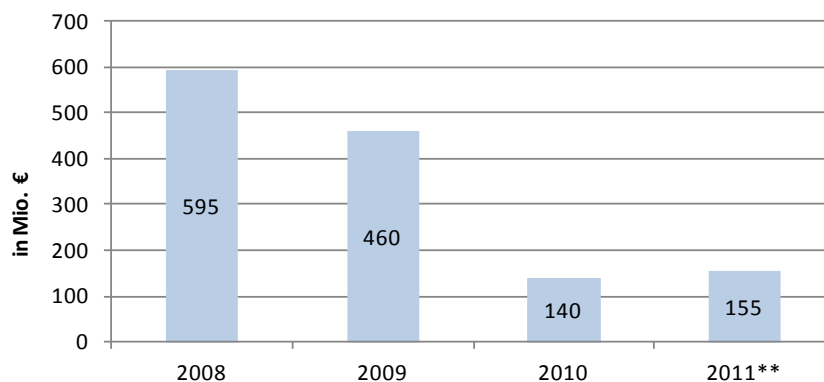
Für die Integration der EEG-Strommengen in den Strommarkt sind bis 2011 ausschließlich die Übertragungsnetzbetreiber verantwortlich, wobei sie seit 2010 verpflichtet sind, sämtliche EEG-Strommengen nur noch im Day-ahead-Handel zu vermarkten. Die bis dahin erfolgte Bandlieferung wurde abgeschafft. Insofern entstehen bei der Integration der EEG-Strommengen Kosten vor allem für den Ausgleich von Prognosefehlern von Wind- und PV-Einspeisung. Die Kostenpositionen im Einzelnen sind:

- Kosten für die untertägige Vermarktung der EEG-Strommengen zur Anpassung an Prognosefehler,
- Kosten aus der Beschaffung bzw. dem Verkauf von Ausgleichsenergie zur Glättstellung des EEG-Bilanzkreises,
- Erstellung von Day-ahead- und kurzfristigeren Prognosen der EEG-Einspeisung,
- Kosten für die Börsenzulassung und die Handelsanbindung.

Darüber hinaus fallen weitere administrative Kosten an, z.B. für die Bereitstellung von IT-Infrastruktur oder die Ermittlung und Prognose der EEG-Umlage. Die Kosten sind mit der Abschaffung der Bandlieferung in 2010 zunächst sehr stark zurückgegangen. So lagen sie in 2009 bei ca. 460 Mio. € und sind in 2010 auf 140 Mio. € gefallen. Für 2011 werden Kosten von ca. 155 Mio. € erwartet. Die Kosten werden zum einen durch die EEG-Strommengen sowie durch die erzielbaren Prognosegenauigkeiten beeinflusst. Grundlage für die Kostenangaben sind Veröffentlichungen der Bundesnetzagentur (BNetzA 2010) sowie die Schätzungen im Rahmen der EEG-Umlageprognose für 2012 (ÜNB 2012). Die Kosten werden als EEG-Vermarktungskosten und als administrative EEG-Kosten durch die Bundesnetzagentur veröffentlicht.

⁵ Angaben hier in jeweiligen Preisen, in ISI/DIW/IZES/GWS (2011) zu Preisen von 2005 sowie Aktualisierung des Vorjahreswertes aufgrund abschließend vorliegender Daten für 2010.

Abbildung 3: Ausgleichs- und Regelergiekosten im Strombereich durch Prognosefehler



Quelle: Monitoringbericht BNetzA 2010, EEG-Umlage Prognose 2012;

Anmerkung: ** vorläufige Daten, eigene Schätzung Fh-ISI

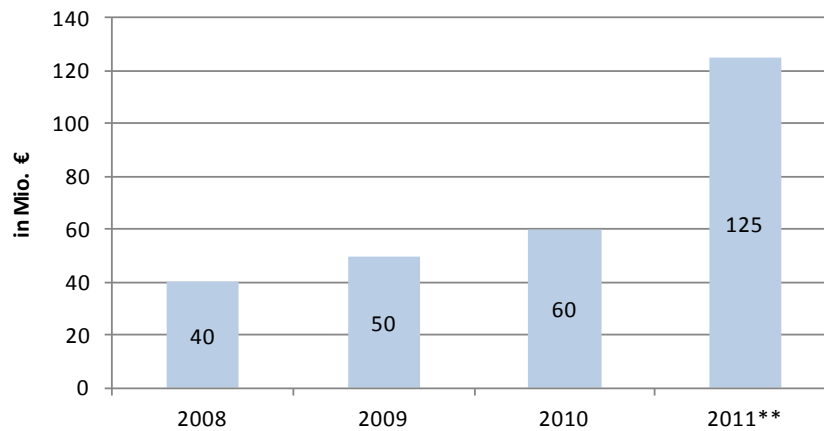
Trotz steigender EEG-Mengen sind die Kosten seit 2008 deutlich zurückgegangen und es wird für die kommenden Jahre nur mit einer moderaten Steigerung gerechnet. Unterstellt man, dass die Kosten für den Prognosefehlerausgleich vor allem durch die Einspeisung aus Wind und Solar verursacht werden, dann ergeben sich spezifische Kosten (bezogen auf die Wind- und Solareinspeisung von 65,5 TWh in 2011) von 2,4 €/MWh.

2.1.3 Netzausbaukosten

Die Netzausbaukosten umfassen den Ausbau der Übertragungsnetze sowie den Netzausbau für Offshore Wind. Die Ausbaukosten der Verteilernetze sind hier nicht inbegriffen. Die Kostenabschätzung umfasst die Netz(aus)bauprojekte, die in den betrachteten Jahren realisiert d.h. auch gebaut wurden (BNetzA 2012, Tennet 2012, 50 Hertz 2012). Darunter fallen insbesondere die Windsammelschiene (Krümmel – Schwerin) sowie die Thüringer Strombrücke (Lauchstädt – Redwitz). Bei der Offshore Netzanbindung von Windenergieanlagen wurden bisher Alpha Ventus, BorWin I und Baltic 1 realisiert. Mit dem Bau weiterer Netzanschlüsse in Nord- und Ostsee ist 2010 bzw. 2011 begonnen worden (u.a. HelWin 1, BorWin 2, Baltic 2, Riffgat).

Die für diese Projekte getätigten Investitionen wurden mit knapp 1 Mrd. € bis 2010 abgeschätzt. Für 2011 wird mit einem kumulierten Investitionsvolumen von ca. 2,5 Mrd. € gerechnet, das, als Annuität ausgewiesen, die jährliche Kosten des Netzausbaus darstellt. Die Abschreibungsdauer sowie der angelegte Zinssatz betragen hierfür 40 Jahre und 6,5 % p.a. Die sich daraus ergebenden jährlichen Kosten für den Netzausbau belaufen sich in 2010 auf rund 60 Mio. € und erreichen in 2011 voraussichtlich rund 125 Mio. €

Abbildung 4: Netzausbaukosten für Übertragungsnetze und die Anbindung von off-shore Wind



Quelle: Abschätzungen auf Angaben der ÜNBs

Anmerkung: ** vorläufige Daten, eigene Schätzung Fh-ISI

2.1.4 Transaktionskosten

Die Transaktionskosten erneuerbarer Energien umfassen folgende Komponenten:

- Kosten der Umsetzung des EEG und zwar die zusätzlichen Personalkosten der Verteilernetz- und Übertragungsnetzbetreiber sowie der Stromlieferanten;
- Personalkosten der staatlichen bzw. mit hoheitlichen Aufgaben betreuten Institutionen, die im Rahmen der Umsetzung des EEG und der Förderung von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Wärme entstehen.
- Kosten der Umsetzung des EEWärmeG (bisher nicht ermittelt).

