

Working Paper

2014/01

Abschätzung von Förderkosten der Bestandsanlagen erneuerbarer Energien bis zum Jahr 2030

Sebastian Kreuz (BTU Cottbus-Senftenberg), sebastian.kreuz@tu-cottbus.de

Felix Müsgens (BTU Cottbus Senftenberg), felix.muesgens@tu-cottbus.de

Ralf Wissen (r2b energy consulting), ralf.wissen@r2b-energy.com

Inhalt

1	Einleitung	3
2	Vorgehen und Annahmen	3
3	Ergebnisse	8
4	Szenarioanalyse.....	12
4.1	Großhandelsstrompreis	13
4.2	EE-Marktwertfaktoren.....	16
4.3	Vermiedene Netznutzungsentgelte.....	19
4.4	Diskontierung.....	22
5	Schlussfolgerungen und weiterer Forschungsbedarf	24
6	Literatur.....	26

1 Einleitung

Die erneuerbaren Energien (EE) haben in Deutschland durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) ihren Anteil am Bruttostromverbrauch vergrößert. Der Anteil beträgt aktuell ca. 25 %. Angereizt wurden die Investitionen durch das EEG mit einem System fixer Einspeisetarife. Da die erneuerbaren Energien sich derzeit nicht am Strommarkt allein finanzieren können, fallen Mehrkosten (EEG-Differenzkosten) an, die in Form eines Umlageverfahrens von den Konsumenten getragen werden.

Die entsprechenden Förderkosten liegen derzeit jährlich in einer Größenordnung von ca. 15 Mrd. €. Sowohl die Zahlungen als auch die Aufteilung dieser Belastung auf die einzelnen Verbrauchergruppen werden intensiv diskutiert. Die vorliegende Stellungnahme soll die zukünftigen Förderkosten der Bestandsanlagen im EEG abschätzen. Analysiert wird dazu die Entwicklung der Förderung für die bis zum Ende des Jahres 2011 installierten Anlagen im Zeitraum von 2011 bis 2030. Die Stellungnahme dient der Einordnung der gegenwärtigen Förderpolitik, vor allem vor dem Hintergrund der existierenden Debatte zur Reform der Fördermaßnahmen. Unter der Annahme eines umfassenden Bestandsschutzes für die Betreiber von Bestandsanlagen geben die hier ausgewiesenen Kosten die minimal mögliche Gesamtkostenentwicklung wieder. Die Gesamtförderkosten erhöhen sich um die Förderzahlungen für alle ab 2012 installierten Anlagen.

In Kapitel 2 werden das Vorgehen und die Annahmen der Berechnung erläutert. Die Ergebnisse eines Referenzszenarios werden anschließend in Kapitel 3 dargestellt. In Kapitel 4 werden unterschiedliche Parameter in einer Szenarioanalyse diskutiert, die Einfluss auf die Ergebnisse haben können. Dabei bewerten wir qualitativ und quantitativ den Einfluss folgender, teilweise unsicherer, Faktoren auf die EEG-Differenzkosten: Veränderungen des Strompreises auf der Großhandelsebene, Veränderungen der EE-Marktwertfaktoren, die Direktvermarktung nach § 33g EEG, Annahmen zur Entwicklung der vermiedenen Netznutzungsentgelte (vNNE) und der Diskontsätze zukünftiger Kosten.

2 Vorgehen und Annahmen

Für die Berechnung der **Bruttoförderkosten** wurde nach dem EEG-Anlagenbestand vom 31.12.2011 die jährliche installierte Leistung und die Erzeugung für den Zeitraum bis zum Jahr 2030 prognostiziert (siehe Abbildung 2-1). Unterschieden werden dabei die Technologien Photovoltaik, Wind Offshore und Onshore, Geothermie, Biomasse, Wasserkraft und Gase (Deponie-, Klär- und Grubengas). Die Höhe der dargestellten und berücksichtigten Energiemenge zur Bestimmung der Bruttoförderkosten weicht von der tatsächlichen EEG-Jahresabrechnung der Übertragungsnetzbetreiber ab. Zum einen werden in unseren Berechnungen der Bruttoförderkosten auch diejenigen EEG-Anlagen berücksichtigt, die im Jahr 2011 in die Direktvermarktung (Grünstromprivileg, sonstige

Direktvermarktung) optiert sind, da diese grundsätzlich EEG-förderberechtigt sind. Zum anderen wird für alle Technologien ein durchschnittliches (meteorologisches) Jahr unterstellt, um eine möglichst realistische Prognose bzgl. der Einspeisemengen für die Zukunft zu erhalten.

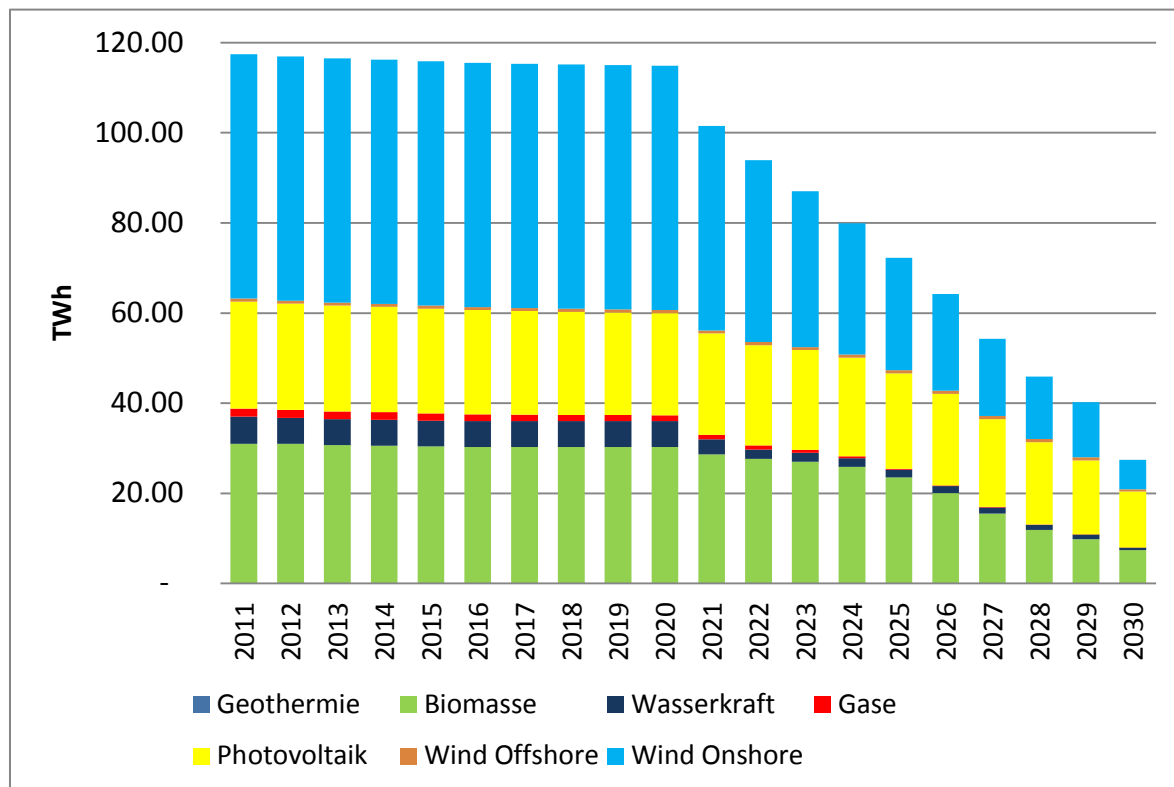


Abbildung 2-1: Erzeugung der EEG-Bestandsanlagen bis zum Jahr 2030 in TWh

Anhand dieser Daten konnten jährliche Werte der aufzubringenden Vergütungszahlungen an die EEG-Anlagenbetreiber berechnet werden. Die Bruttoförderkosten entsprechen dabei den gesamten Einspeisevergütungen der EEG-Anlagenbetreiber.¹ Die dazugehörigen Einspeisetarife basieren auf der EEG-Anlagendatenbank von r2b energy consulting. So wurde für jede Technologie und jedes Jahr ein monetärer Wert in €₂₀₁₃ generiert, der die Vergütung, d.h. die Bruttoförderkosten der Technologieklasse, beschreibt.

Die EEG-Umlage der Endverbraucher muss jedoch nicht die vollen Bruttoförderkosten abdecken, da die EEG-Einspeisung auch zu Einnahmen führt. Die nach Abzug des Wertes des erzeugten EEG-Stroms (Einnahmen auf dem Großhandelsmarkt und vermiedene Netznutzungsentgelte) verbleibenden finanziellen Aufwendungen werden als **EEG-Differenzkosten** bezeichnet.

¹ Zur Berechnung der Bruttoförderkosten wurde unterstellt, dass alle EEG-Anlagen, also auch diejenigen in der Direktvermarktung, jeweils eine feste Einspeisevergütung erhalten und somit keine Direktvermarktung in Anspruch genommen würde.

Hierfür ist zunächst eine Bewertung der Erlöse auf dem Großhandelsmarkt erforderlich. Zur Abschätzung dieser Erlöse wird neben den Einspeisemengen der erneuerbaren Energien auch die zukünftige Entwicklung der Großhandelspreise benötigt. Um zu berücksichtigen, dass die EE-Technologien nicht immer den durchschnittlichen Großhandelsstrompreis verdienen, multiplizieren wir den durchschnittlichen Großhandelspreis jedes Jahres mit den Marktwertfaktoren² der jeweiligen EE-Technologie im entsprechenden Jahr.

Zur Schätzung des durchschnittlichen jährlichen **Großhandelsstrompreises** (Base) bis zum Jahr 2030 wurde eine Literaturlauswertung vorgenommen. Berücksichtigt werden für die Berechnungen der EEG-Differenzkosten fünf Studien von Prognos/EWI/GWS, r2b/EEFA, enervis, PIK/IIRM, IER/RWI/ZEW.^{3,4} Dabei zeigt sich, dass die Vorhersagen der fünf berücksichtigten Studien voneinander abweichen. Diese Unsicherheit bilden wir durch Szenarien ab. Im Referenzszenario wird für jedes Jahr der Durchschnittswert der fünf Studien verwendet. Darüber hinaus werden in Kapitel 4 auch ein oberes und ein unteres Großhandelsstrompreisszenario untersucht, die aus dem Maximum bzw. Minimum der fünf Studien abgeleitet werden. Abbildung 2-2 zeigt den prognostizierten Verlauf der Großhandelsstrompreise des Referenzszenarios bis zum Jahr 2030. Der durchschnittliche Preis für Baseload-Strom für die Jahre 2011 und 2012 wurde ex-post von der EEX bezogen. Ab dem Jahr 2013 stammen die Preise aus den beschriebenen Studien mit interpolierten Zwischenjahren. Das Referenzszenario zeigt, dass die Großhandelsstrompreise ab dem Jahr 2020 stabil knapp oberhalb von 70,00 €₂₀₁₃/MWh liegen.

