



Die künftigen Kosten der Stromerzeugung

Im Auftrag von Germanwatch e.V. und Allianz Climate Solutions GmbH



Allianz 

Hamburg, März 2014
Dr. Sven Bode und Dr. Helmuth-M. Groscurth



Kurzstudie: Die künftigen Kosten der Stromerzeugung

Im Auftrag von Germanwatch e.V. und Allianz Climate Solutions GmbH

Version 3.1 (Final) vom 10.3.2014

arrhenius Institut für Energie- und Klimapolitik

arrhenius consult gmbh

Am Waldpark 18

22589 Hamburg

Germany

+ 49 – 40 – 3708 4420

info@arrhenius.de

www.arrhenius.de



Inhalt

	Kurzfassung	5
1	Hintergrund und Vorgehen	10
2	Gesamtkosten der Stromerzeugung	14
2.1	Alternative Kraftwerksparks in 2050	15
2.2	Rahmendaten	17
2.2.1	Entwicklung des Stromverbrauchs	17
2.2.2	Entwicklung der Brennstoff- und CO ₂ -Preise	18
2.3	Bestimmung der Stromgestehungskosten einzelner Technologien	20
2.3.1	Konventionelle Anlagen	20
2.3.2	Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (EE-Anlagen)	22
2.3.3	Exkurs: Die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke („Merit order“)	26
2.3.4	Umgang mit Überschüssen bei der Stromproduktion aus EE-Anlagen	26
2.4	Modellierung zur Bestimmung der Gesamtkosten der Stromerzeugung	29
2.5	Modellergebnisse für die Gesamtkosten der Stromerzeugung	30
2.5.1	Ergebnisse für das Preisszenario „Basis / Basis“	31
2.5.2	Ergebnisse für das Preisszenario „Basis / Hoch“	32
2.5.3	Ergebnisse für das Preisszenario „Hoch / Basis“	33
2.5.4	Ergebnisse für das Preisszenario „Hoch / Hoch“	34
2.5.5	Zwischenfazit	35
2.5.6	Absolute Kosten der Szenarien K-42 und EE-80	35
2.6	Sensitivitätsanalysen zu den Gesamtkosten der Stromerzeugung	40
2.6.1	Rolle der Wärmegutschrift	40
2.6.2	Rolle der optimistischen Annahmen für die EE Kostenentwicklung	41
2.6.3	Rolle von Kurzzeit-Stromspeichern	41
2.6.4	Rolle der Stromnachfrage	43



3	Der Strommarkt und das „Missing money“ Problem	45
3.1	Exkurs: Die Wirkung erneuerbarer Energien am Strommarkt	45
3.2	Modellierung zur Bestimmung der Erlöse aus dem Stromverkauf an einer Börse	46
3.3	Modellergebnisse zum „Missing money“ Problem	46
	Anhänge	50
	Abkürzungen und Glossar	51
	Größenordnungen	51
	Referenzen	52
	Verzeichnis der Tabellen	53
	Verzeichnis der Abbildungen	54



Kurzfassung

Hintergrund

Um den Umbau der Stromversorgung in Deutschland im Rahmen der „Energiewende“ voranzubringen, sind wesentliche Weichenstellungen erforderlich. Insbesondere die in den letzten Jahren deutlich gestiegenen Kosten, um die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zu finanzieren, haben die Diskussion darüber, wie der Umbau hin zu einem emissionsarmen Energiesystem und der Ausstieg aus Kernenergie gelingen kann, in den Hintergrund gedrängt. Es stellt sich die Frage, ob die Kosten der Stromerzeugung tatsächlich geringer wären, wenn der Ausbau der erneuerbaren Energien verlangsamt oder gar gestoppt würde. Diese Studie zeigt, dass der vermeintlich einfachste Ansatz, im Status-quo zu verharren und damit eine Kostenstabilisierung oder gar -senkung zu erreichen, zu kurz greift: In dem Fall müssten andere Kapazitäten zur Stromerzeugung bereitgestellt werden, wobei statt zusätzlicher Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien mehr konventionelle Kraftwerke zu bauen und einzusetzen wären, die mit fossilen Energieträgern befeuert werden. Auch in einem solchen Szenario fallen zusätzliche Kosten für neue Kraftwerke sowie – anders als bei erneuerbaren Energien – auch und gerade für deren Betrieb an.