Das Statistische Bundesamt verfügt über Daten zu Personalkosten von Unternehmen der Energiewirtschaft, die durch das EEG bedingt sind. Diese so genannten Bürokratiekosten liefern eine gute Datenbasis für die Ermittlung der personalbezogenen Kosten des EEG, es ist jedoch mit Synergien aufgrund der Überschneidung mit anderen Funktionen dieser Unternehmen als Netzbetreiber oder Bilanzkreisverantwortliche bzw. -koordinatoren zu rechnen.⁶

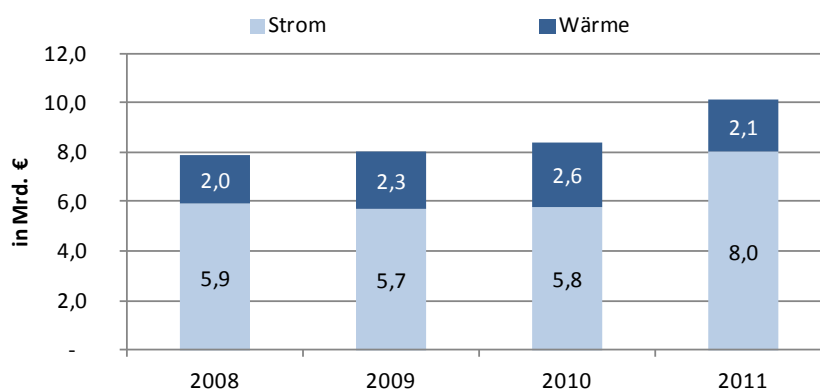
⁶ Eine scharfe Trennung der den verschiedenen Akteuren obliegenden Pflichten im Rahmen des EEG von den Pflichten z.B. als Netzbetreiber, die ihnen aus dem EnWG resultieren, ist nur schwerlich möglich. Das EnWG (§11, Absatz 1, Satz 1) verpflichtet diese, „ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen, soweit es wirtschaftlich zumutbar ist.“ Der Netzbetrieb und die Gewährleistung des diskriminierungsfreien Netzzugangs bilden damit quasi die ‚Daseinsberechtigung‘ dieser Unternehmen. Eine scharfe Trennung zwischen den Kosten des Netzbetrieb für EEG-Strom und den Kosten des ‚sonstigen‘ Netzbetriebs ist im Rahmen dieses Forschungsprojekts nicht zu leisten.

Ohne intensivste Forschungsarbeiten ist es auf der Grundlage des bestehenden Datenmaterials jedoch kaum möglich, die genaue Höhe der EEG bzw. EEWärmeG⁷ bedingten Transaktionskosten (TAK) für einzelne Jahre zu ermitteln. Überdies erscheinen die TAK mit einer Höhe von 0,027 Mrd. € (2010) im Vergleich zu anderen Kosten-Nutzenwirkungen eher von nachrangiger Größenordnung.

2.1.5 Vermiedene Umweltschäden

Die vermiedenen Umweltschäden stellen die bedeutendste Nutzenkategorie des Ausbaus erneuerbarer Energien dar. Zur Berechnung der durch den Einsatz erneuerbarer Energien vermiedenen Umweltschäden im Strom- und Wärmebereich wird auf Emissions- und Substitutionsfaktoren (UBA 2011), Daten zur Bereitstellung der Endenergie aus erneuerbaren Energien (BMU 2012a) sowie auf Schadenskostenansätze bei Emissionen von Luftschadstoffen und Treibhausgasen (UBA 2012) zurückgegriffen. Im Gegensatz zu den Berechnungen der Vorjahre können 2011 für die Emissionen aktualisierte Kostenansätze nach UBA 2012 angelegt werden. Somit erhöht sich beispielsweise der Schadenskostenansatz für CO₂ von 70 €/t CO₂ auf 80 €/t CO₂, wobei sich die Kostenansätze für die anderen Treibhausgase entsprechend ihrem Treibhauspotenzial anpassen. Da eine Abschätzung der Schadenskostenansätze für Luftschadstoffe und Treibhausgase gewissen Annahmen unterliegt, weisen die angelegten Schadenskostenansätze eine unvermeidliche Unschärfe aus, die gleichfalls für die vermiedenen Umweltschäden gilt.⁸

Abbildung 5: Vermiedene Umweltschäden durch verminderte Emission von Treibhausgasen und Luftschadstoffen von 2008 bis 2011



Quelle: Berechnungen desFh- ISI auf Basis von UBA 2012, BMU 2012a, UBA 2011

⁷ Bislang hat nur ein Teil der Bundesländer den Vollzug geklärt, sodass - auch aufgrund verschiedener Vorgehensweisen in diesem Zusammenhang - eine Ermittlung oder Abschätzung der Kosten nur schwer möglich ist.

⁸ Zur Berechnungsmethodik der monetären Bewertung siehe Breitschopf 2012 und UBA 2012

Die monetäre Bewertung der vermiedenen Emissionen führt zu vermiedenen Umweltschäden in Höhe von insgesamt rund 10,1 Mrd. € (2011). Diese Nutzenwirkung basiert überwiegend auf der Vermeidung von Treibhausgasemissionen (insbesondere von CO₂), die einen dominierenden positiven Beitrag liefern, während sich die Emissionen von Luftschadstoffen nur geringfügig bemerkbar machen. Die vermiedenen Umweltschäden stellen einen „Brutto“-Nutzen dar, bei dem erfolgte (Teil-)Internalisierungen von Umweltkosten (z.B. CO₂-Zertifikatspreise) oder Wechselwirkungen mit politischen Instrumenten des Klima- und Umweltschutzes nicht eingerechnet sind. Unter Berücksichtigung der CO₂-Zertifikatspreise (siehe Breitschopf/Diekmann 2010) vermindern sie sich auf rund 9 Mrd. € (2011)⁹.

2.2 Verteilungswirkungen

2.2.1 Einzelwirtschaftlich verbleibende Mehr- oder Minderkosten im Strom- und Wärmebereich

Die einzelwirtschaftlich verbleibenden Mehr- oder Minderkosten stellen die resultierenden Belastungen oder Entlastungen der einzelnen Akteure dar, die nach Abzug aller Zahlungen (z.B. Förderungen im Wärmebereich, Umlagezahlungen im Strombereich) bei diesen verbleiben.

2.2.1.1 Strombereich

Die verteilungspolitisch relevanten sog. EEG-Differenzkosten im Strombereich ergeben sich aus der Differenz zwischen den Einnahmen der Netzbetreiber aus dem Verkauf des EE-Stroms und ihren Ausgaben beim Einkauf des EE-Stroms. Die einzelnen anrechenbaren Bestandteile dieser Marktaktivitäten sind in der AusglMechV 2009 (seit 1.1.2010, in § 3 und 6) definiert. Bei den EEG-Differenzkosten handelt es sich um einen Umverteilungsmechanismus von den (dezentralen) EE-Stromerzeugern auf einen großen Teil der Stromverbraucher. Stromintensive Unternehmen des produzierenden Gewerbes und Schienenbahnen müssen nur einen sehr geringen Teil der Umlage tragen (§40ff EEG), sie sind aufgrund der Besonderen Ausgleichsregelung des EEG begünstigt (privilegierter Letztverbrauch).¹⁰

⁹ In den systemanalytischen Differenzkosten sind die Kosten für CO₂-Zertifikate enthalten. Um Doppelzählungen zu vermeiden, sind daher die CO₂-Zertifikatspreise beim Schadenskostenansatz für CO₂ zu berücksichtigen, d.h. der Schadenskostenansatz für CO₂ vermindert sich bei den betroffenen Industrien (z.B. bei Stromerzeugung) entsprechend. Die CO₂-Zertifikate stellen eine Teilinternalisierung dar.

¹⁰ Privilegierte Unternehmen zahlen grds. 0,05 ct/kWh, wobei einige der Unternehmen 10 % Selbstbehalt tragen müssen und daher in den Jahren 2011 und 2012 jeweils mit ca. 0,4 ct/kWh zum EEG beitragen.