² Ein Marktwertfaktor ist eine Prozentzahl, die den durchschnittlichen Wert des eingespeisten EE-Stromprofils im Verhältnis zum durchschnittlichen Großhandelsstrompreis ausdrückt.

³ In den Studien wurde mit realen Preisen gerechnet, jedoch anhand unterschiedlicher Basisjahre, u.a. von 2007 und 2011. Wir diskontierten die entsprechenden Strompreisszenarien der unterschiedlichen Basisjahre mit Hilfe der historischen Inflationsraten auf das Jahr 2013.

⁴ Da die Studien nicht für alle Jahre entsprechende Preise prognostiziert haben, wurde hierbei interpoliert.

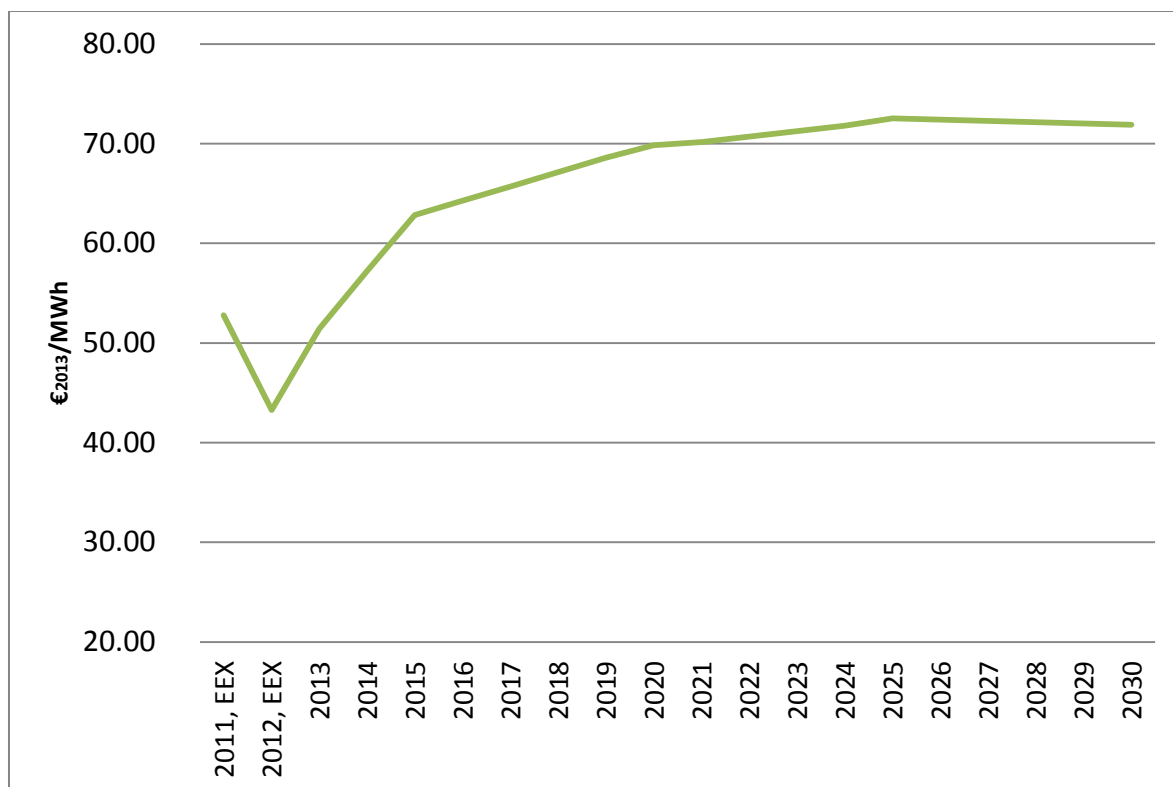


Abbildung 2-2: Großhandelsstrompreise im Referenzszenario

Allerdings verdienen die EE-Technologien nicht notwendigerweise den Jahresdurchschnittspreis. Auf der einen Seite ist die Erzeugung einzelner EE-Technologien (insbesondere PV) positiv mit der Stromnachfrage korreliert, so dass die entsprechenden Anlagen eher bei hohen Strompreisen einspeisen. Auf der anderen Seite fällt der Strompreis mit zunehmender installierter Leistung der EE-Anlagen insbesondere dann, wenn die entsprechenden Anlagen auch viel Strom einspeisen.⁵ Dieser Effekt betrifft insbesondere dargebotsabhängige EE-Anlagen. In der Literatur hat sich zur Abbildung beider Effekte das Konzept der **Marktwertfaktoren** etabliert. Mit den Marktwertfaktoren wird ausgedrückt, wie die Einspeisecharakteristik einer EE-Technologie in Bezug auf den Großhandelsstrompreis steht. Marktwertfaktoren zeigen also den Wert des eingespeisten EE-Stroms im Verhältnis zum durchschnittlichen Großhandelsstrompreis. Tabelle 2-1 zeigt die verwendeten Marktwertfaktoren für das Referenzszenario der Jahre 2013 bis 2030. Sie basieren auf dem Durchschnitt der Jahre 2009 bis 2012 (r2b energy consulting, 2013).⁶ Für die regelbaren EE-Technologien wurde ein Wert von eins angenommen. Es ist davon auszugehen, dass die Marktwertfaktoren für dargebotsabhängige EE-Technologien zukünftig sinken werden (vgl. z.B. r2b energy consulting 2013). Die Annahme eines konstanten

⁵ Dieser Effekt wird auch als Selbstkannibalisierung der erneuerbaren Energien bezeichnet.

⁶ Für die Jahre 2011 und 2012 wurden für die Technologien Photovoltaik, Wind Offshore und Wind Onshore jedoch die historischen Marktwertfaktoren genutzt (r2b energy consulting, 2013). Bei den anderen Technologien wurde auch hier ein Marktwertfaktor von eins angenommen.

Marktwertes bis 2030 unterschätzt deshalb die voraussichtlichen EE-Förderkosten. Unsere Werte geben damit ein konservatives Szenario wieder.

Geothermie	Biomasse	Wasserkraft	Gase	Photovoltaik	Wind Offshore	Wind Onshore
1	1	1	1	1,08475	0,9495	0,915

Tabelle 2-1: Verwendete Marktwertfaktoren im Referenzszenario für die Jahre 2013 bis 2030 (nach r2b energy consulting, 2013)

Durch Multiplikation der prognostizierten durchschnittlichen jährlichen Großhandelspreise mit der technologiespezifischen EE-Erzeugung und dem entsprechenden technologiespezifischen Marktwertfaktor können für den EE-Strom jahresspezifische Erlöse auf dem Großhandelsmarkt berechnet werden. Diese geben den prognostizierten Wert des eingespeisten EE-Stroms auf dem Großhandelsmarkt wieder.⁷

Neben dem Wert des erzeugten EE-Stroms auf dem Großhandelsmarkt sind **vermiedene Netznutzungsentgelte** ein zusätzlicher Faktor in der Kostenbetrachtung, der die Gesamtkosten der erneuerbaren Energien verringert. Vermiedene Netznutzungsentgelte treten auf, da EE vermehrt in das Mittel- und Niederspannungsnetz einspeisen und damit Kosten der Nutzung vorgelagerter Netzstufen verringern. In der vorliegenden Berechnung mindern sie daher zusätzlich die EEG-Differenzkosten, die in Form der EEG-Umlage umgewälzt werden. Im Referenzszenario wurde für die Jahre ab 2013 der durchschnittliche spezifische Wert der Jahre 2004 bis 2012 verwendet, der nach Daten des BMU 3,623 €/MWh betrug (BMU, 2012). Die Auswirkungen der Annahme gleichbleibender vermiedener Netznutzungsentgelte auf die EEG-Differenzkosten wird im Kapitel 4 durch die Szenarioanalyse überprüft. Für die Jahre 2011 und 2012 wurde hingegen der spezifische historische Wert genutzt.

Alle Ergebnisse zur Kostenentwicklung des Referenzszenarios (zukünftige Brutto- und EEG-Differenzkosten, sowie vermiedene Netznutzungsentgelte) werden in dieser Studie als **reale Größen** ausgewiesen. Diskontiert wurde mit einer angenommenen Inflationsrate von 2,0 %.⁸ Reale Werte auf Basis vergangener Jahre (2011 und 2012) wurden, analog zu den Strompreisprognosen, mit den historischen Inflationsraten der vergangenen Jahre auf das Jahr 2013 ‚aufgezinst‘.

⁷ In der Praxis kann der strommarktseitige Erlös der EE-Anlagen geringer ausfallen, da durch die eingeschränkte Prognostizierbarkeit zusätzliche Kosten für Ausgleichsenergie anfallen. Insofern unterschätzen wir hier die EE-Förderkosten tendentiell.

⁸ Auch die Auswirkungen dieser Annahmen werden durch die Szenarioanalysen in Kapitel 4.4 untersucht.

3 Ergebnisse

Abbildung 3-1 zeigt die berechneten Bruttoförderkosten (blau) sowie die verbleibenden EEG-Differenzkosten (rot) für das Referenzszenario. Die Differenz zwischen beiden Werten entspricht zu großen Teilen den Erlösen der Stromerzeugung durch die betrachteten EE-Bestandsanlagen. Die Grafik zeigt, dass die Bruttoförderkosten von über 20,6 Mrd. €₂₀₁₃ im Jahr 2011 zunächst auf 16,1 Mrd. €₂₀₁₃ im Jahr 2020 leicht zurückgehen. Dieser Rückgang in realen Preisen basiert vorwiegend auf der angenommenen Diskontierung. Nominal sinken die Bruttoförderkosten bis zum Jahr 2020 nur um ca. 1,4 Mrd. €. Weitere Effekte sind eine fortschreitende jährliche Degradation der PV-Module⁹, das Absinken der Förderung einzelner Wind Onshore-Anlagen auf die Grundvergütung¹⁰ sowie angenommene vorzeitige Stilllegungen von Bioenergieanlagen auf Basis flüssiger Brennstoffe.¹¹ Nach dem Jahr 2020 beschleunigt sich der Kostenrückgang. Der Grund liegt im Wesentlichen auch im Ausscheiden von EEG-Anlagen aus der Einspeisevergütung.¹² Im Jahr 2030 betragen die Bruttoförderkosten dann noch knapp 4,1 Mrd. €₂₀₁₃.

⁹ Es wird von einer jährlichen Leistungsminderung der Module von 0,5 % ausgegangen.

¹⁰ Windenergieanlagen an Land erhalten je nach Standortgüte unterschiedlich lange eine höhere Anfangsvergütung, deren Zeitraum auf Basis des sog. Referenzertragsmodells ermittelt wird. Im Rahmen der Berechnungen wurde für die einzelnen Windenergieanlagen abgeschätzt, wann die Vergütung auf den Grundtarif absinkt.

¹¹ Aufgrund zunehmender Unwirtschaftlichkeit von Bioenergieanlagen auf Basis flüssiger Brennstoffe durch stark ansteigende Brennstoffkosten wird angenommen, dass diese Anlagen bis 2016 gänzlich stillgelegt werden und keine EEG-Vergütung mehr erhalten.