Dabei ist auch zu bedenken, dass die Energiewende nicht im luftleeren Raum erfolgt, sondern in weitreichende klimapolitische Ziele eingebettet ist. Der jüngst veröffentlichte 5. Sachstandsbericht des Weltklimarats unterstreicht die Notwendigkeit des Klimaschutzes. Sofern also das politische Ziel, die Treibhausgasemissionen in Deutschland bis 2050 um 80 bis 95% gegenüber dem Niveau von 1990 zu verringern, erreicht werden soll, ist in einem von fossilen Brennstoffen geprägten Kraftwerkspark mit hohen Kosten für die Vermeidung oder die Kompensation von CO₂-Emissionen zu rechnen.

Die vorliegende Untersuchung greift diese Aspekte auf. Ausgehend von den in der EU und Deutschland festgelegten langfristigen Klimaschutzzielen untersucht sie die Kosten der Stromerzeugung im Jahr 2050 für zwei unterschiedliche Kraftwerksparks:

- einen, bei dem 80% des erzeugten Stroms aus erneuerbaren Energien stammt (EE-80- Szenario) und
- einen, bei dem Strom zu mehr als 50% in konventionellen Kraftwerken erzeugt wird, die mit fossilen Brennstoffen befeuert werden (K-42-Szenario).

Für beide Fälle werden verschiedene Szenarien für die Preise von Brennstoffen und CO₂- Emissionen hinsichtlich ihrer Kosteneffizienz untersucht.