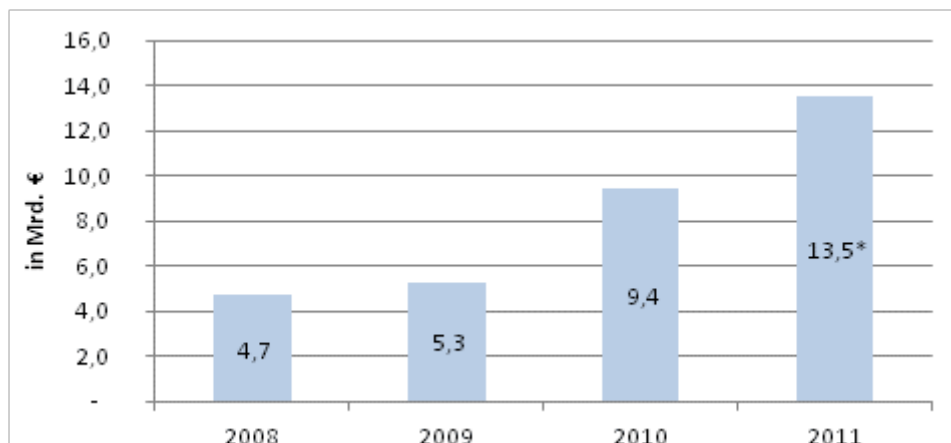
Während die Definition durch die AusglMechV zu deutlich mehr Klarheit und Transparenz bei der Berechnung der EEG-Umlage geführt hat, bleiben dennoch einige Unsicherheiten. Zum einen muss die Umlage je kWh von den vier Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) jeweils für das kommende Jahr vorab berechnet werden, damit sie dann in diesem Jahr vom Verbraucher erhoben werden kann. Diesem Zweck dienen die jeweils bis zum 15. Oktober des Vorjahres zu veröffentlichenden Prognosen, die nach dem Stand von Technik und Wissenschaft zu erstellen sind.¹¹ Dabei sind sowohl die im kommenden Jahr eingespeiste Menge als auch der Preis, zu dem sich der Strom vermarkten lässt von Unsicherheit geprägt. Die Abrechnung der Konten erfolgt in zwei Veröffentlichungen: Zunächst veröffentlichen die Netzbetreiber frühzeitig zu Beginn eines Jahres eine erste Einnahmen- und Ausgabenrechnung. Ende Juli wird dann eine geprüfte EEG-Jahresabrechnung bereitgestellt.

Für das Jahr 2010 lag die Prognose der ÜNB für die umzulegenden EEG-Differenzkosten bei 8,2 Mrd. €, mit Ausgaben in Höhe von 12,7 Mrd. € und Einnahmen in Höhe von 4,5 Mrd. €. Die Einnahmen- und Ausgabenrechnung vom Januar 2011 wies Einnahmen in Höhe von 3,5 Mrd. € und Ausgaben in Höhe von 12,3 Mrd. € aus, was auf Kosten von 8,8 Mrd. € deutete. Die endgültige Abrechnung der ÜNB zeigte schließlich Ausgaben in Höhe von 12,9 Mrd. € auf, sodass sich die – jahresscharf berechneten – EEG-Differenzkosten für 2010 auf rd. 9,4 Mrd. € beliefen.

Für 2011 liegt erst ein Teil dieser Daten vor. So ging die Vorausschätzung (ÜNB-Prognose) für 2011 von 17,1 Mrd. € für die Ausgaben und 4,7 Mrd. € für die Einnahmen aus. Aus der für 2010 zu niedrig kalkulierten Umlage übertragen sich Mindereinnahmen von 1,1 Mrd. € in die 2011 umzulegenden Kosten. Insgesamt führte dies zu einer im Jahr 2011 erwarteten Deckungslücke von 13,5 Mrd. €. Die bereits vorliegende Einnahmen-Ausgaben-Rechnung für das EEG-Konto der ÜNB weist Einnahmen in Höhe von 4,5 Mrd. € und Ausgaben in Höhe von 16 Mrd. € aus, was zu einer Differenz von 11,5 Mrd. € führt. Allerdings ist der Monat Dezember nur als Schätzung enthalten. Eine jahresscharfe Berechnung der tatsächlich entstandenen EEG-Differenzkosten des Jahres 2011 ist erst nach Vorlage der geprüften EEG-Schlussabrechnung möglich, die im Juli 2012 vorliegen wird. Bis dahin sollte von der Umlage-Prognose der ÜNB ausgegangen werden, zumal diese ja auch die Grundlage von den Stromkunden im vergangenen Jahr zu zahlende EEG-Umlage war.

¹¹ Die Prognosen sind einschl. der zugrunde liegenden wissenschaftlichen Untersuchungen unter <http://www.eeg-kwk.net> veröffentlicht. Dort sind auch die nachfolgend zitierten Zahlenwerte für 2010 und 2011 dokumentiert.

Abbildung 6: Differenzkosten im Strombereich, in Mrd. €

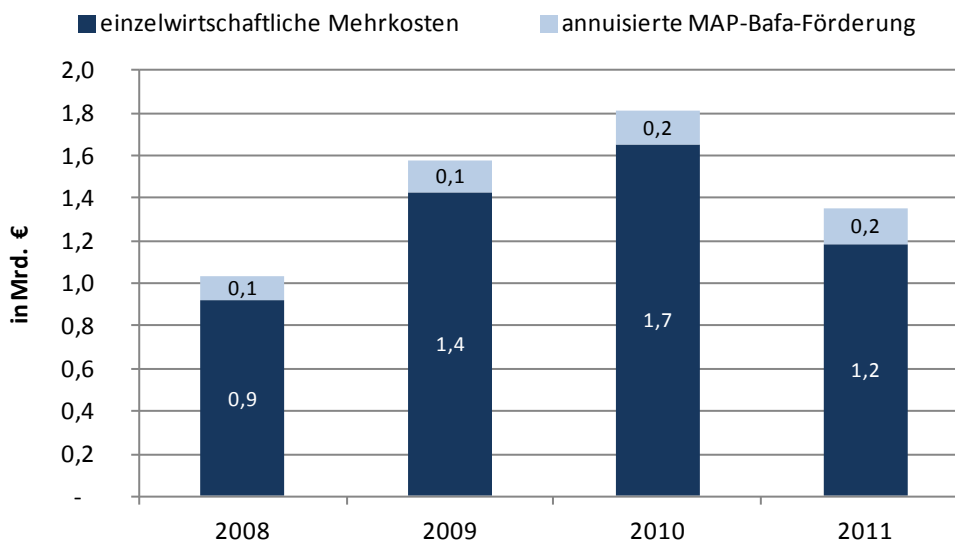


Quelle: Zusammenstellung/Berechnungen der GWS . * Umlage-Prognose der ÜNB für 2011

2.2.1.2 Wärmebereich

Im Wärmebereich entsprechen die einzelwirtschaftlich verbleibenden Mehr- oder Minderkosten den annuitätischen Erzeugungsmehr/minderkosten einer EE-Wärmeerzeugung gegenüber der fossilen Wärmeerzeugung abzüglich der annuisierten Förderung (im Rahmen des Marktanzreizprogramms) (ISI et. al. 2011). Rund 0,2 Mrd. € der 1,4 Mrd. € systemanalytischen Differenzkosten wurden durch das Marktanzreizprogramm kompensiert, so dass sich die einzelwirtschaftlich verbleibenden Mehrkosten in 2011 für die Wärmeerzeugung mit EE auf rund 1,2 Mrd. € belaufen (näher zur Methodik und möglichen alternativen Abgrenzungen: ISI/DIW/IZES/GWS 2011)

Abbildung 7: Einzelwirtschaftlich verbleibende Mehr/Minderkosten der Wärmeerzeugung in Mrd. €