¹² Die ersten Anlagen nach EEG-Förderung (Förderdauer von 20 Jahren zzgl. Inbetriebnahmejahr) wurden im Jahr 2000 in Betrieb genommen.

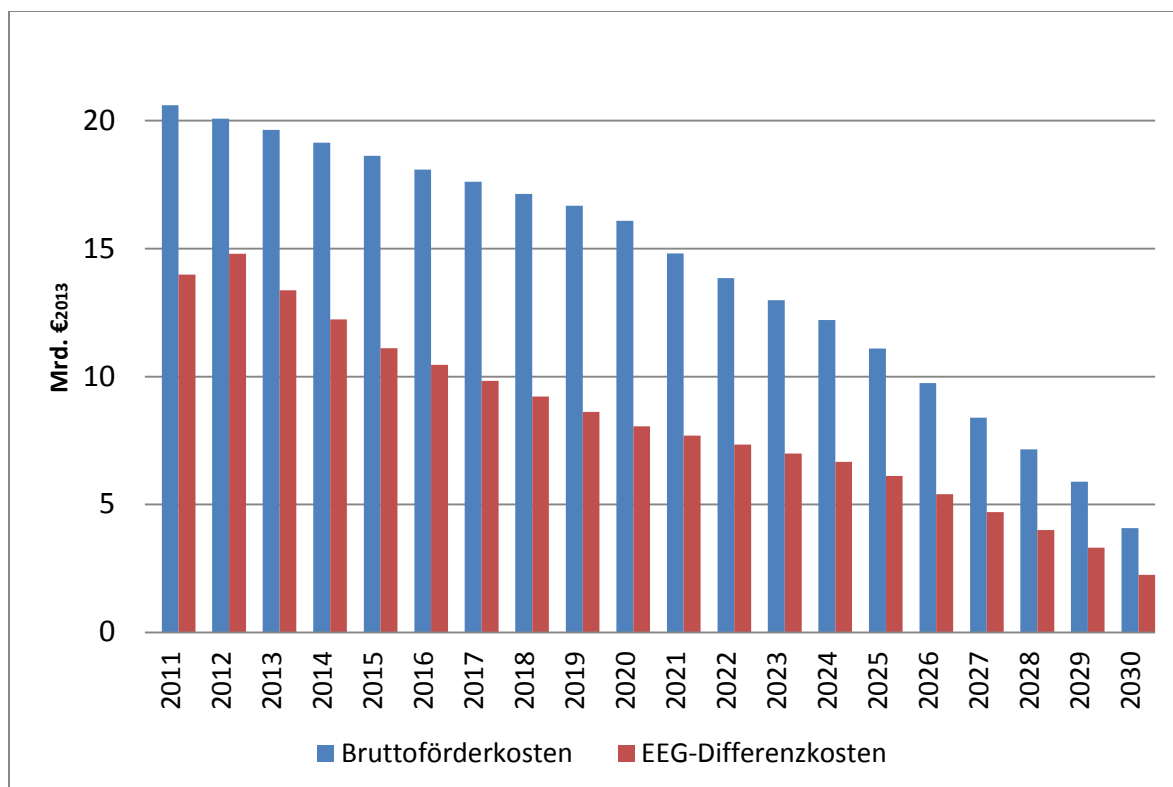


Abbildung 3-1: Bruttoförderkosten (Referenzszenario), sowie EEG-Differenzkosten für alle Anlagen bis zum Jahr 2030

Die EEG-Differenzkosten der Bestandsanlagen, die die eigentliche Belastung der Verbraucher widerspiegeln, sinken langfristig schneller als die Bruttoförderkosten, da der Marktwert des EE-Stroms wegen steigender Großhandelspreise langfristig zunimmt.¹³ So sinken die EEG-Differenzkosten von ca. 14 Mrd. €₂₀₁₃ im Jahr 2011 auf 8 Mrd. €₂₀₁₃ im Jahr 2020. Im letzten Jahr der Betrachtung, d.h. 2030, betragen die EEG-Differenzkosten noch 2,2 Mrd. €₂₀₁₃. Die Bildung der Barwerte der aggregierten EEG-Differenzkosten führt zu einem Kostenbetrag von 166 Mrd. €₂₀₁₃. Nominal, das heißt ohne Diskontierung zukünftiger Kosten, liegen die aggregierten EEG-Differenzkosten bei 185 Mrd. € (vgl. die folgende Szenarioanalysen).

Abbildung 3-2 zeigt die jährlichen EEG-Differenzkosten bis zum Jahr 2030 nach Technologien differenziert. Dabei wird ersichtlich, dass die Photovoltaik den größten Kostenblock verursacht. Der Anteil an den EEG-Differenzkosten beträgt im Jahr 2011 54 % (7,6 Mrd. €₂₀₁₃). Relativ hohe EEG-Differenzkosten verursachen im Jahr 2011 auch Biomasse (28 %, 4 Mrd. €₂₀₁₃) und Wind Onshore (15 %, 2,2 Mrd. €₂₀₁₃). Die weiteren Technologien spielen wegen einer relativ niedrigen technologiespezifischen Einspeisemenge in Bezug auf die EEG-Differenzkosten keine wesentliche Rolle.

¹³ Die Ausnahme im Jahr 2012 resultiert aus den überdurchschnittlich niedrigen Großhandelspreisen.

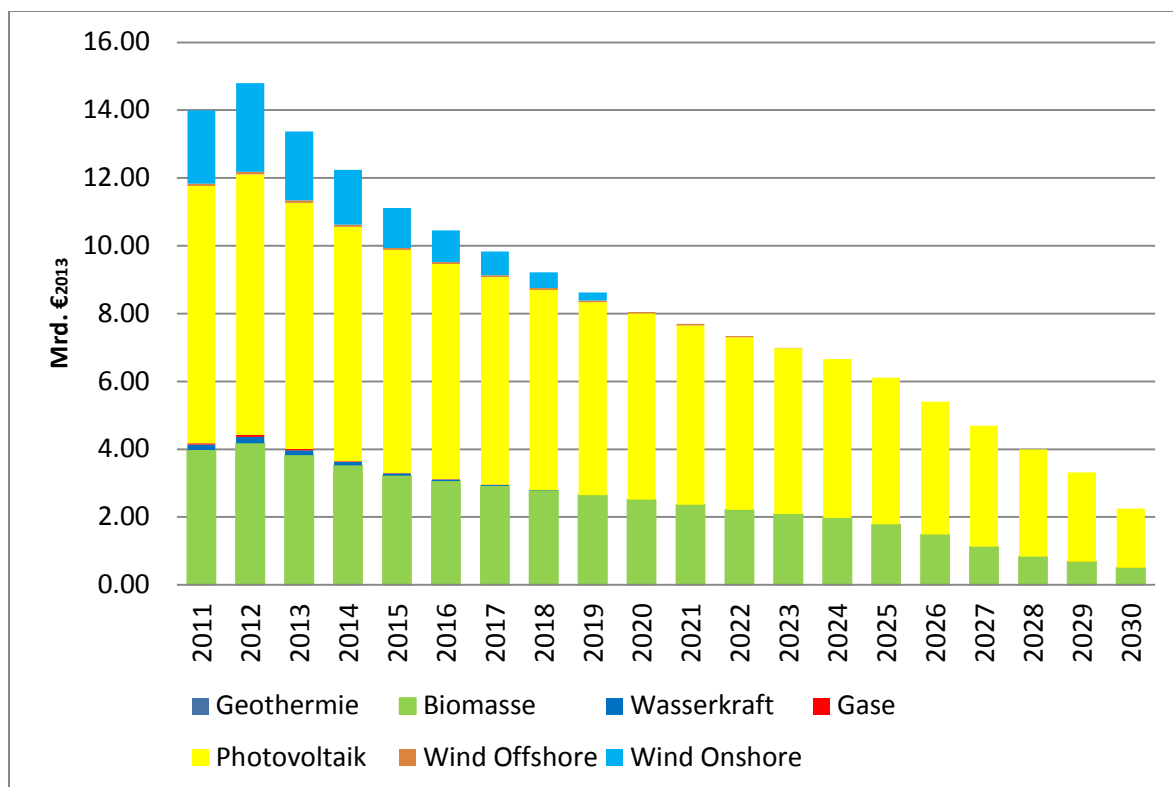


Abbildung 3-2: Technologiespezifische jährliche EEG-Differenzkosten im Referenzszenario

Im Zeitverlauf steigt der relative Anteil der Photovoltaik an den EEG-Differenzkosten sogar an, obwohl die EEG-Differenzkosten absolut zurückgehen. Er beträgt 2030 78% (bei EEG-Differenzkosten für Photovoltaik von 1,7 Mrd. €₂₀₁₃). Dieses kontraintuitive Ergebnis resultiert aus den relativ hohen spezifischen Vergütungssätzen für Photovoltaik. Bei steigenden Großhandelsstrompreisen verringern sich die EEG-Differenzkosten der günstigen EE-Technologien (z.B. Wind Onshore) überproportional, da die Differenz aus dem Wert des erzeugten Stroms und den Einspeisetarifen für diese Technologien relativ klein ist. Ab einem Großhandelsstrompreis von ca. 70 €₂₀₁₃/MWh (ungefähr im Jahr 2020) führt dieser Effekt dazu, dass die Windanlagen im Durchschnitt keine EEG-Differenzkosten mehr verursachen, da der Großhandelsstrompreis die durchschnittlich zu zahlende Einspeisevergütung der Bestandsanlagen übersteigt und die Anlagenbetreiber die eigenständige Vermarktung vorziehen.

Abbildung 3-3 zeigt die aggregierten EEG-Differenzkosten der einzelnen Technologien. Hierbei wird deutlich, dass vor allem Photovoltaik und Biomasse mit ca. 105 Mrd. €₂₀₁₃ bzw. 48 Mrd. €₂₀₁₃ einen Großteil der Förderkosten ausmachen. Zusammen verursachen beide Technologien ca. 92% der aggregierten EEG-Differenzkosten.