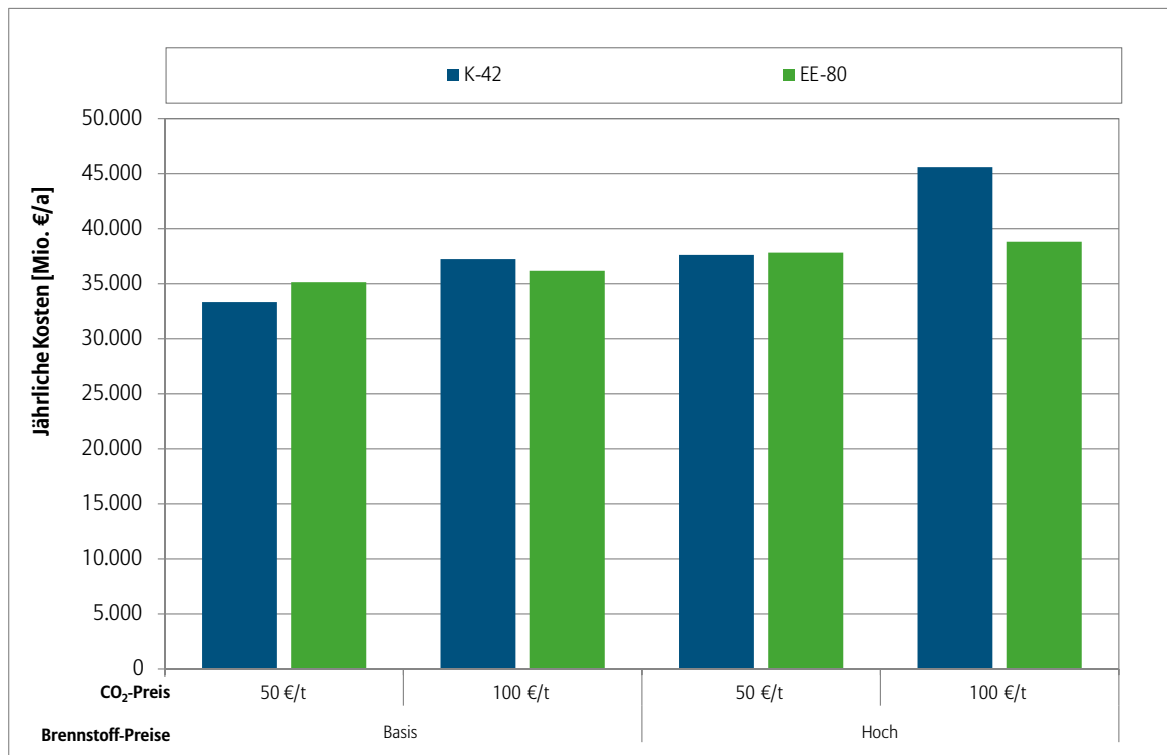
Die wichtigsten Ergebnisse

1. Im Rahmen der Modellierungsgenauigkeit ist eine Stromversorgung mit einem Anteil der erneuerbaren Energien von 80% – bei gleichen Brennstoff- und CO₂-Preisen – nicht nennenswert teurer, unter Umständen sogar günstiger als eine Stromversorgung, die zu mehr als 50% aus Kraftwerken erfolgt, die mit fossilen Brennstoffen befeuert werden. Dies gilt unter der Voraussetzung, dass auch für den konventionellen Kraftwerkspark die derzeit gültigen langfristigen Klimaschutzziele verfolgt werden und dass die Investitionskosten für Windkraft- und Photovoltaik-Anlagen tatsächlich in dem von Wissenschaft und Industrie heute für möglich gehaltenen Maße sinken.

2. Wenn global gesehen die Stromerzeugung aus fossilen Brennstoffen überwiegt und gleichzeitig der Klimaschutz gewährleistet sein soll, dann ist mit höheren Preisen sowohl für diese Brennstoffe als auch für CO₂-Emissionen zu rechnen, als wenn die Stromerzeugung vorrangig auf erneuerbaren Energien basiert. Bezieht man diese Überlegung in den Vergleich mit ein, ergibt sich ein Kostenvorteil für das EE-80-Szenario.
3. Die Kosten der Stromversorgung liegen im hier gewählten Bezugsjahr 2050 sowohl bei einem Anteil der erneuerbaren Energien von 80% als auch bei einem konventionellen Kraftwerkspark zwischen 33 und 45 Mrd. Euro pro Jahr (s. Abbildung). Das entspricht Stromgestehungskosten zwischen 8 und 11 ct/kWh. Für Endverbraucher kommen die Netznutzungsgebühren sowie Steuern und Abgaben hinzu. Die heute bestehenden diversen Umlagen sind dagegen bereits eingepreist und nicht mehr erforderlich.

Die künftigen Stromgestehungskosten liegen damit scheinbar deutlich höher als die heute an der Strombörse beobachteten Preise von 3 bis 5 ct/kWh. Dieser Vergleich täuscht jedoch. Denn die heutigen Großhandelspreise beinhalten nicht die Kapitalkosten der Stromerzeugungsanlagen. Für die unter dem EEG finanzierten Anlagen sieht der Stromverbraucher die Fixkosten in Form der EEG-Umlage auf der Stromrechnung. Viele heute bestehende konventionelle Anlagen sind dagegen bereits refinanziert, denn sie stammen häufig noch aus Zeiten der Gebietsmonopole, in denen die Versorger ihre Vollkosten plus Gewinnaufschlag an die Abnehmer weiterleiten durften.

Kosten der Stromversorgung in den Szenarien K-42 und EE-80 bei verschiedenen Brennstoff- und CO₂-Preisen.





4. Die Erlöse aus einem ausschließlich auf Energiemengen basierten Strommarkt („Energy-only Markt“) reichen in der Mehrzahl der untersuchten Preisszenarien nicht aus, um die Kosten der Stromversorgung zu decken. Dies gilt sowohl für eine Stromerzeugung vorrangig aus erneuerbaren Energien (EE-80-Szenario) als auch für einen überwiegend konventionellen Kraftwerkspark (K-42-Szenario).

Für einzelne Erzeugungstechnologien gilt dies sogar in allen Fällen. Um die oben beschriebenen Kosten der Stromerzeugung zu decken ist es daher erforderlich, zusätzliche Erlösströme zu definieren. Die Strombörse kann durch die Bestimmung der Einsatzreihenfolge der Kraftwerke weiterhin eine wichtige Aufgabe bei der Systemsteuerung übernehmen.