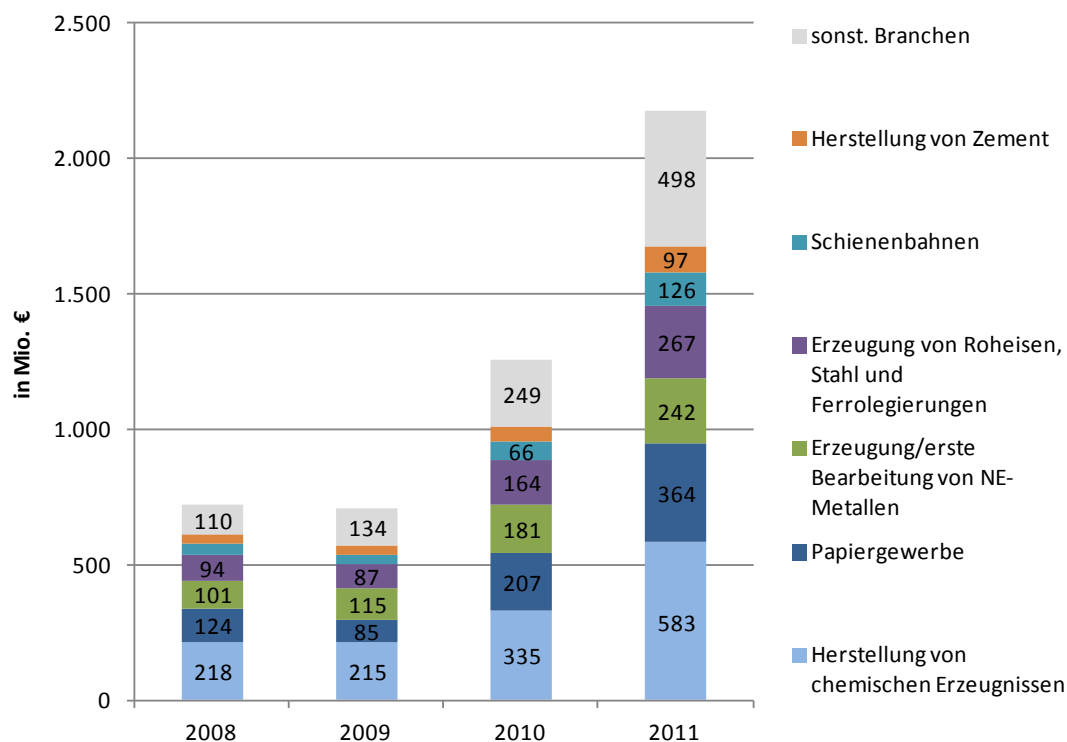


Quelle: Berechnungen des Fh-ISI, vorläufige Abschätzung

2.2.2 Besondere Ausgleichsregelung im Strombereich

Die besondere Ausgleichsregelung (§§ 40 ff. EEG 2012) zielt darauf ab, die internationale Wettbewerbsfähigkeit stromintensiver Unternehmen sowie die intermodale Wettbewerbsfähigkeit von Schienenbahnen durch die EEG-Umlage nicht zu beeinträchtigen. Die Privilegierung führte auf Basis der durch einen Wirtschaftsprüfer verifizierten Daten der ÜNB (zum privilegierten Letztverbrauch) zu Ersparnissen bei den privilegierten Unternehmen von rund 1,2 Mrd. € in 2010. Diese Ersparnisse bedeuten für alle übrigen Stromabnehmer eine Mehrbelastung, die insbesondere das übrige, nicht-privilegierte produzierende Gewerbe sowie der Sektor Handel, Gewerbe und Dienstleistungen tragen. Durch die besondere Ausgleichsregelung findet eine Verschiebung der Belastung nur innerhalb der Stromverbrauchergruppe statt, in der Summe ist die Belastung der Stromkonsumenten unverändert. Für 2011 wird auf Grundlage der Prognosen der Übertragungsnetzbetreiber bislang mit einer Umwälzung von mehr als 2,2 Mrd. € gerechnet.

Abbildung 8: Begünstigung privilegierter Stromendabnehmer aufgrund der besonderen Ausgleichsregelung nach Wirtschaftszweigen seit 2008



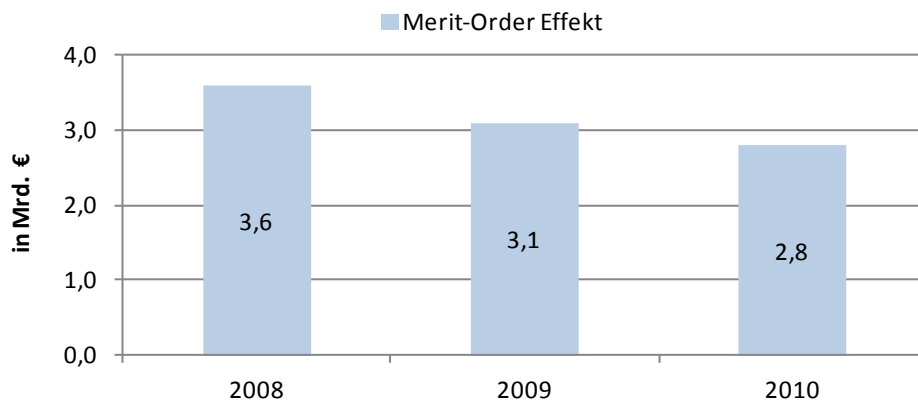
Quelle: Berechnungen des IZES

Anmerkung: Hinweis: 2008 bis 2010 entsprechend der Verifizierung durch den Wirtschaftsprüfer überarbeitet. Für 2011 liegen noch keine WP-Daten vor, hier Annahmen der ÜNB

2.2.3 Preiseffekt des Ausbaus erneuerbarer Energien im Strombereich

Vereinfachend kann die Stromerzeugung aus erneuerbaren, fossilen und nuklearen Energieträgern bei unveränderter Nachfrage nach Strom an der Börse durch eine Verschiebung der Angebotskurve nach rechts abgebildet werden. Diese Verschiebung führt bei unveränderter Nachfrage zu einer Absenkung der Strompreise (Sensfuß 2011). Dieser sogenannte Merit-Order-Effekt stellt einen Preis- und Verteilungseffekt dar, der die Einnahmen der Erzeuger reduziert und die Kosten für Stromlieferanten bzw. -verbraucher senkt.

Abbildung 9: Merit-Order Effekt durch den Einsatz erneuerbarer Energien in der Stromerzeugung



Quelle: Sensfuß 2011; Werte für 2011 voraussichtlich im August 2012 verfügbar (siehe Sensfuß 2012)

Für die Berechnung des Merit-Order-Effektes werden die Strompreise für das zu analysierende Jahr jeweils mit und ohne EEG-Stromerzeugung (Counterfactual-Szenario) simuliert. Die Preisbildung erfolgt dabei stundenscharf nach Grenzkosten unter Berücksichtigung der An- und Abfahrkosten. Kraftwerksausfälle werden stochastisch berücksichtigt, während große Wasserkraftanlagen bei den Berechnungen nicht gesondert Berücksichtigung findet, da ihr Ausbau schon vor Einführung des EEG weit vorangeschritten war. Ab dem Jahr 2007 werden im Counterfactual-Szenario zusätzliche konventionelle Kraftwerkskapazitäten unterstellt. Diese Vorgehensweise führt langfristig zu einem fallenden Merit-Order-Effekt.

2010 betrug die Absenkung des Phelix Day Base Preises durch den Merit-Order-Effekt ca. 5,3 €/MWh. Das Gesamtvolumen des Merit-Order-Effektes lässt sich berechnen, indem die Preisdifferenz zwischen den beiden Szenarien für jede einzelne Stunde mit der jeweiligen Nachfrage multipliziert und das Ergebnis für das ganze Jahr aufsummiert wird. Unter Berücksichtigung des unterstellten Kraftwerkszubaus im Szenario ohne EEG-Strom fällt der Merit-Order-Effekt im Jahr 2010 auf 2,8 Mrd. € (in 2009 auf 3,1 Mrd. €). Die Berechnung des Merit-Order Effekts in 2011 erfolgt aufgrund der Datenverfügbarkeit erst im August 2012. Eine zentrale Ursache für den 2010 etwas abge-

senkten Gesamtwert des Merit-Order-Effektes ist der deutliche Aufwuchs der installierten Leistung fossiler Kraftwerke im Counterfactual-Szenario.

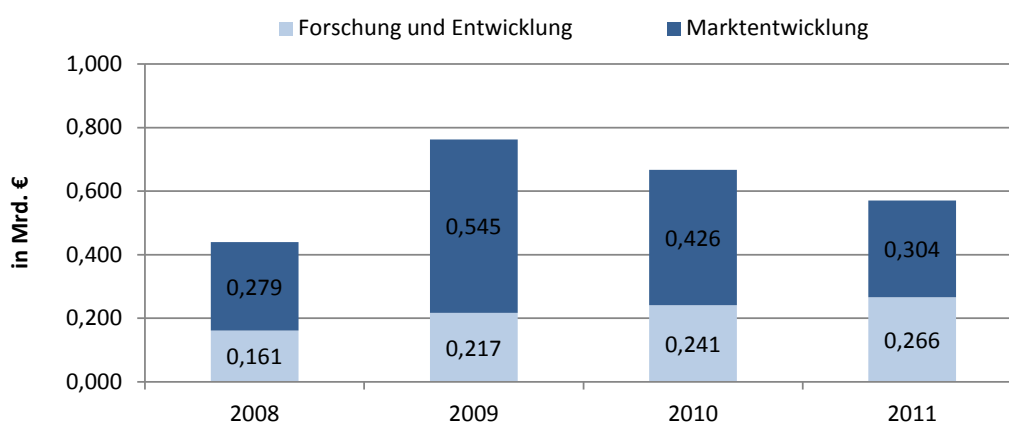
2.2.4 Öffentliche Fördermittel

Erneuerbare Energien werden in Deutschland in einer Reihe unterschiedlicher Programme mit öffentlichen und anderen Mitteln finanziell gefördert. Im Jahr 2011 hat der Bund für die Förderung von Forschung und Entwicklung auf diesem Gebiet 266,3 Mio. € ausgegeben (ohne Projektförderung mit teilweise Bezug zu erneuerbaren Energien von insgesamt rund 45 Mio. €). Dabei dominiert mit 136,7 Mio. € die Förderung des BMU (ohne Forschungsfördermittel im Rahmen des Programms „Einzelmaßnahmen“, die hier unter Marktentwicklung erfasst sind).