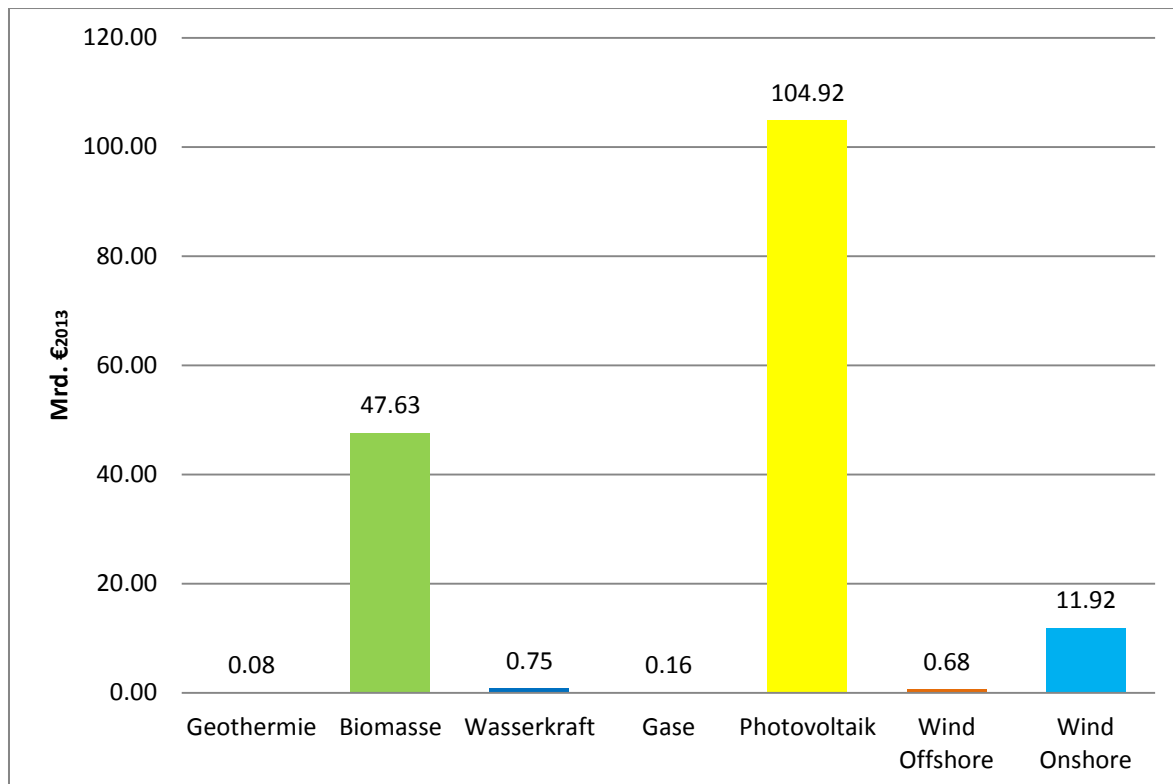


Abbildung 3-3: Aggregierte EEG-Differenzkosten der betrachteten Technologien bis 2030

Interessant ist darüber hinaus das Verhältnis aus aufgewandten Mitteln für die Förderung und verbleibenden gesellschaftlichen Kosten. Die folgende Tabelle 3-1 zeigt das Verhältnis von EEG-Differenz- zu Bruttoförderkosten. Bei einem niedrigen Verhältnis müssen pro in Förderung investiertem Euro (Bruttoförderkosten) nach Abzug der Erlöse nur relativ wenig verbleibende Kosten auf die Verbraucher überwält werden (EEG-Differenzkosten). Auch hier fällt auf, dass vor allem Photovoltaik und Biomasse verhältnismäßig geringe Minderungen der Bruttoförderkosten realisieren. Hingegen reduzieren sich die Bruttoförderkosten von Wind Onshore um vier Fünftel, d.h. die EEG-Differenzkosten betragen nur 21 % der Bruttoförderkosten.

Technologie	EEG-Differenzkosten in Mrd. €₂₀₁₃	Bruttoförderkosten in Mrd. €₂₀₁₃	Verhältnis
Geothermie	0,08	0,12	63%
Biomasse	47,63	81,73	58%
Wasserkraft	0,75	5,57	13%
Gase	0,16	1,37	12%
Photovoltaik	104,92	136,70	77%
Wind Offshore	0,68	1,36	50%
Wind Onshore	11,92	57,09	21%

Tabelle 3-1: Verhältnis zwischen aggregierten EEG-Differenz- und Bruttoförderkosten der einzelnen Technologien bis 2030

4 Szenarioanalyse

Wie bereits beschrieben steht die zukünftige Kostenbelastung auch für die EEG-Bestandsanlagen nicht fest, obwohl sowohl installierte Leistung als auch EEG-Fördersätze fixiert sind. Der Grund liegt in der unsicheren Entwicklung von für die Entwicklung der EEG-Differenzkosten wichtiger Parameter wie beispielsweise Großhandelsstrompreis und Marktwertfaktoren. Um die Robustheit der Ergebnisse des Referenzszenarios zu überprüfen, wird deshalb nachfolgend eine Szenarioanalyse durchgeführt. Dabei werden, wie in Tabelle 4-1 dargestellt, vier Parameter betrachtet, die entweder einen hohen Einfluss auf die Ergebnisse haben oder in der politischen Diskussion eine besondere Rolle einnehmen. Quantitativ soll dabei dargestellt werden, wie die Kostenentwicklung von diesen Parametern abhängt.

Parameter der Szenarioanalyse	Variationen						
Großhandelsstrompreis	Oberes Szenario, Referenzszenario, Unteres Szenario						
EE-Marktwertfaktoren (2013 bis 2030)	Szenario mit niedrigeren Marktwertfaktoren des Jahres 2012 (r2b energy consulting, 2013) <table border="1" data-bbox="831 577 1369 752"> <thead> <tr> <th>Photovoltaik</th> <th>Wind Offshore</th> <th>Wind Onshore</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1,039</td> <td>0,945</td> <td>0,877</td> </tr> </tbody> </table>	Photovoltaik	Wind Offshore	Wind Onshore	1,039	0,945	0,877
Photovoltaik	Wind Offshore	Wind Onshore					
1,039	0,945	0,877					
Vermiedene Netznutzungsentgelte (2013 bis 2030)	Hochszenario (4,858 €/MWh), Referenzszenario (3,623 €/MWh), Niedrigszenario (0,883 €/MWh)						
Diskontierung zukünftiger Kosten	0 %; 2 %; 4 %						

Tabelle 4-1: Darstellung der Szenarioanalyse

4.1 Großhandelsstrompreis

Zur Untersuchung des Einflusses unterschiedlicher Strompreisszenarien auf die EEG-Differenzkosten wurden neben dem Referenzszenario auch ein unteres und ein oberes Szenario für die Großhandelsstrompreise gebildet. Diese geben für jedes Jahr den niedrigsten (unteres Szenario) bzw. höchsten (oberes Szenario) Großhandelsstrompreis der fünf untersuchten Studien wieder. Abbildung 4-1 zeigt die entsprechenden Annahmen. Das untere Szenario steigt vom minimalen Wert (43,28 €₂₀₁₃/MWh im Jahr 2012) nur sehr langsam bis auf gut 57 €₂₀₁₃/MWh im Jahr 2025 und geht danach sogar wieder leicht zurück. Hingegen prognostiziert das obere Szenario einen fast durchgängigen Anstieg des Preises auf über 95 €₂₀₁₃/MWh im Jahr 2030.

Die Phelix Baseload Year Futures der EEX geben eine Möglichkeit, die Ergebnisse der Berechnungen zu validieren. Anfang Dezember 2013 liegen die tatsächlich gehandelten EEX-Futures sogar noch deutlich unterhalb der Preise des unteren Strompreisszenarios. Bezogen auf das Referenzszenario des letzten Kapitels beträgt der Preisunterschied teilweise über 30 €₂₀₁₃/MWh. Da höhere Großhandelspreise ceteris paribus zu niedrigeren EE-Förderkosten führen, unterschätzen die Berechnungen im Referenzszenario die EEG-Differenzkosten. Demnach ist die angenommene Preisentwicklung auch an dieser Stelle als konservativ anzusehen. Die tatsächliche Kostenbelastung der Bürger liegt höher.

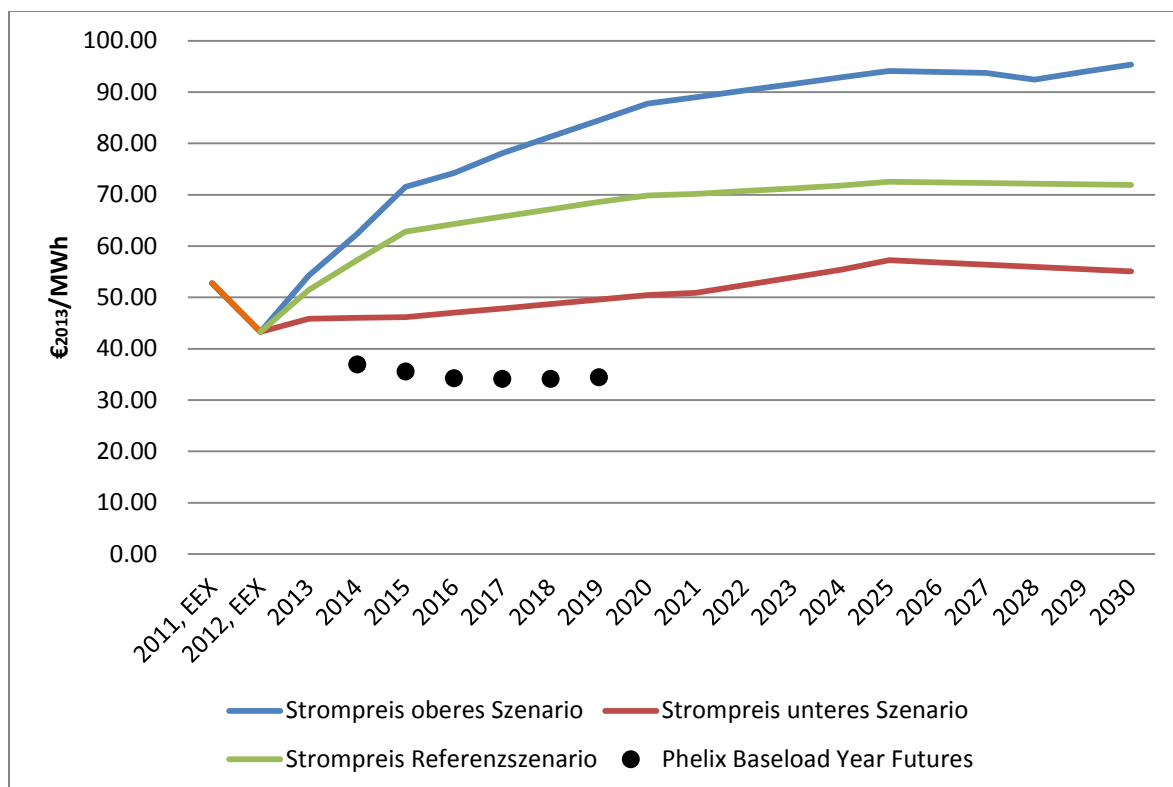


Abbildung 4-1: Szenarien fünf verschiedener Studien (Prognos/EWI/GWS, r2b/EEFA, enervis, PIK/IIRM, IER/RWI/ZEW) zur Entwicklung des Großhandelsstrompreises sowie die Phelix Baseload Year Futures bis 2019 (Stand Dezember 2013)

Während hohe Strompreise zu niedrigeren EEG-Differenzkosten führen, wirken niedrigere Strompreise entgegengesetzt und führen zu einem Anstieg der EEG-Differenzkosten. Abbildung 4-2 zeigt die aggregierten EEG-Differenzkosten aller betrachteten EE-Technologien für die drei untersuchten Strompreisszenarien.¹⁴ Das Szenario mit niedrigen Großhandelspreisen zeigt dabei erheblich höhere EEG-Differenzkosten als die anderen Szenarien. Der jährliche Unterschied zwischen Hoch- und Niedrigszenario liegt in der Spitze bei ca. 3,3 Mrd. €₂₀₁₃.