Schlussfolgerungen

Sofern die Ziele des Klimaschutzes erreicht werden sollen, ist eine Fortführung der Energiewende im Stromsektor sinnvoll. Mehrkosten in 2050 gegenüber einem Kraftwerkspark, der auf konventionelle Kraftwerke setzt, können nicht überzeugend als Gegenargument herangezogen werden.

Um das hier unterstellte Niveau der Stromnachfrage zu erreichen, ist es notwendig, die Anstrengungen zur effizienten Energienutzung zu verstärken. Die Höhe der Nachfrage hat jedoch kaum Auswirkungen auf das Verhältnis der Stromerzeugungskosten in den beiden untersuchten Szenarien.

In beiden Szenarien müssen zusätzliche Erlösströme außerhalb des Energy-only Marktes geschaffen werden müssen, um Investitionsanreize für neue Anlagen zur Stromerzeugung zu generieren.

Methodik und Annahmen

In beiden Szenarien wurden die Kosten der Stromerzeugung mit Hilfe eines Fundamentalmodells ermittelt, das die Stromversorgung eines Jahres mit einer zeitlichen Auflösung von einer Stunde simuliert.

Dabei wurde jeweils der Zielzustand (der z.B. im Jahr 2050 erreicht sein könnte) untersucht, nicht aber die Transformation in diesen Zustand. Die Motivation für dieses Vorgehen liegt in der Tatsache, dass bei der Betrachtung der Transformation die hohen Investitionen für die Nutzung erneuerbarer Energien das Ergebnis dominieren würden, deren großen Vorteile bei den Betriebskosten aber nur wenig zum Tragen kämen. Da sich das Verhältnis von Investitionskosten zu Betriebskosten in den beiden Szenarien ganz wesentlich unterscheidet, würde das EE-Szenario mit seinem höheren Investitionsbedarf stark benachteiligt, wenn lediglich die Transformationsphase betrachtet würde. Das Vorgehen scheint auch deshalb sinnvoll, weil bis zum Erreichen des Zielzustandes in beiden Szenarien sämtliche Kapazitäten zur Stromerzeugung ausgetauscht werden müssen. Verzerrungen der Betrachtung durch abgeschriebene Kraftwerke, die (für beide Szenarien) bereits aufgelaufenen Kosten für erneuerbare Energien, Subventionen für fossile Kraftwerke usw. können damit außen vor bleiben.



Der hier angestellte Kostenvergleich konzentriert sich auf die Kosten der Stromerzeugung und umfasst in erster Linie die (auf einzelne Jahre der Nutzungsdauer verteilten) Investitionskosten, die Brennstoffkosten sowie die Kosten für CO₂-Emissionen bzw. deren Vermeidung. Wartungskosten spielen nur eine untergeordnete Rolle.

Der Netzausbau wurde nicht näher betrachtet. Die Kosten für den Ausbau des Übertragungsnetzes liegen laut Netzentwicklungsplan in etwa eine Größenordnung, d.h. einen Faktor 10, unter den Kosten der Stromerzeugungsanlagen und können daher in erster Näherung vernachlässigt werden. In welchem Ausmaß dieser Ausbau tatsächlich erforderlich ist, ist zudem umstritten. Es wird aber vorausgesetzt, dass der Netzausbau, wo tatsächlich notwendig, auch umgesetzt wird.

Für beide Szenarien wird unterstellt, dass wesentliche Fortschritte bei der effizienten Nutzung elektrischer Energie erzielt werden und der Netto-Strombedarf bei nur 400 TWh/a liegt.

Das EE-80-Szenario wird dadurch definiert, dass erneuerbare Energien einen Anteil an der Stromerzeugung von 80% erreichen. Höhere Anteile sind nach heutigem Wissen und heutigem Stand der Technik nur dann zu erreichen, wenn Langzeitenergiespeicher eingesetzt werden, die eine Rückverstromung erlauben. Um die derzeit noch sehr hohen Kosten solcher Speicherkonzepte, wie etwa „Power-to-gas“, zu senken, sind Basisinnovationen erforderlich, die sich derzeit noch nicht abzeichnen. Da es derzeit auch noch nicht erforderlich ist, über den Einsatz von Speichern zu entscheiden, wurden solche Speicher nicht berücksichtigt. Die Residuallast, also die Strommenge, die nicht aus erneuerbaren Energien erzeugt werden kann, wird im EE-Szenario durch flexibel einzusetzende Gaskraftwerke gedeckt.