Die Mittel für die Forschungsförderung nehmen künftig stark zu. Im Jahr 2011 haben sich die Bewilligungen des BMU gegenüber dem Vorjahr um 75 % auf 245 Mio. € erhöht. Nach dem im August 2011 verabschiedeten 6. Energieforschungsprogramm sollen in den Jahren 2011 bis 2014 aus dem Bundeshaushalt und dem Sondervermögen Energie- und Klimafonds rund 3,5 Mrd. € für Forschung und Entwicklung zukunftsfähiger Energietechnologien bereitgestellt werden, davon 1,3 Mrd. € für erneuerbare Energien, einschl. 0,2 Mrd. € für institutionelle Förderung (BMU 2012b).¹²

Hinzu kommen Forschungsausgaben der Länder (2008: 61 Mio. €, PTJ 2010) und anteilige Ausgaben der EU (2007: rund 16 Mio. €). Die Ausgaben für Forschung und Entwicklung dienen künftigen Innovationen und können insofern nicht der gegenwärtigen Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland zugerechnet werden.

Abbildung 10: Fördermittel des Bundes für erneuerbare Energien (in Mrd. €)



Quellen: BMU, BMF, Berechnungen des DIW Berlin

¹² Angesichts des aus dem Verfall der Preise der Emissionshandelszertifikate resultierenden Rückgangs der Finanzierungsquellen des EKF wurden diese Ansätze im aktuellen Wirtschaftsplan inzwischen geringfügig gekürzt auf 3,3 (statt 3,5) bzw. 1,05 (statt 1,3) Mrd. €

Für die Marktentwicklung hat der Bund im Wärme- und Strombereich im Jahr 2011 insgesamt 304 Mio. € verausgabt, davon 287 Mio. € zur Förderung von Einzelmaßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien mit Schwerpunkt im Wärmebereich. Der Mittelabfluss im Rahmen des Marktanreizprogramms (MAP) betrug 229,4 Mio. € (einschl. Verwaltungskosten der BAFA).

Für 2012 sind im BMU-Titel „Einzelmaßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien“ insgesamt Mittel von 317,8 Mio. € vorgesehen, davon 249,8 Mio. € für das Marktanreizprogramm und 68 Mio. € für Programme und Projekte der nationalen Klimaschutzinitiative (BMF 2012). Daneben hat der Haushaltsausschuss des Deutschen Bundestages in einem Beschluss vom 21. März 2012 festgelegt, dass für das Marktanreizprogramm im Jahr 2012 Ausgabenreste von 116 Mio. € aus den Vorjahren zur Verfügung stehen, so dass insgesamt Mittel von 365,8 Mio. € (249,8 Mio. € + 116 Mio. €) bereitgestellt sind.

Neben dem Bund fördern auch die Bundesländer (mit etwa 20 bis 30 Mio. € pro Jahr) und Stiftungen (mit schätzungsweise rund 10 Mio. € pro Jahr) die Marktentwicklung erneuerbarer Energien.

Tabelle 2: Fördermittel des Bundes für erneuerbare Energien (in Mio. €)

	2008	2009	2010	2011
Forschung	161,2	217,1	240,5	266,3
Institutionelle Förderung von BMBF, BMWi, BMELV	30,4	57,8	56,0	72,8
Projektförderung BMBF 1)	14,0	21,0	30,0	30,4
Projektförderung BMELV	19,4	25,5	26,9	26,4
Projektförderung BMU (ohne "Einzelmaßnahmen") 1)	97,4	112,8	127,6	136,7
Marktentwicklung	278,6	545,5	426,4	304,1
BMU: "Förderung von Einzelmaßnahmen EE"	247,7	504,8	406,0	286,8
BMU: "100.000 Dächer-Solarstrom-Programm"	17,8	27,2	6,9	3,8
BMWi: Unterstützung des Exports 2)	13,1	13,5	13,5	13,5
Insgesamt	439,8	762,6	666,9	570,4

1) Ohne Projektförderung mit teilweise Bezug zu EE (2011 jeweils ca. 15 Mio. € von BMU, BMWi, BMBF). Einschl. BMU-Förderprogramm „Klimaeffiziente Optimierung der energetischen Biomassenutzung“. 2) Geschätzt.
Quellen: BMU: Jahresberichte zur Forschungsförderung im Bereich der EE; vorl. Daten des BMU, März 2012; BMF: Haushaltspläne des Bundes (Einzelpläne); Berechnungen des DIW Berlin.

Die Darlehenszusagen der KfW für erneuerbare Energien haben sich im Jahr 2011 gegenüber dem Vorjahr deutlich vermindert (Tabelle 3). Insgesamt wurden 37.742 Darlehen mit einer Darlehenssumme von 7,559 Mrd. € zugesagt. Größte Bedeutung hat dabei der Programmteil „Standard“, mit dem im Inland überwiegend Photovoltaik- und Windkraftanlagen finanziert werden. Die Darlehenssumme im KfW-Programmteil „Premium“ (Marktanreizprogramm) hat sich 2011 auf 0,500 Mrd. € erhöht. Hinzu kam das Programm „Offshore-Windenergie“, für das im Jahr 2011 Darlehen in Höhe von 0,542 Mrd. € zugesagt wurden. Der Zinsvorteil der kumulierten Darlehen aus Mitteln

der KfW (ohne „Premium“ und entsprechende Vorgängerprogramme) wird für das Jahr 2011 auf rund 0,3 Mrd. € geschätzt.¹³

Tabelle 3: Darlehen der KfW für erneuerbare Energien (Neuzusagen)

	Anzahl				Mio. Euro			
	2008	2009	2010	2011	2008	2009	2010	2011
Standard Inland	25.926	36.485	63.080	34.768	2.442	4.276	8.183	5.789
Standard Ausland	91	71	134	128	334	333	685	728
Standard gesamt	26.017	36.556	63.214	34.896	2.776	4.609	8.868	6.517
Ergänzung	-	29	18	-	-	601	386	-
Premium	434	2.137	2.264	2.842	48	298	337	500
Offshore-Windenergie	-	-	-	4	-	-	-	542
Insgesamt	26.451	38.722	65.496	37.742	2.824	5.508	9.591	7.559

Quellen: KfW (2012), Berechnungen des DIW Berlin

2.2.5 Besteuerung von Strom aus erneuerbaren Energien

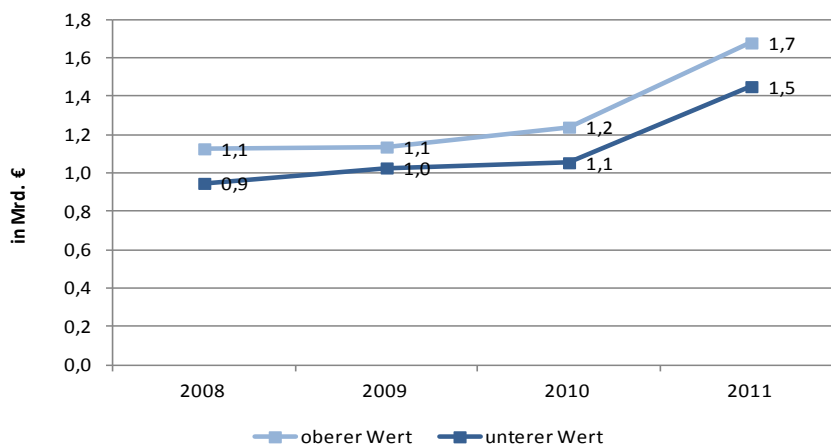
Mit der Ökologischen Steuerreform wurde 1999 eine Stromsteuer eingeführt, deren Regelsatz seit 2003 2,05 ct/kWh beträgt. Dabei wird Strom aus erneuerbaren Energien im Wesentlichen ebenso besteuert wie Strom aus fossilen und nuklearen Energien. Im Gegenzug ist das Marktanzreizprogramm, mit dem überwiegend erneuerbare Energien im Wärmebereich gefördert werden, teilweise aus dem Stromsteueraufkommen finanziert worden.