¹⁴ Für die vergangenen Jahre 2011 und 2012 wurde der durchschnittliche historische Börsenstrompreise für die Berechnung verwendet. Daher treten hier keine Unterschiede zwischen den Szenarien auf.

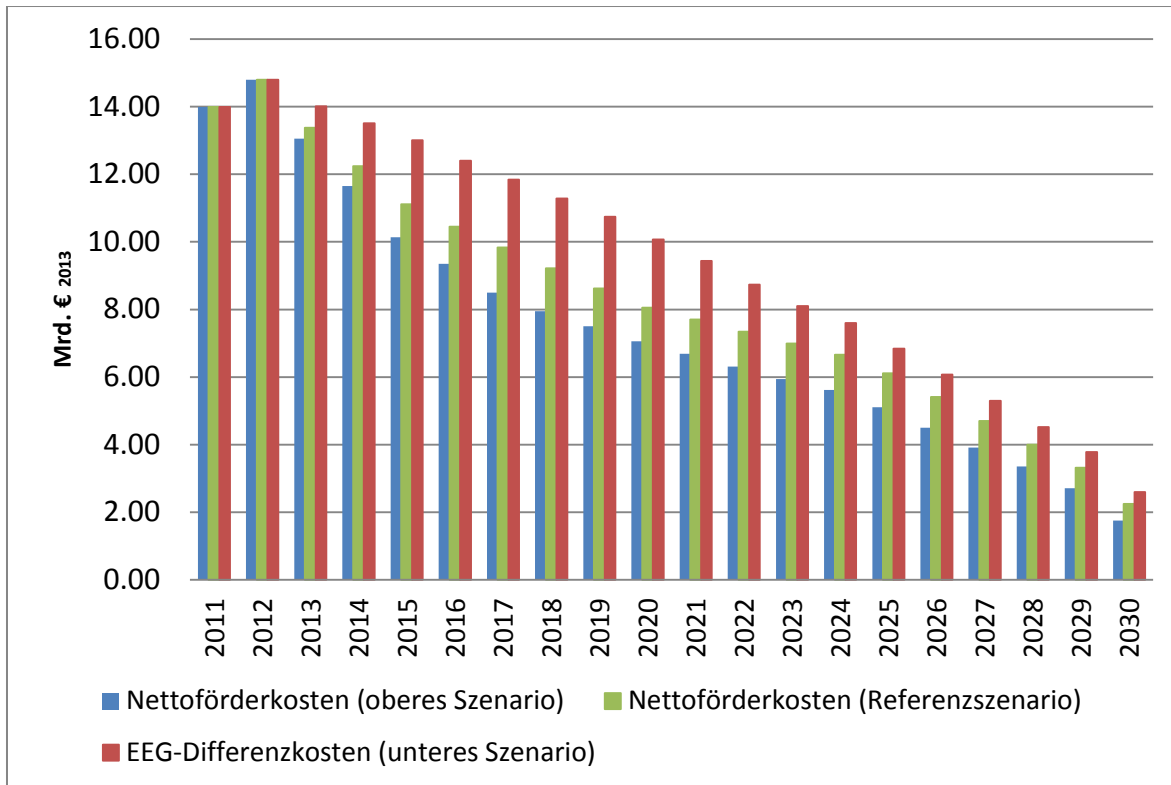


Abbildung 4-2: EEG-Differenzkosten unterschiedlicher Großhandelsstrompreisszenarien

Abbildung 4-3 zeigt, dass die Großhandelsstrompreise ein entscheidender Parameter für die zukünftige Entwicklung der EEG-Differenzkosten sind. Die aufsummierte Differenz zwischen den Kosten des oberen und unteren Szenarios beträgt 38,7 Mrd. €₂₀₁₃. Dies entspricht einem Anteil von 23 % an den aggregierten realen EEG-Differenzkosten des Referenzszenarios. Die Strompreise beeinflussen auch die technologiespezifischen Kosten. So betragen z.B. die Anteile von Wind Onshore an den aggregierten Gesamtkosten im oberen Szenario nur 6%, im unteren Szenario jedoch ca. 10% der aggregierten EEG-Förderkosten. Diese betragen im unteren Strompreisszenario ca. 189 Mrd. €₂₀₁₃ und im oberen Strompreisszenario nur ca. 150 Mrd. €₂₀₁₃.

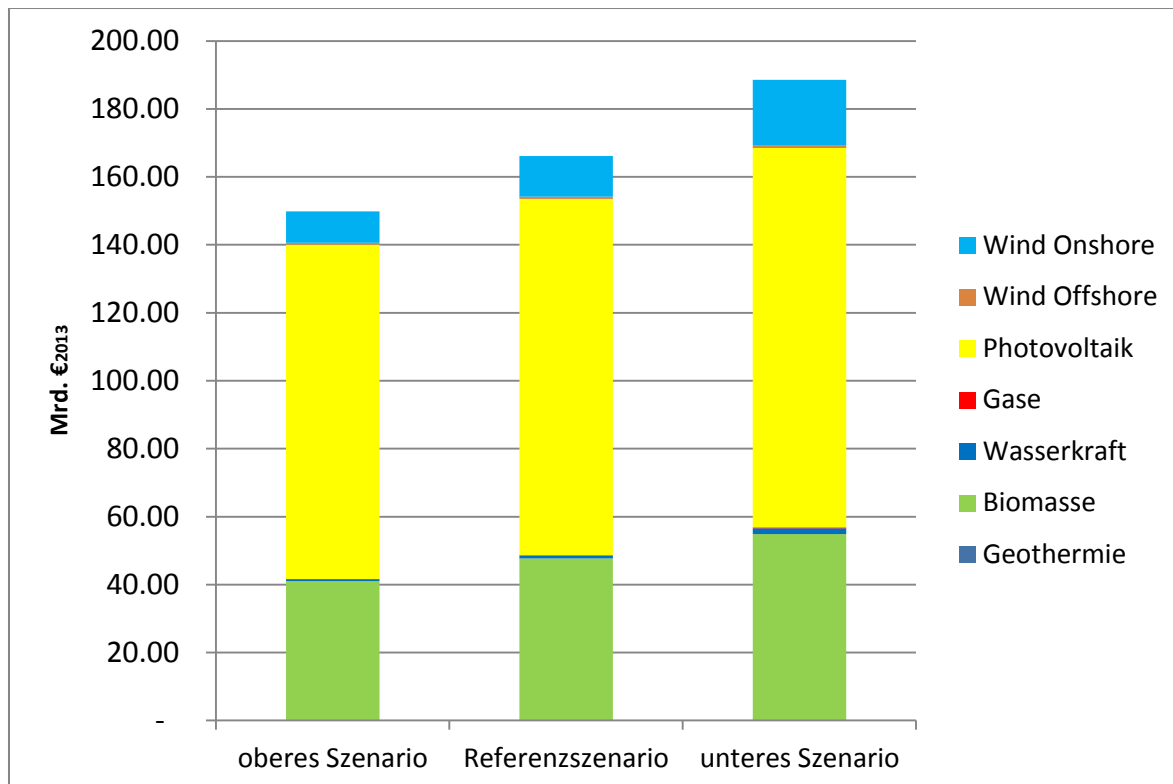


Abbildung 4-3: Aggregierte EEG-Differenzkosten unterschiedlicher Großhandelsstrompreisszenarien

4.2 EE-Marktwertfaktoren

Ein Marktwertfaktor definiert sich wie beschrieben als Prozentzahl, die den durchschnittlichen Wert eines eingespeisten EE-Stromprofils im Verhältnis zum durchschnittlichen Großhandelsstrompreis der entsprechenden Periode ausdrückt. Wenn der Marktwertfaktor einer Technologie größer als eins ist, speist die Technologie besonders zu Zeiten ein, in denen der Großhandelsstrompreis hoch ist. Für thermische Technologien ist dies wegen der Steuerbarkeit der Produktion in der Regel der Fall. Anders ist die Situation jedoch für dargebotsabhängige erneuerbare Energien. Diese sind nicht steuerbar und können je nach Korrelation zwischen Dargebot und Last ober- oder unterhalb von eins bzw. 100 % liegen. Hinzu kommt, dass die Marktwertfaktoren insbesondere für Wind und PV zukünftig fallen können, da immer mehr Anlagen zu den gleichen Zeiten einspeisen und die Strompreise in genau diesen Stunden senken („Selbstkannibalisierung“).

Durch einen weiter forcierten Ausbau der erneuerbaren Energien scheint es deshalb wahrscheinlich, dass die Marktwertfaktoren der Bestandsanlagen in Zukunft abnehmen werden. So sinken z.B. die Erlöse von PV-Anlagen aus dem Verkauf von Strom in der Mittagsspitze durch weiterhin anhaltenden PV-Zubau, der insbesondere bei einer Südausrichtung mittags zusätzliche Mengen Strom erzeugt. Die rückläufigen spezifischen Erlöse führen zu einem Anstieg der EEG-Differenzkosten von Bestandsanlagen, da unveränderten Bruttoförderkosten nun kleinere Erlöse gegenüber stehen. Daten zeigen,

dass sich die Marktwertfaktoren von erneuerbaren Energien in Deutschland und Österreich in den letzten Jahren bereits negativ entwickelt haben (Meister, 2013). Die aktuelle Mittelfristprognose der ÜNB (r2b energy consulting, 2013) geht davon aus, dass dieser Trend anhält. So gehen die Marktwertfaktoren für PV von 1,011 im Jahr 2014 auf 0,948 bis zum Jahr 2018 zurück (bei Wind Onshore von 0,851 im Jahr 2014 auf 0,841 bis 2018).

Das angenommene Referenzszenario, in dem die Marktwerte für die Jahre 2013 bis 2030 als Mittelwert der Jahre 2009 bis 2012 berechnet wurden, ist daher eine vorsichtige Abschätzung der EEG-Differenzkosten.¹⁵ Dies bedeutet, dass bei Marktwertfaktoren, die zukünftig unterhalb der Annahmen des Referenzszenarios liegen werden, die EEG-Differenzkosten steigen würden.

Alternativ zum Referenzszenario berechnet das Szenario ‚Marktwerte 2012‘ die zukünftigen EEG-Differenzkosten unter der Annahme, dass sich die Marktwertfaktoren bis zum Jahr 2030 auf dem Niveau von 2012 bewegen. Die entsprechenden Marktwertfaktoren von 2012 finden sich in Tabelle 4-2.