Das K-42-Szenario wird dadurch definiert, dass zunächst angenommen wird, dass die Kapazität der Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien auf dem heutigen Niveau verharret. Alle Anlagen werden aber durch solche auf dem künftigen Stand der Technik ersetzt. Dadurch ergibt sich ein Anteil der erneuerbaren Energien von 42%. Der Restbedarf wird durch Kohle- und Gaskraftwerke gedeckt, die vom Modell nach wirtschaftlichen Kriterien ausgewählt werden.

Es wird angenommen, dass die Investitionskosten für Windkraft- und Photovoltaik-Anlagen, wie von der Branche versprochen, so stark sinken, dass die Stromgestehungskosten für Anlagen, die nicht abgeregelt werden, zwischen 6 und 7 ct/kWh liegen.

Neben den beiden technischen Alternativen, die es zu vergleichen gilt, wird der Szenariorahmen der Studie aufgespannt durch Szenarien für die Preise von Brennstoffen und CO₂-Emissionen (vgl. Tabelle). Dabei wurden keine Prognosen für diese Preise verwendet, sondern es wurde eine Spanne definiert, die zum einen kompatibel zu den Basisannahmen der Untersuchung ist und die es zum anderen erlaubt, wesentliche Kipp-Punkte zu erkennen.

Szenarien für Brennstoffpreise und CO₂-Preis.

	Brennstoffpreise [€/MWh]			CO ₂ -Preis [€/t]
	Steinkohle	Braunkohle	Erdgas	
Basis	12	1,5	25	50
Hoch	24	3,0	50	100



Für die Brennstoffpreise entspricht der „Basis“-Fall dem von Prognos erwarteten Preisniveau in 2015, das sich von den heutigen Preisen kaum unterscheidet. Für das „Hoch“-Szenario werden diese Preise verdoppelt.

Für den CO₂-Preis werden im „Basis“-Fall 50 €/t angesetzt. Für das Hoch-Szenario wird der Preis wiederum verdoppelt auf 100 €/t. Beide Werte liegen weit höher als das heutige Preis-Niveau von rund 5 €/t. Grundlage für die hier angesetzten hohen Werte ist die Annahme, dass auch in einem konventionellen Szenario, in dem mehr als 50% des Stroms aus Kraftwerken stammt, die mit fossilen Brennstoffen befeuert werden, die Treibhausgasemissionen um 80-95% verringert werden. Im Rahmen der Untersuchung wird nicht diskutiert, wie dies in der Praxis zu erreichen ist. Vorstellbar wäre der Einsatz der CO₂-Rückhaltung („Carbon Capture and Storage“ – CCS), wobei neben der technischen Umsetzung noch wesentliche Fragen der damit verbundenen Umweltgefährdungen und der politischen Akzeptanz zu klären wären. Alternativ könnten die CO₂-Emissionen durch den Kauf von entsprechenden Minderungszertifikaten oder Emissionsrechten aus anderen Wirtschaftssektoren oder anderen Ländern kompensiert werden. Das hier angesetzte Preisniveau für CO₂ repräsentiert die Kosten für eine wie auch immer geartete Lösung.

Die Eintrittswahrscheinlichkeiten der beschriebenen Preisszenarien sind sehr unterschiedlich. Hohe Preise für fossile Brennstoffe und CO₂-Emissionen sind zu erwarten, wenn stringenter Klimaschutz mit konventionellen Kraftwerken kombiniert wird. Niedrige Preise für beide Betriebsmittel sind dagegen wahrscheinlich, wenn weltweit bei der Stromproduktion verstärkt auf erneuerbare Energien gesetzt wird.

1 Hintergrund und Vorgehen





1 Hintergrund und Vorgehen

Die EEG-Umlage für private Haushalte (genauer: für die sogenannten nicht-privilegierten Letztverbraucher), die dazu dient, neue Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zu finanzieren, ist in den letzten Jahren auf mehr als das Fünffache gestiegen (vgl. Tabelle 1).

Tabelle 1: Entwicklung der EEG-Umlage auf den nicht-privilegierten Letztverbrauch in ct/kWh.