Das Aufkommen der Stromsteuer betrug im Jahr 2011 insgesamt 7,247 Mrd. €. Sonderregelungen insbesondere für Unternehmen des produzierenden Gewerbes bewirkten Steuermindereinnahmen von 3,535 Mrd. € pro Jahr, die nicht eindeutig den eingesetzten Energieträgern zugeordnet werden können. Der im Jahr 2011 auf EE-Strom entfallende Teil der Stromsteuer wird in zwei unterschiedlichen Ansätzen auf 1,452 Mrd. € bzw. 1,680 Mrd. € geschätzt; von 1999 bis 2011 waren es preisbereinigt insgesamt 9,188 bzw. 10,862 Mrd. € (2011).

Im Rahmen einer Bilanzierung von Kosten und Nutzen erneuerbarer Energien ist zu beachten, dass die Stromsteuer nicht zu einer differenzierten Internalisierung externer Effekte der Stromerzeugung beiträgt. Eine Stromsteuerbefreiung von erneuerbaren Energien wäre energie- und umweltpolitisch grundsätzlich begründet und sollte vor allem im Zusammenhang mit der Fortentwicklung des förderpolitischen Instrumentariums weiter geprüft werden.

¹³ Schätzung auf Basis von kumulierten Darlehenszusagen 2001 bis 2011. Eine genaue Berechnung wird durch stark differenzierte Konditionen sowie die Änderung der Förderstatistik ab 2009 erschwert.

Abbildung 11: Besteuerung von Strom aus erneuerbaren Energien (in Mrd. €)



Quellen: AGEB, BMF, BMU, StBA, Berechnungen des DIW Berlin

2.3 Makroökonomische Wirkungen

2.3.1 Verringerte Importe

Die Primärenergieeinsparungen durch EE führen durch Multiplikation mit den Importanteilen des jeweiligen Energieträgers zu den mengenmäßigen Verminderungen von Energieimporten und durch Multiplikation mit den jeweiligen Importpreisen zu den monetären Werten der eingesparten Rohstoffe. Neben mengenmäßigen Einsparungen trägt die Entwicklung der Energiepreise ganz erheblich zu der monetären Entwicklung des Rückgangs der Energieimporte bei (zur Methodik siehe Lehr 2011).

Tabelle 4 zeigt die Einsparungen fossiler Brennstoffimporte für die Sektoren Strom, Wärme und Verkehr. Darüber hinaus berücksichtigt die Spalte in einer Art Nettobilanzierung auch die gestiegenen Importe im biogenen Bereich.

Tabelle 4: Importverringerung (netto) in Mrd. €

in Mrd. €*	vermiedene Importe			Summe Wärme und Strom unter Berücksichtigung gesteigener biogener Brennstoffimporte	
	Jahre	Strom	Wärme		Verkehr
	2008	3,00	3,10	1,10	6,60
	2009	2,10	3,10	0,90	5,70
	2010	2,50	3,30	0,80	5,80
	2011	2,92	3,41	0,74	6,02

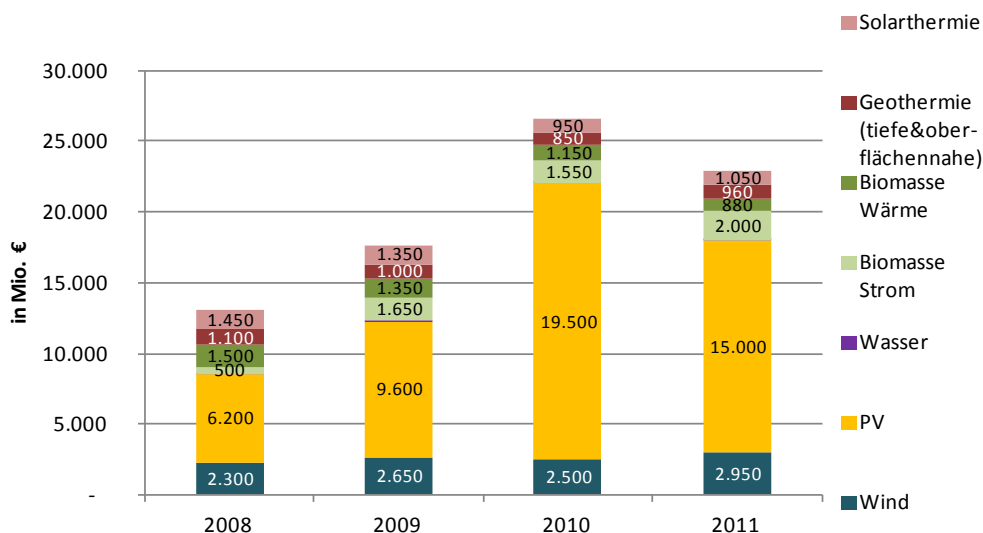
* zu jeweiligen Preisen

Quelle: Berechnungen der GWS

2.3.2 Investitionen

Die Investitionen in Anlagen zur Nutzung EE in Deutschland umfassen alle Ausgaben für die Anlagenerstellung, d.h. für Herstellung der Anlagen, Bau und Errichtung. Die Investitionstätigkeit hat im Jahr 2011 gegenüber 2010 in der Summe deutlich abgenommen, wobei eine differenzierte Betrachtung nach Technologien klar aufzeigt, dass dies allein auf den Rückgang der Investitionssumme in der Solarstromerzeugung zurückzuführen ist. Grund dieses starken Rückgangs ist der starke Preisverfall bei den Solarmodulen wie sich auch im Vergleich mit den Vorjahreswerten zeigt. Während in 2010 noch 19,5 Mrd. € für 7,4 GW Photovoltaik investiert werden mussten, konnten in 2011 mit 15 Mrd. € 7,5 GW installiert werden.

Abbildung 12: Investitionen in Anlagen zur Erzeugung von Wärme und Strom mit erneuerbaren Energien (in Mio. €)



Quelle: O'Sullivan et al. 2010, 2011, 2012

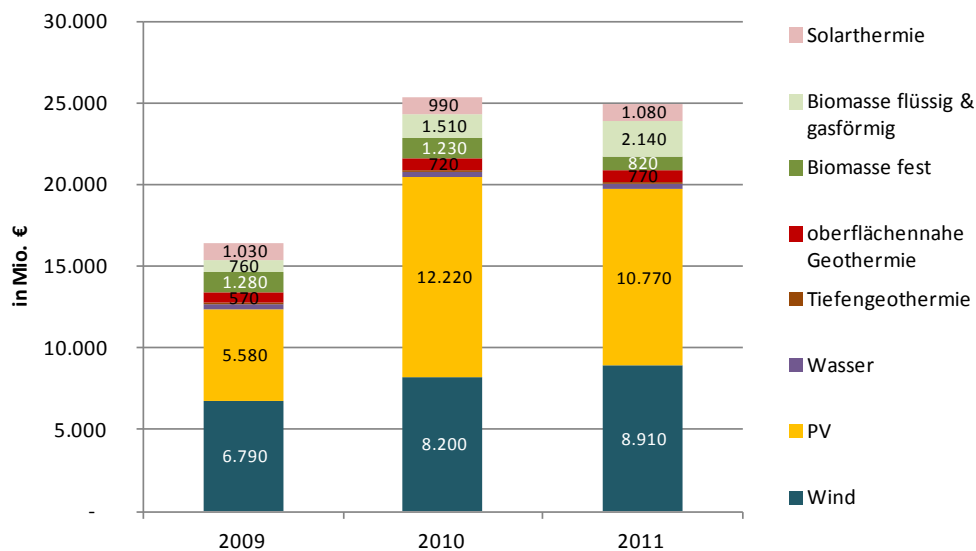
2.3.3 Inlandsumsätze

Der Umsatz mit Anlagen und Komponenten in Deutschland produzierender Hersteller zeigt die in Deutschland wirksame Nachfrage aus dem In- und Ausland (O'Sullivan 2012) nach EE-Technologien/Anlagen. Die Abschätzung kann z.B. über die in Deutschland getätigten Investitionen in Anlagen abzüglich der Importe und zuzüglich der Exporte erfolgen.

Insbesondere im Bereich Wind und Biomasse, aber auch in der Solarthermie konnten die Umsätze erstmals seit Jahren wieder deutlich gesteigert werden. Die Windenergiebranche ist dabei auch auf den internationalen Märkten erfolgreich gewesen. Der welt-

weite Photovoltaik-Markt ist von erheblichen Preisrückgängen gekennzeichnet, die bei allen Herstellern zu Umsatzrückgängen geführt haben.