Geothermie	Biomasse	Wasserkraft	Gase	Photovoltaik	Wind Offshore	Wind Onshore
1	1	1	1	1,039	0,945	0,877

Tabelle 4-2: Marktwertfaktoren des Jahres 2012 (r2b energy consulting, 2013)

Obwohl die Marktwertfaktoren in der obigen Tabelle unterhalb des Referenzszenarios liegen, erscheint auch dieses Szenario immer noch vorsichtig, da die Marktwertfaktoren voraussichtlich noch niedriger liegen werden (vgl. erneut r2b energy consulting, 2013). Jedoch zeigen die Berechnungen für die EEG-Differenzkosten (Abbildung 4-4), dass die Marktwerte ohnehin einen begrenzten Einfluss auf die Größenordnung der Ergebnisse haben. Abbildung 4-4 vergleicht die jährlichen EEG-Differenzkosten beider Szenarien. Demnach besteht zwischen beiden Szenarien anfangs ein Unterschied von ca. 200 Mio. €₂₀₁₃ pro Jahr. Dieser sinkt jedoch u.a. wegen der sinkenden EEG-Strommenge bis zum Jahr 2030 auf nur noch 40 Mio. €₂₀₁₃.

¹⁵ Für die Jahre 2011 und 2012 konnten die historischen Marktwertfaktoren für die Technologien Photovoltaik, Wind Offshore und Wind Onshore genutzt werden (siehe Kapitel 2).

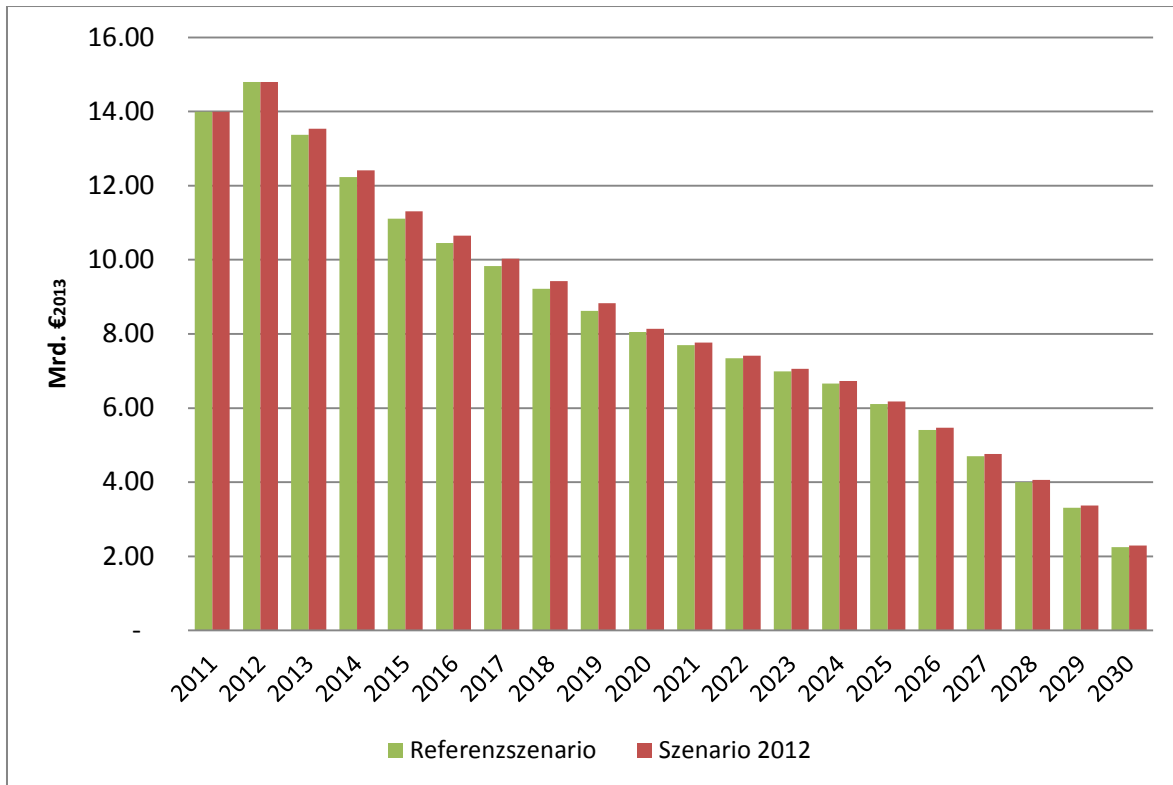


Abbildung 4-4: Jährliche EEG-Differenzkosten für das Referenzszenario und das Szenario 2012 mit niedrigeren Marktwertfaktoren

Auch Abbildung 4-5 zeigt, dass sich die summierten EEG-Differenzkosten bis zum Jahr 2030 nur leicht verändern. Die EEG-Differenzkosten steigen für Wind Onshore, Wind Offshore und Photovoltaik von insgesamt 117,5 Mrd. €₂₀₁₃ auf 119,6 Mrd. €₂₀₁₃. Für Photovoltaik und Wind Onshore erhöhen sich die EEG-Differenzkosten jeweils um ca. 1 Mrd. €₂₀₁₃. So steigen die aggregierten EEG-Differenzkosten von 166 Mrd. €₂₀₁₃ auf ca. 168 Mrd. €₂₀₁₃. Der relativ geringe Einfluss auf die EEG-Differenzkosten erklärt sich dadurch, dass ein niedrigerer Marktwertfaktor nur die stromseitigen Erlöse der drei Technologien beeinflusst, diese jedoch nur einen relativ kleinen Teil der aggregierten Bruttoförderkosten aller Technologien ausmachen.

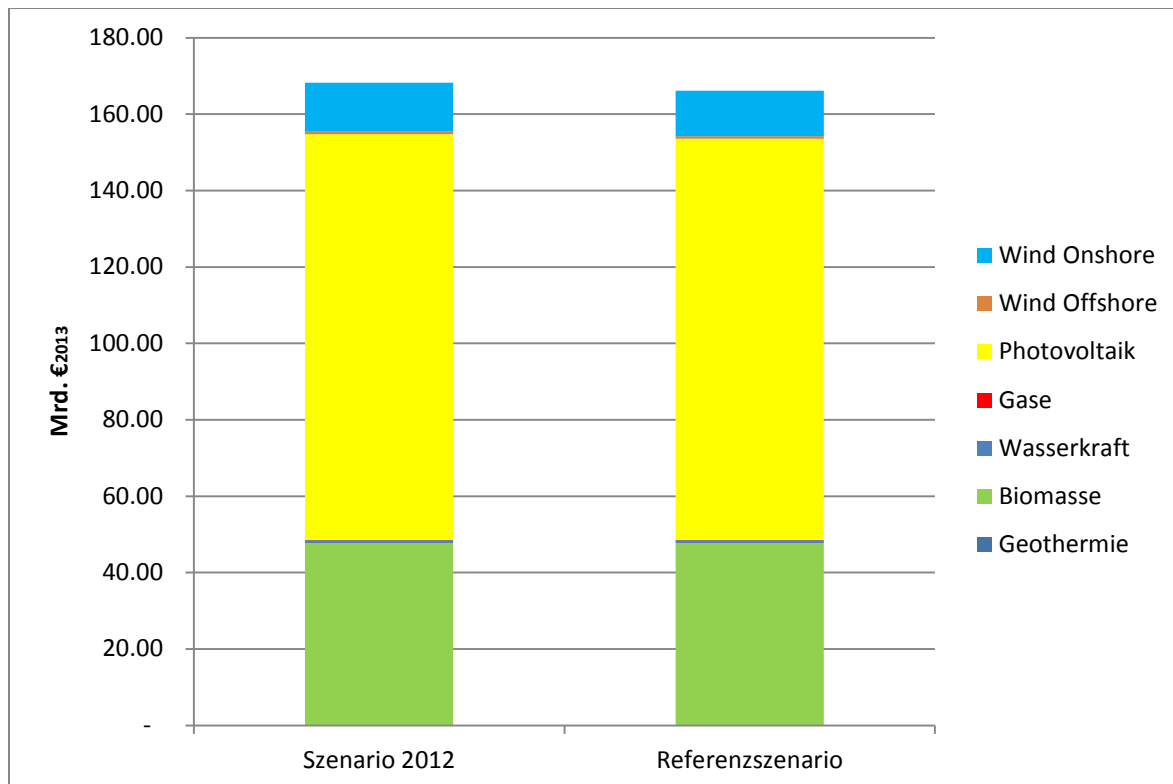


Abbildung 4-5: Aggregierte EEG-Differenzkosten unterschiedlicher Szenarien, Vergleich Marktwerte ‚Szenario 2012‘ und Referenzszenario

4.3 Vermiedene Netznutzungsentgelte

Tabelle 4-3 zeigt die vermiedenen Netznutzungsentgelte durch erneuerbare Energien der letzten Jahre. Der durchschnittliche Wert für alle EE-Technologien lag bei 3,623 €/MWh. Dieser Wert wurde auch für das Referenzszenario verwendet.

Jahr	Vermiedene Netznutzungsentgelte [€]	EEG-vergütete Strommengen aus EE [GWh]	Vermiedene Netznutzungsentgelte in [€/MWh]
2004	34.000.000	38.511	0,883
2005	103.000.000	43.966	2,343
2006	205.000.000	51.545	3,977
2007	270.000.000	67.010	4,029
2008	299.000.000	71.148	4,203
2009	300.000.000	75.053	3,997
2010	392.000.000	80.699	4,858
2011	394.000.000	91.227	4,319
2012	437.000.000	109.327	3,997
Durchschnitt			3,623

Tabelle 4-3: Berechnung der durchschnittlichen jährlichen vermiedenen Netznutzungsentgelte, nach BMU (2012)

Um die Bedeutung dieses Parameters auf die Entwicklung der EEG-Differenzkosten abschätzen zu können, haben wir darüber hinaus ein Hoch- und ein Niedrigszenario berechnet. Für die quantitative Analyse der Jahre 2013 bis 2030 wurde der jeweils höchste Wert (4,858 €/MWh, Hochszenario) bzw. niedrigste Wert (0,883 €/MWh, Niedrigszenario) der Jahre 2004 bis 2012 gewählt und anschließend wie im Referenzszenario die EEG-Differenzkosten als Bruttoförderkosten abzgl. Stromerlösen (Referenzszenario) und vermiedenen Netznutzungsentgelten für das jeweilige Szenario berechnet.¹⁶ Für die Jahre 2011 und 2012 wurden jedoch in allen Szenarien die bereits vorliegenden historischen Daten der vermiedenen Netznutzungsentgelte verwendet (vgl. wieder BMU, 2012). Die Einspeisung der Wind-Offshore-Anlagen wurde nicht betrachtet, da diese nach unseren Annahmen in das Höchstspannungsnetz einspeisen.

Die Ergebnisse stellt Abbildung 4-6 dar. Demnach hat eine Veränderung der vermiedenen Netznutzungsentgelte nur eingeschränkten Einfluss auf die jährlichen EEG-Differenzkosten. Insgesamt betragen die aggregierten Kostendifferenzen der EEG-Differenzkosten zwischen dem Hoch- und Niedrigszenario 4,4 Mrd. €₂₀₁₃, so etwa 169 Mrd. €₂₀₁₃ im Niedrigszenario, und knapp 165 Mrd. €₂₀₁₃ im Hochszenario.