2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
1,2	1,2	2,05	3,53	3,59	5,28	6,24

Ursächlich dafür sind u. a.

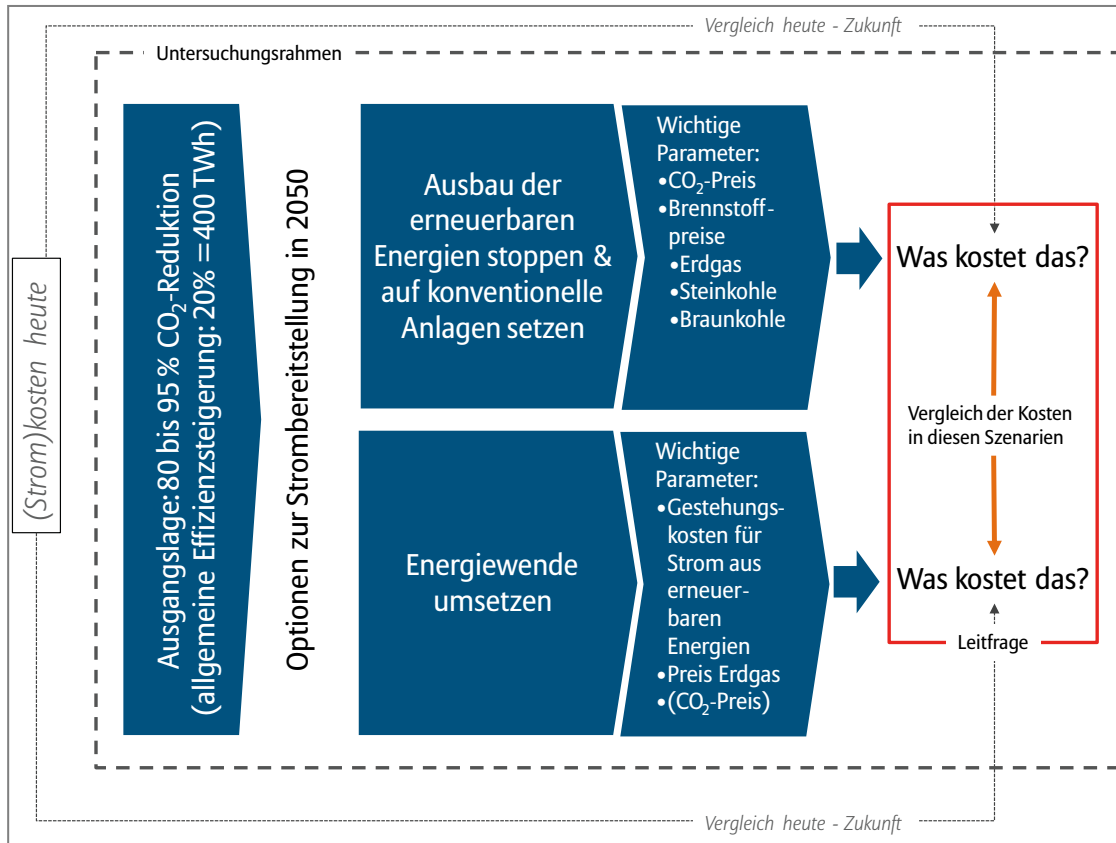
- der massive Zubau insbesondere von Photovoltaik-Anlagen, die lange eine relative hohe Vergütung bekommen haben (2,5 ct/kWh),
- die Vergrößerung der Menge an privilegierten Letztverbrauchern, die eine (deutlich) verringerte Umlage bezahlen, sodass die Förderkosten auf weniger Verbraucher umgelegt werden müssen (1,3 ct/kWh), sowie
- der Rückgang des Börsenstrompreises (1,5 ct/kWh).

Der aus dem Anwachsen der EEG-Umlage resultierende Anstieg der Endverbraucher-Strompreise in Deutschland hat zu einer breiten Debatte über die Geschwindigkeit des Ausbaus der erneuerbaren Energien in Deutschland geführt. Es gibt Stimmen, die sich für eine deutliche Verlangsamung des Ausbaus aussprechen. Der Kabinettsentwurf des neuen Wirtschaftsministers Gabriel „Eckpunkte für die Reform des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (EEG)“ vom Januar 2014 versucht, einen Kompromiss aus konsequenter Verfolgung der gesteckten Ziele bei gleichzeitiger Begrenzung der Kosten zu erreichen.