Abbildung 13: Umsätze der Anlagenhersteller in Deutschland (in Mio. €)



Quelle: O'Sullivan et al. 2010, 2011, 2012

2.3.4 Bruttobeschäftigung

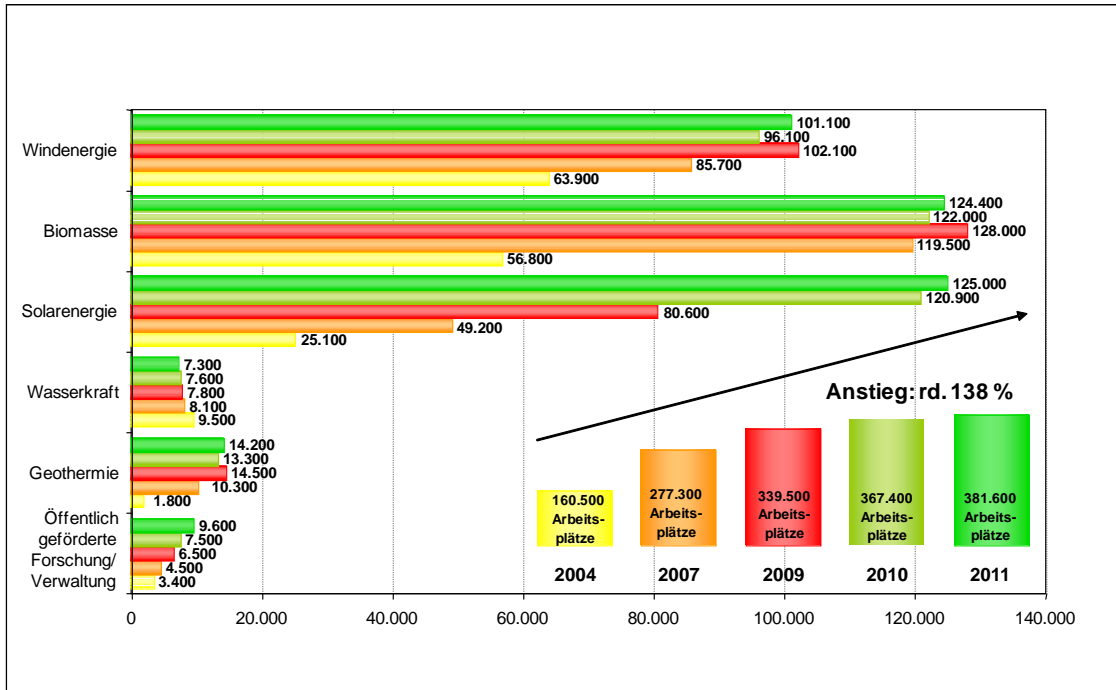
Basierend auf den Umsätzen der Unternehmen kann die Beschäftigung durch die Herstellung von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien abgeschätzt werden und zwar als direkte Beschäftigung in den Herstellungsbetrieben und als indirekte Beschäftigung in den Unternehmen entlang der Vorleistungskette. Darüber hinaus wird die Beschäftigung in Betrieb und Wartung sowohl in ihren direkten als auch ihren indirekten Auswirkungen berücksichtigt sowie die Beschäftigung aus der Bereitstellung von Brenn- und Kraftstoffen. Auch die Beschäftigung durch öffentliche FuE-Mittel und in der öffentlichen Verwaltung gehen in die Abschätzung mit ein. Insgesamt ergibt sich hieraus die sogenannte Bruttobeschäftigung¹⁴. Insgesamt sind 381.600 Menschen durch den Ausbau von erneuerbaren Energien beschäftigt. Diese Zahl ist seit Juni auch für die einzelnen Bundesländer verfügbar. Spitzenreiter in absoluten Beschäftigtenzahlen ist Bayern, bei der relativen Bedeutung der EE-Beschäftigung für den regionalen Arbeitsmarkt führt Sachsen-Anhalt die Tabelle an (Ulrich et al. 2012).

In 2011 ist die Bruttobeschäftigung gegenüber 2010 leicht angestiegen, wobei sich der Anstieg auf alle Technologien (außer Wasserkraft) verteilt. Der Umsatzrückgang in der PV-Branche spiegelt sich auch in einer – gemessen am Vorjahr – gemäßigten Zunah-

¹⁴ Um Nettowirkungen abzuschätzen, müssten diesen Effekten die mit dem EE-Ausbau bzw. Förderung verbundenen Beschäftigungsrückgänge gegenübergestellt werden.

me der Beschäftigung in dieser Branche wider. Hier wurden Produktivitätszuwächse sowohl in der Herstellung der Anlagen als auch bei der Installation realisiert.

Abbildung 14: Bruttobeschäftigung durch den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland (einschließlich Exporttätigkeit)



Quelle: O'Sullivan et al. 2010, 2011, 2012

3 Ausblick auf sonstige Wirkungen und weitere Arbeiten

Im Zusammenhang mit dem Ausbau erneuerbarer Energien werden neben den dargestellten Wirkungen weitere Effekte diskutiert, die bisher jedoch nicht quantitativ erfasst werden können.

Hervorzuheben sind dabei vor allem die positiven Wirkungen des technologischen Wandels, der zum einen über die staatliche Förderung von Forschung und Entwicklung positive Impulse erfährt, zum anderen aber auch über die Marktentwicklung getrieben wird. Kostensenkungen durch Lerneffekte sind nahezu bei allen Technologien zu beobachten. Besonders stark sind sie im Bereich der Photovoltaik, der zuletzt durch kräftige Preissenkungen geprägt war.

Des Weiteren vermindert der mit dem vermehrten Einsatz von EE verbundene Umbau des Energiesystems u. a. auch die Risiken möglicher nuklearer Unfälle. Die hiermit verbundenen gesamtwirtschaftlichen Ersparnisse können erheblich sein, sind methodisch aber bislang nicht zu quantifizieren. Darüber hinaus können Spillover-Effekte auf andere Technologien (außerhalb des EE-Bereichs) sowie Anlagen- und Technologietransfer in andere Länder bedeutsam sein. Ähnliche länderübergreifende Nutzenwirkungen hat außerdem der Vorbildcharakter der Politik zur Förderung des EE-Ausbaus.

Auf makroökonomischer Ebene kann eine erhöhte Innovationsintensität positiv zum Wirtschaftswachstum beitragen. Außerdem erhöht die Diversifizierung der Energieträger und Bezugsregionen die Versorgungssicherheit, indem sowohl Preisrisiken verringert als auch die Gefahr von Lieferstörungen (Mengenrisiko) vermindert werden. Auf gesellschaftlicher Ebene ist der Ausbau erneuerbarer Energien darüber hinaus mit einem generellen Umdenken im Hinblick auf nachhaltige Umweltnutzung, Ressourcenschonung sowie innere und äußere Sicherheit verbunden.

Im Rahmen des Forschungsvorhabens ImpRES werden Ansätze für die weitere Quantifizierung der positiven Wirkungen erarbeitet.