¹⁶ In den letzten Jahren sank der Wert der spezifischen Netznutzungsentgelte. Für die kommenden Jahre ist davon auszugehen, dass dieser Trend anhält. Von daher ist unsere Annahme auch hier konservativ in Bezug auf die EEG-Differenzkosten.

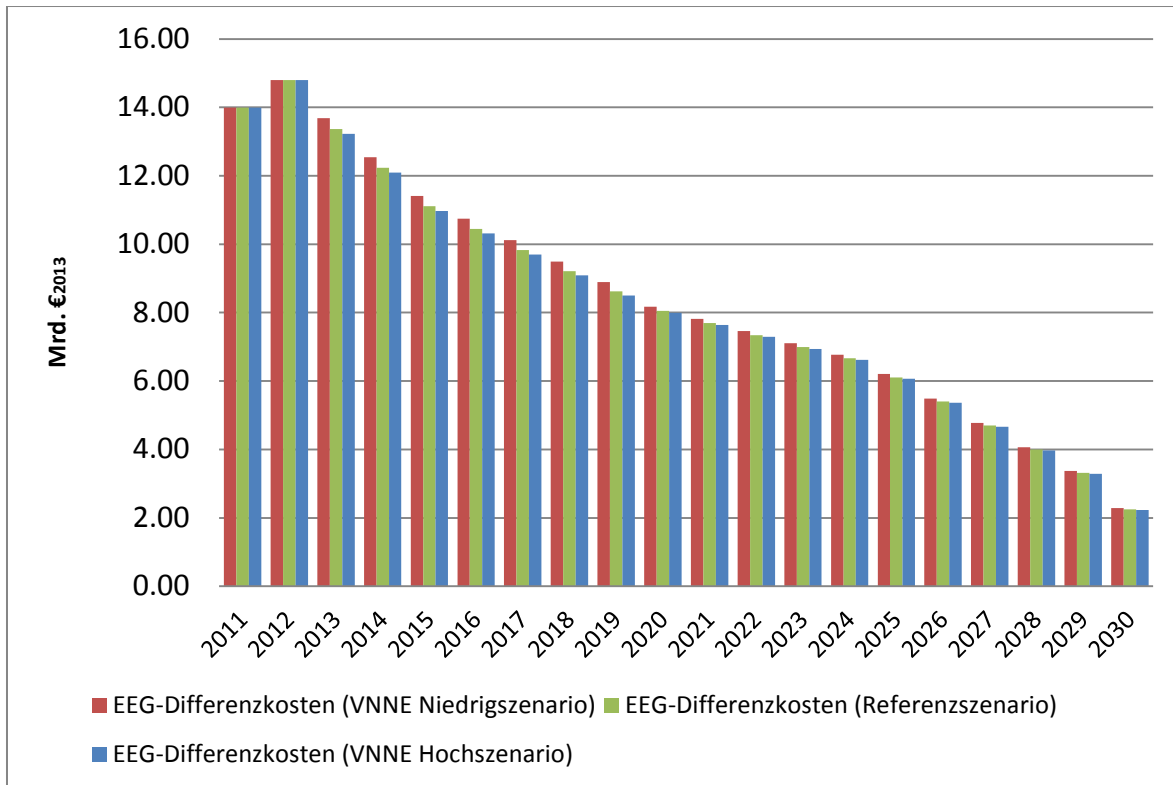


Abbildung 4-6: Jährliche EEG-Differenzkosten mit vermiedenen Netznutzungsentgelten im Hoch-, Niedrig- und Referenzszenario

Abbildung 4-7 zeigt, dass sich wegen des geringen Einflusses des Parameters auch die technologiespezifischen EEG-Differenzkosten nicht merklich verändern.

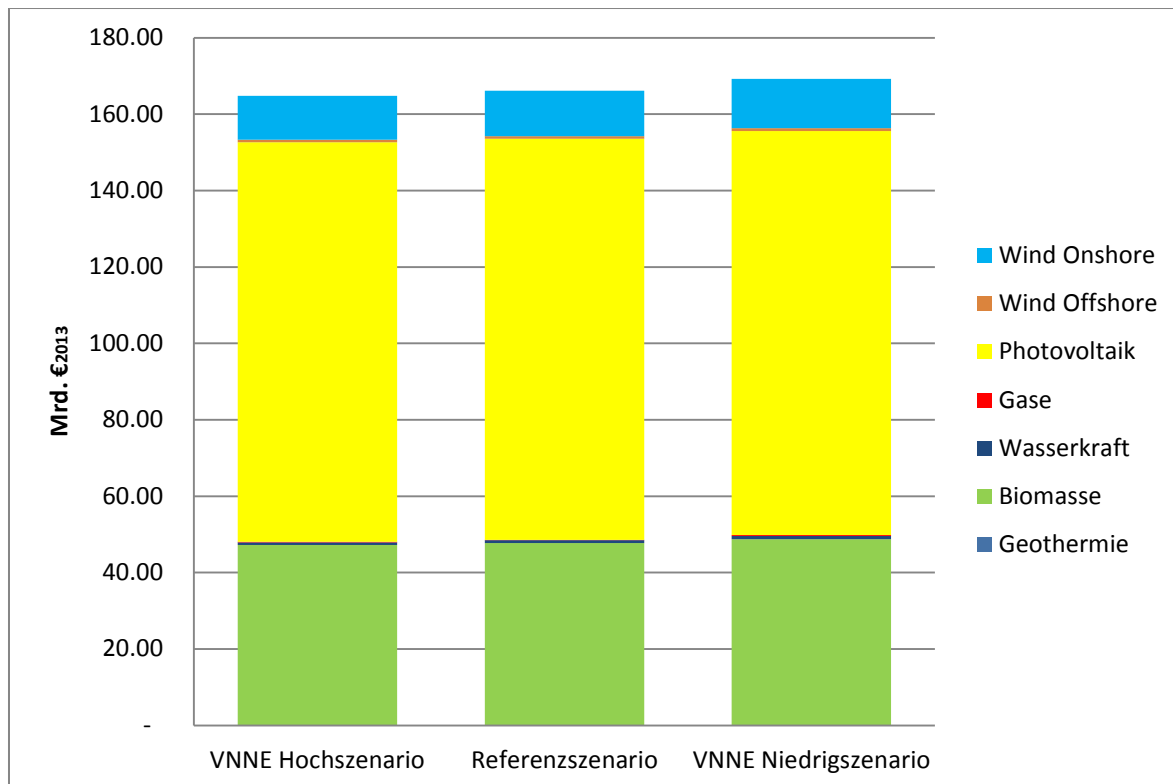


Abbildung 4-7: Aggregierte EEG-Differenzkosten unterschiedlicher Szenarien von vermiedenen Netznutzungsentgelten

4.4 Diskontierung

In der Literatur wird die Form der Diskontierung von zukünftigen Kosten und Nutzen vor allem im Bereich der Klimaökonomie debattiert. Dabei gibt es keinen Konsens bei der Bewertung und Diskontierung von Kosten und Nutzen zukünftiger Generationen für die Gegenwart (Nordhaus, 2007; Weitzman, 2007). Grundlage für den Diskurs ist das Auftreten von hohen gegenwärtigen Kosten zum Schutz des Klimas, wobei der Nutzen zu erheblichen Teilen zukünftigen Generationen zugute kommt. Diese Argumentation lässt sich in ihrem Grundmuster auch auf Ausgaben für erneuerbare Energien übertragen.

Die Wahl einer Diskontierungsrate hat großen Einfluss auf die Ergebnisse.¹⁷ Abbildung 4-8 zeigt für unsere Berechnungen die jährlichen EEG-Differenzkosten für unterschiedliche Diskontraten. So werden in den Szenarien die vergangenen und zukünftigen relevanten Größen (insbesondere Bruttoförderkosten, vermiedene Netznutzungsentgelte und jährliche Stromerlöse) stets mit 0% oder 4% diskontiert. Das Ergebnis zeigt, dass die die jährlichen Kostenunterschiede bei bis zu 3 Mrd. €₂₀₁₃ liegen.

¹⁷ Bei der Diskontierung von 100 € über 100 Jahre bleiben bei einem Diskontsatz von 1,4 % (angenommen im Stern-Report) ein Realwert von knapp 25 €, während bei einer Diskontrate von 4 % nur knapp 2 € verbleiben.

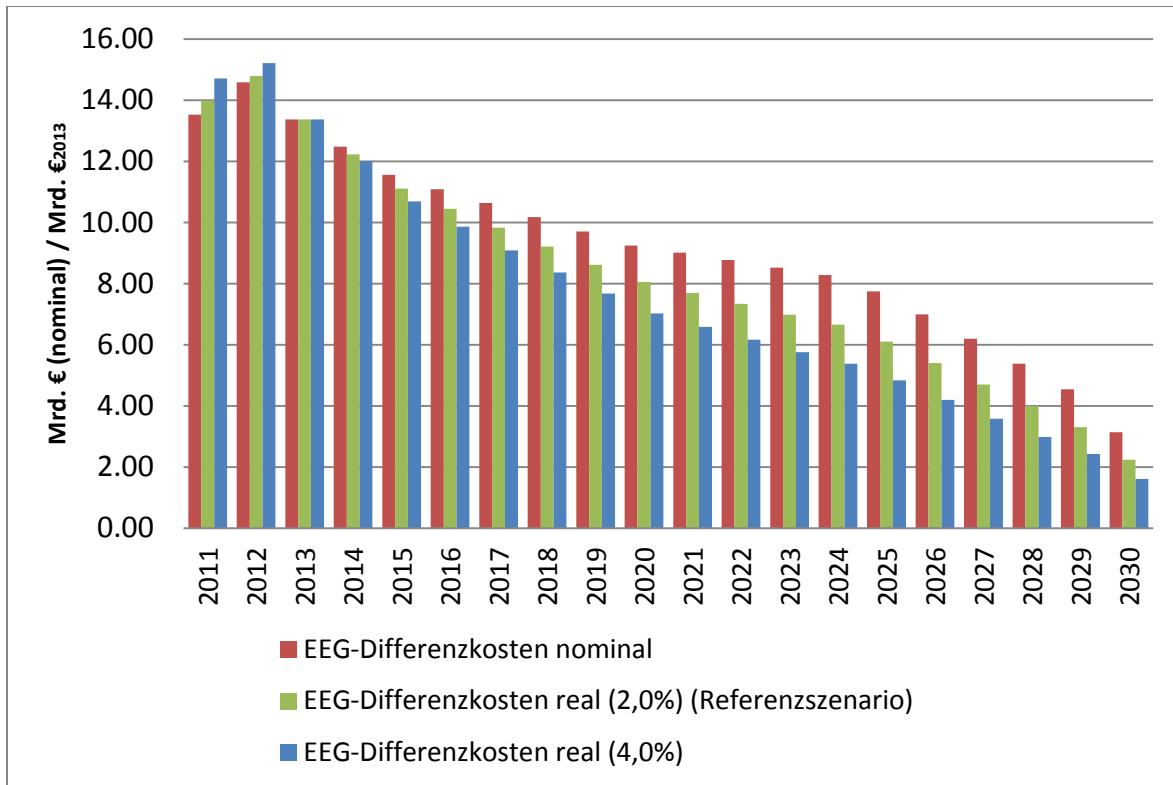


Abbildung 4-8: Jährliche EEG-Differenzkosten mit verschiedenen Diskontraten

In der Abbildung 4-9 sind die aggregierten EEG-Differenzkosten der Szenarien dargestellt. Es zeigt sich, dass die Wahl des Diskontfaktors für die Berechnungen relevant ist. So mindern sich bei einer Erhöhung des Diskontfaktors von 2 % auf 4 % die volkswirtschaftlichen EEG-Differenzkosten um 9 % auf ca. 152 Mrd. €₂₀₁₃, während im Szenario mit nominaler Betrachtung 185 Mrd. €₂₀₁₃ anfallen.