Bei der gesamten Debatte ist zu bedenken, dass der Wandel in der Stromerzeugung nicht im luftleeren Raum erfolgt, sondern Teil einer Strategie ist, mit der die klimapolitischen Ziele erreicht werden sollen. Die jüngsten Ergebnisse des 5. Sachstandsberichts des Weltklimarats unterstreichen diese Notwendigkeit (IPCC 2013). Sofern also das Ziel erreicht werden soll, die Treibhausgasemissionen in Deutschland bis 2050 um 80% bis 95% im Vergleich zum Basisjahr 1990 zu verringern, ist in einem von fossilen Brennstoffen geprägten Kraftwerkspark mit einem großen Bedarf an CO₂-Zertifikaten mit (sehr) hohen CO₂-Kosten zu rechnen. Diese hohen Kosten ergeben sich aus aufwendigen technischen Lösungen wie „Carbon Capture and Storage (CCS)“ in Deutschland oder dem Zukauf von Emissionsrechten auf dem internationalen Markt. Wenn weltweit anspruchsvolle Klimaschutzziele verfolgt werden, dann ist auch dort mit hohen Preisen zu rechnen.

Die vorliegende Untersuchung greift diese Aspekte auf. Ausgehend von stringenten Klimaschutzzielen untersucht sie die Kosten der Stromerzeugung für zwei unterschiedliche zukünftige Kraftwerksparks, wobei verschiedene Szenarien für die Preise fossiler Brennstoffe und von CO₂-Emissionen untersucht werden. Abbildung 1 zeigt den Untersuchungsrahmen auf.

Abbildung 1: Untersuchungsrahmen der Studie.



Es ist wichtig zu verstehen, dass in dieser Studie nicht die Kosten der Transformation, sondern ausschließlich die jährlichen Kosten der Stromerzeugung im hier unterstellten Zielzustand betrachtet werden. Diese setzen sich zusammen aus den erforderlichen Investitionen – berechnet als Wiederbeschaffungskosten des kompletten Kraftwerksparks –, die annualisiert, d.h. auf einzelne Jahre, umgelegt werden, zuzüglich der Betriebskosten, die in erste Linie aus Brennstoff- und CO₂-Kosten bestehen.

Aus diesem Grund ist es im Rahmen dieser Untersuchung nicht zwingend erforderlich, ein Zieljahr für die Umsetzung der Szenarien anzugeben. Auf Basis der derzeitigen Ziele der Bundesregierung für den Klimaschutz und den Ausbau erneuerbarer Energien kann man jedoch das Jahr 2050 als Zieljahr betrachten.