4 Referenzen

- 50 Hertz (2012): Offshore – Windparks, Energieversorgung der Zukunft, Informationen zu Offshore Netzanschluss von Baltic 1 und Baltic 2, online verfügbar unter www.50hertz.com/de/2730.htm
- AGEB (2012): Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2011. Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, März 2012. (Sowie frühere Berichte der AGEB).
- AusglMech-AV (2010); Ausgleichsmechanismus-Ausführungsverordnung §7 Absatz 6, online unter www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/ausglmechav_/gesamt.pdf (download Mai 2011).
- BMF (2011a): Bericht der Bundesregierung über die Entwicklung der Finanzhilfen des Bundes und der Steuervergünstigungen für die Jahre 2009 bis 2012 (23. Subventionsbericht). Berlin, September 2011. (Sowie frühere Subventionsberichte).
- BMF (2011b): Bundeshaushalt 2012 - Einzelpläne. Bundesministerium der Finanzen. Haushaltsgesetz 2012 vom 22. Dezember 2011 (BGBl. I S. 2938). (Sowie frühere Einzelpläne)
- BMF (2011c): Steuereinnahmen nach Steuerarten. Bundesministerium der Finanzen - Referat I A 6. 17.1.2012. (Sowie frühere Berichte des BMF zu Steuereinnahmen).
- BMU (2009): Marktanzreizprogramm für erneuerbare Energien. Bilanz für 2008: Investitionsförderung mit 236 Millionen € auf Rekordhöhe. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit - Referat KI III 2. In: Umwelt 2/2009. S. 117-119.
- BMU (2011): Erneuerbare Energien in Zahlen - nationale und internationale Entwicklung. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin, 2011 und Internet-Update Stand: Dezember 2011.
- BMU (2012a), Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland; unter Verwendung von Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat); Stand: 8. März 2012; www.erneuerbare-energien.de/erneuerbare_energien/datenservice/zeitreihen/doc/45919.php
- BMU (2012b): Innovation durch Forschung. Jahresbericht 2011 zur Forschungsförderung im Bereich der erneuerbaren Energien. März 2012. (Sowie frühere Jahresberichte).
- BNetzA (2010): Bundesnetzagentur Monitoringbericht 2010, Bonn 2010 online verfügbar unter: www.bundesnetzagentur.de/cln_1911/DE/Presse/Berichte/berichte_node.html

-
- BNetzA (2011): Bundesnetzagentur Monitoringbericht 2011, Bonn 2011 online verfügbar unter:
www.bundesnetzagentur.de/cn_1911/DE/Presse/Berichte/berichte_node.html
- BNetzA (2012): Bundesnetzagentur ENLAG Monitoring - Stand der vordringlichen Stromtrassen gemäß Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG), Bonn 2012 online verfügbar unter:
www.bundesnetzagentur.de/cn_1911/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/StromNetze/Entwicklung/EnLAG/EnLAG_node.html
- Breitschopf, B. (2012): Ermittlung vermiedene Umweltschäden – Hintergrundpapier zur Methodik -, Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Juli 2012.
- Breitschopf, B., Diekmann, J. (2010): Vermeidung externer Kosten durch Erneuerbare Energien - Methodischer Ansatz und Schätzung für 2009 (MEEEEK), Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Juni 2010.
- Breitschopf, B., Diekmann, J. (2011): Gesamtwirtschaftliche Auswirkungen des Ausbaus Erneuerbarer Energien, in: Finanzierung Erneuerbarer Energien, Hrsg. Markus Gerhard / Thomas Rüschen / Armin Sandhövel , Frankfurt School Verlag, Oktober 2011.
- ISI, GWS, IZES, DIW (2010a): Einzel- und gesamtwirtschaftliche Analyse der Kosten- und Nutzenwirkungen des Ausbaus Erneuerbarer Energien im deutschen Strom- und Wärmemarkt. Barbara Breitschopf, Marian Klobasa, Frank Sensfuß, Jan Steinbach, Mario Ragwitz, Ulrike Lehr, Juri Horst, Uwe Leprich, Eva Hauser, Jochen Diekmann, Frauke Braun, Manfred Horn. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Zwischenbericht, März 2010.
- ISI, GWS, IZES, DIW (2010b): Einzel- und gesamtwirtschaftliche Analyse der Kosten- und Nutzenwirkungen des Ausbaus Erneuerbarer Energien im deutschen Strom- und Wärmemarkt, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Update für 2009, Mai 2010.
- ISI, GWS, IZES, DIW (2011): Methodische Ansätze zur Analyse der Kosten- und Nutzenwirkungen des Ausbaus Erneuerbarer Energien im Wärmebereich, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Nov. 2011.

- KfW (2012): Förderreport der KfW Bankengruppe. Stand 31.12.2011. Januar 2012. (Sowie frühere Förderreports).
- Klobasa, M., Sensfuß F. (2011): CO₂-Minderung im Stromsektor durch den Einsatz Erneuerbarer Energien im Jahr 2008 und 2009. Bericht für die Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) im Auftrag des Zentrums für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW), Stand Februar 2011.
- Krewitt, W., Schloman, B. (2006): Externe Kosten der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien im Vergleich zur Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern. Im Auftrag des BMU. April, 2006,.
- Lehr, U., (2011): Methodenüberblick zur Abschätzung der Veränderungen von Energieimporten durch den Ausbau erneuerbarer Energien, Untersuchung im Auftrag des BMU, Mai 2011.
- Lehr, U., Ch. Lutz, D. Edler, M. O'Sullivan, K. Nienhaus, J. Nitsch, B. Breitschopf, P. Bickel, M. Ottmüller (2011): Kurz- und langfristige Auswirkungen des Ausbaus der Erneuerbaren Energien auf den deutschen Arbeitsmarkt. Untersuchung im Auftrag des BMU. Februar 2011.
- NEEDS (2009): New Energy Externality Developments for Sustainability (04/09), Integrated Project, DG Research EC, 6th Framework Programm, Mai 2004 - 2009, www.needs-project.org/index.php?option=com_content&task=view&id=42&Itemid=66; download im Juni 2009; Deliverable n° 6.1 – RS1a, "External costs from emerging electricity generation technologies".
- Nitsch, J. u.a. (2011): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global – Leitstudie 2010 – Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Dezember 2010.
- O'Sullivan, M., D. Edler, K. van Mark, Th. Nieder, U. Lehr, (2010): Kurz- und langfristige Auswirkungen des Ausbaus der erneuerbaren Energien auf den deutschen Arbeitsmarkt, jährlicher Bericht zur Bruttobeschäftigung - Bruttobeschäftigung durch erneuerbare Energien in Deutschland im Jahr 2009 - Stand: 23. März 2010
- O'Sullivan, M., D. Edler, K. van Mark, Th. Nieder, U. Lehr, (2011): Kurz- und langfristige Auswirkungen des Ausbaus der erneuerbaren Energien auf den deutschen Arbeitsmarkt, jährlicher Bericht zur Bruttobeschäftigung - Bruttobeschäftigung durch erneuerbare Energien in Deutschland im Jahr 2010 - Stand: 18. März 2011

-
- O'Sullivan, M., D. Edler, K. van Mark, Th. Nieder, U. Lehr, (2012): Kurz-und langfristige Auswirkungen des Ausbaus der erneuerbaren Energien auf den deutschen Arbeitsmarkt, jährlicher Bericht zur Bruttobeschäftigung - Bruttobeschäftigung durch erneuerbare Energien in Deutschland im Jahr 2011 - Stand: 14. März 2012
- PTJ (2010): Förderung der nichtnuklearen Energieforschung durch die Bundesländer (2008). Forschungszentrum Jülich GmbH, Projektträger Jülich (PtJ-ERG). Jülich, Juni 2010.
- Sensfuß, F. (2011): Analysen zum Merit-Order-Effekt Erneuerbarer Energien. Fraunhofer ISI. Februar 2011. www.erneuerbare-energien.de/inhalt/47157/40870/
- Sensfuß, F. (2012): Analysen zum Merit-Order-Effekt Erneuerbarer Energien. Fraunhofer ISI. In Bearbeitung, voraussichtlich Ende August 2012.
- StBA (2012): Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen 2011. Fachserie 18, Reihe 1.4. Statistisches Bundesamt, Wiesbaden, 6. März 2012.
- Tennet (2012): Tennet sorgt für Anschluss auf hoher See – Übersicht Offshore Projekte, online verfügbar unter: www.tennetso.de/site/Aufgaben/offshore/uebersicht
- UBA (Umweltbundesamt) (2011): Emissionsbilanz Erneuerbarer Energieträger. Durch Einsatz Erneuerbarer Energien vermiedene Emissionen im Jahr 2010: Aktualisierte Anhänge 2 und 4 der Veröffentlichung „Climate Change 12/2009“; Stand: Dezember 2011.
- UBA (Umweltbundesamt) (2012), Aktualisierung der UBA-Methodenkonvention zur Schätzungen externer Umweltkosten: Best Practice Kostensätze für Luftschadstoffe und CO₂ zur Ermittlung energiebezogener Umweltkosten, UBA-Working Paper 2012, in Kürze erscheinend.
- Ulrich, P., Distelkamp, M., Lehr, U. (2012), Erneuerbar beschäftigt in den Bundesländern! Bericht zur daten- und modellgestützten Abschätzung der aktuellen Bruttobeschäftigung in den Bundesländern
- ÜNB (2012): Amprion, Transnet BW, Tennet, 50 Hertz; Prognose der EEG-Umlage 2012 nach AusgIMechV - Prognosekonzept und Berechnung der ÜNB . Vgl. www.eeg-kwk.net