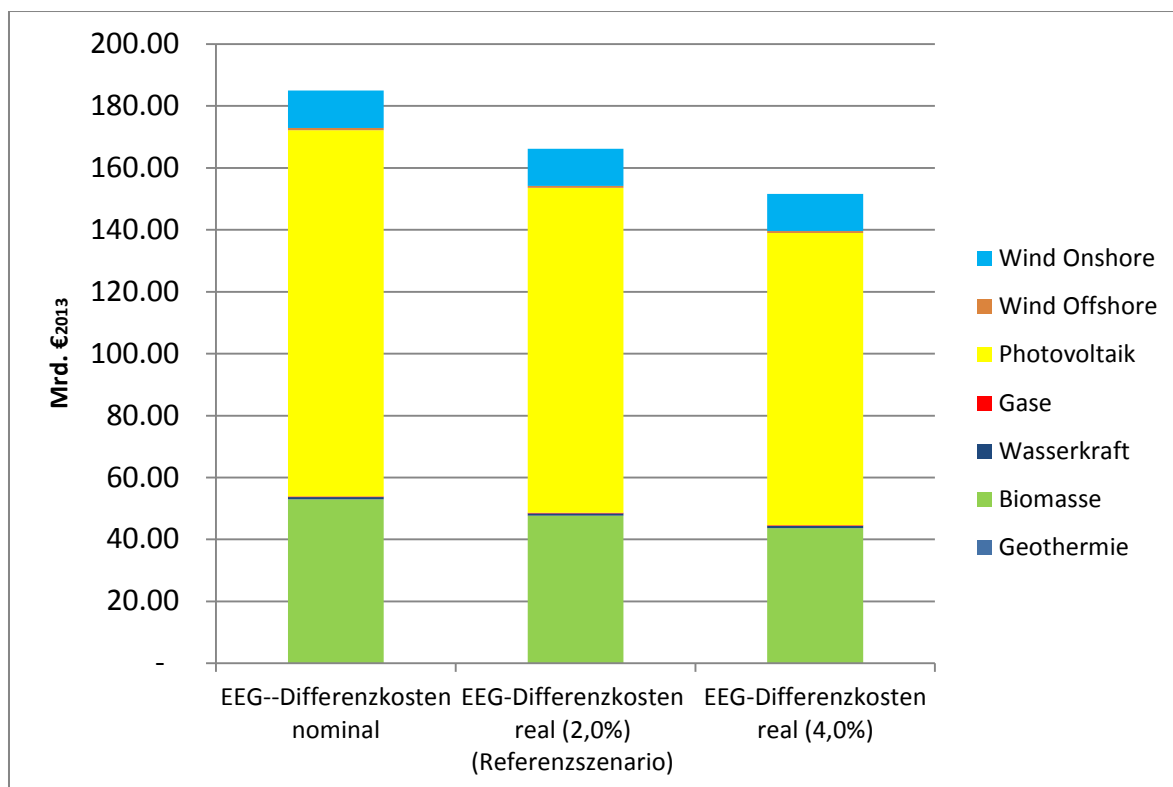


Abbildung 4-9: Aggregierte EEG-Differenzkosten mit unterschiedlichen Diskonraten

5 Schlussfolgerungen und weiterer Forschungsbedarf

Die vorliegende Untersuchung bietet eine Abschätzung der Kosten der Förderung erneuerbarer Energien für die zum Jahresende 2011 existierenden Bestandsanlagen bis zum Jahr 2030. Die vorliegenden Ergebnisse zeigen, dass für die Zukunft bereits durch diese Anlagen hohe Kosten feststehen. Diese resultieren insbesondere aus der gesetzlich festgelegten Förderdauer von 20 Jahren zzgl. Inbetriebnahmejahr. Die relevante Größe zur Messung dieser Kosten sind die EEG-Differenzkosten, da diese die Kosten nach Abzug des Produktionswertes ausdrücken und damit die von der Gesellschaft zu tragenden Lasten. Die EEG-Differenzkosten bis zum Jahr 2030 betragen für diese Anlagen ca. 166 Mrd. €₂₀₁₃.¹⁸ Ein großer Teil der Kosten fällt durch die Förderung im Bereich der Photovoltaik und Biomasse an.

Die Ergebnisse zeigen aber auch, dass eine einfache Kostenrechnung zur Beantwortung der Forschungsfrage unzureichend ist, da mehrere für die Zukunft noch unsichere Parameter einen starken Einfluss auf die zukünftige Kostenentwicklung haben. So ist der Großhandelsstrompreis ein sensibler Parameter. Sensitivitätsrechnungen zeigen, dass der über die Jahre bis 2030 aggregierte Unterschied zwischen den EEG-Differenzkosten in einem

¹⁸ Nach unseren Daten fielen damit allein für die Jahre 2011 bis 2013 mehr als 500 €₂₀₁₃ pro Bundesbürger an EEG-Differenzkosten an.

hier definierten oberen und einem unteren Preisszenario fast 40 Mrd. €₂₀₁₃ beträgt. Auch die Diskontierung der Kosten hat Einfluss auf das Ergebnis. So treten entscheidende reale Kostenunterschiede in Abhängigkeit des gewählten Diskontsatzes auf. Andere Parameter wie der Wert der zukünftigen vermiedenen Netznutzungsentgelte sind dagegen weniger sensitiv für die Ergebnisse. Auch die Marktwertfaktoren haben einen eher geringen Einfluss auf die EEG-Differenzkosten, solange diese sich nicht dramatisch verändern. Die in diesem Papier dargestellten EEG-Differenzkosten dürften eher am unteren Rand liegen, da die Untersuchung eher konservative Annahmen trifft. In der Realität erscheinen deshalb höhere aggregierte EEG-Differenzkosten wahrscheinlich.

Weiterer Forschungsbedarf besteht insbesondere im Hinblick auf die Gesamtkosten der Energiewende. Sicher ist, dass diese deutlich oberhalb der hier betrachteten Kosten liegen. Zum einen wurden seit 2011 natürlich weitere Anlagen in Betrieb genommen. Zum anderen werden auch zukünftig Anlagen errichtet. Darüber hinaus gibt es weitere, teilweise indirekte Kosten der Energiewende, wie beispielsweise beim Netzausbau, bei der Frage nach der Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit oder bei der Entwertung thermischer Bestandskraftwerke.

Auch aus anderen Gründen sollten die Berechnungen dieser Studie nicht dazu herangezogen werden, die Energiewende zu bewerten. Für eine ganzheitliche Betrachtung der Energiewende ist neben den Kosten natürlich auch der Nutzen zu quantifizieren. Der direkte Wert durch die Stromerzeugung der erneuerbaren Energien ist in dieser Studie bereits berücksichtigt. Es gibt jedoch an anderer Stelle weiteren Nutzen eines Energiesystems auf Basis erneuerbarer Energien: Beispielsweise werden externe Effekte thermischer Anlagen wie Feinstaubemissionen verringert, die Importe thermischer Energieträger werden reduziert, sowie die internationale Nutzung der Technologien durch Lerneffekte angereizt.

6 Literatur

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2012): Zeitreihen zur Entwicklung der Kosten des EEG - Unter Verwendung von durch die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) veröffentlichter Daten; Stand: Juli 2012,

http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/Daten_EE/Bilder_Startseite/Bilder_Datenservice/PDFs__XLS/ee_zeitreihe_eeg-kosten.pdf

enervis energy advisors (2011): Atomausstieg bis zum Jahr 2020: Auswirkungen auf Investitionen und Wettbewerb in der Stromerzeugung. Berlin

2011, http://www.vku.de/fileadmin/get/?16247/pub_110509_kurzgutachten_enervis.pdf

Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung/ Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung/Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung (2010):

Die Entwicklung der Energiemärkte bis 2030 - Energieprognose 2009,

http://www.rwi-essen.de/media/content/pages/publikationen/rwi-projektberichte/PB_Energieprognose-2009.pdf

Knopf, B.; Pahle, M.; Edenhofer, O. (2012): Die Energiewende hängt vom Strompreis ab – aber noch fehlt eine robuste Energiestrategie, in: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 62, Heft 6.

Meister, U. (2013): Wie der Wert der Erneuerbaren erodiert, *avenir suisse*,

<http://www.avenir-suisse.ch/30347/erneuerbare-energien-wie-der-wert-der-erneuerbaren-erodiert/>

Nordhaus, W. (2007): A review of the Stern Review on the economics of climate change, in: *Journal of Economic Literature*, Vol. XLV, pp. 686-702,

<http://www.colby.edu/economics/faculty/thtieten/ec476/Nordhaus.pdf>

Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung (PIK)/Institut für Infrastruktur und Ressourcenmanagement (IIRM) an der Universität Leipzig (2011): Der Einstieg in den Ausstieg: Energiepolitische Szenarien für einen Atomausstieg in Deutschland WISO Diskurs, August 2011,

<http://www.pik-potsdam.de/research/sustainable-solutions/flagshipspld/MitigationScenarios/energiewende/imagefolder/kurzfassung2>

Prognos AG / Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln / Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforchung mbH (2011): Energieszenarien 2011,

http://www.prognos.com/fileadmin/pdf/publikationsdatenbank/11_08_12_Energieszenarien_2011.pdf

r2b energy consulting / EEFA (2010): Ökonomische Auswirkung einer Laufzeitverlängerung deutscher Kernkraftwerke, http://www.bdi.eu/download_content/EnergieUndRohstoffe/Referenz_Endbericht_final.pdf

r2b energy consulting (2013): Ermittlung des Marktwertes der deutschlandweiten Stromerzeugung aus regenerativen Kraftwerken (Los 1), Gutachten für die TransnetBW GmbH in Vertretung der deutschen Übertragungsnetzbetreiber.

Weitzman, M. L. (2007): A review of the Stern Review on the economics of climate change, *Journal of Economic Literature*, 45(3), pp.703-724,

<http://www.cepe.ethz.ch/education/EnergyPolicy/Weitzman.pdf>