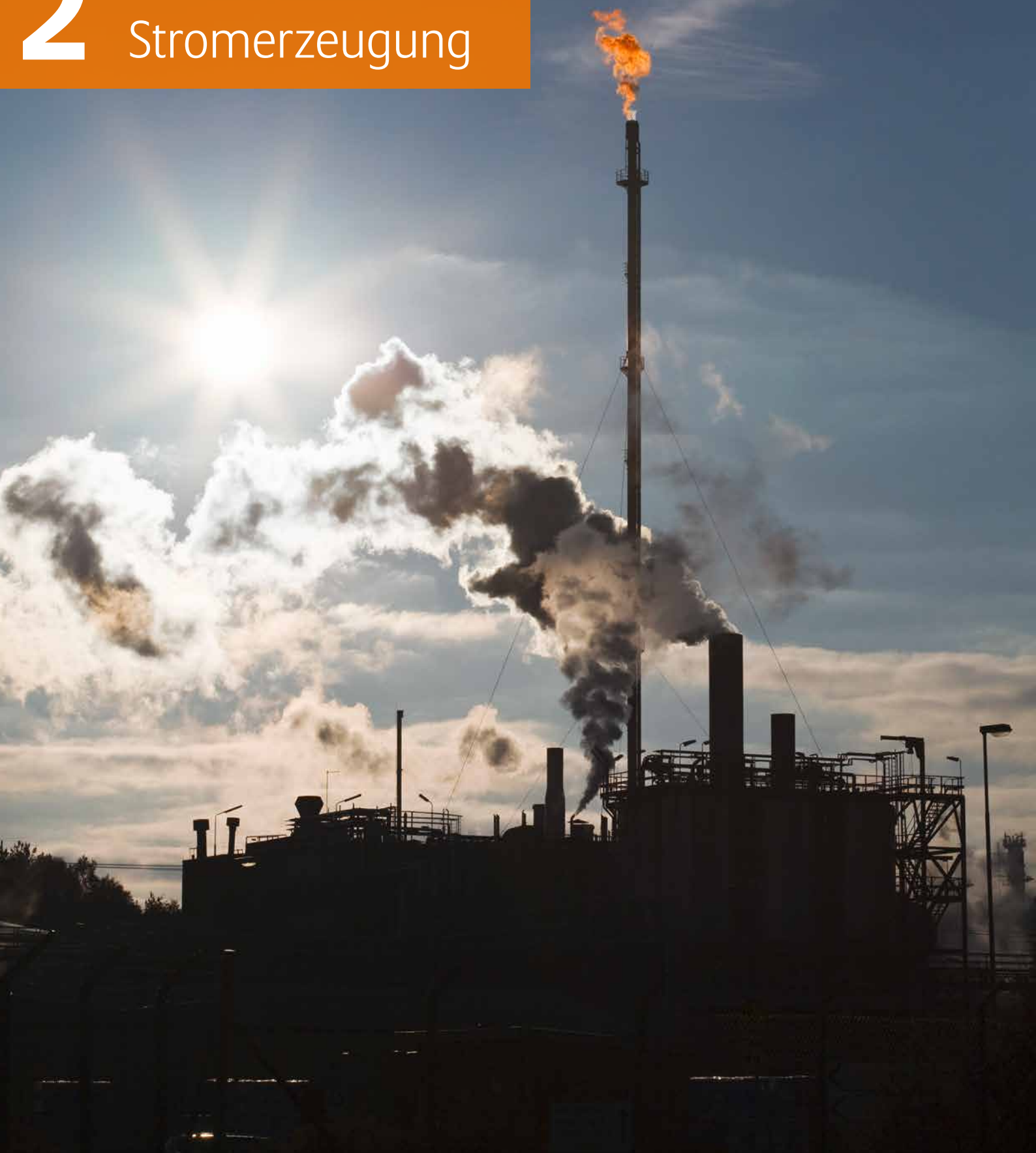


Die Fokussierung auf das Zieljahr mit einem vollständig neuen Kraftwerkspark vernachlässigt explizit die Investitionskosten auf dem Weg dahin. Eine solche Analyse wäre ohnehin schwierig bzw. kritisch zu hinterfragen. Zum einen besteht der konventionelle Kraftwerkspark von heute zu einem großen Teil aus Kraftwerken, die sich wesentlich noch während der Zeit der Gebietsmonopole refinanzieren konnten. Sinnvollerweise müsste man auch für diese Anlagen die durchschnittlichen Gesamtkosten der Stromerzeugung neuer Kraftwerke ansetzen. Gleichzeitig beinhalten die durchschnittlichen Stromgestehungskosten der erneuerbaren Energien zurzeit noch die Kosten von relativ früh gebauten und damit teuren Anlagen. Mit jedem Jahr fällt ein Teil der teuren Anlagen aus der Betrachtung (genauer aus der Förderung) heraus und neue, günstigere Anlagen kommen hinzu. Es bliebe also immer zu rechtfertigen, warum nun gerade ein bestimmtes Jahr der Transformation herausgesucht wurde. Die Betrachtung eines „Steady state“ ähnlichen Zieljahres schafft hier Abhilfe und ermöglicht einen sachgerechten Vergleich der zukünftigen Kosten der Stromversorgung.

Während im ersten Teil der Studie die Kosten der Stromversorgung untersucht werden, wird im zweiten Teil analysiert, ob die zuvor bestimmte Infrastruktur der Stromversorgung über eine rein auf Energiemengen basierte Strombörse finanziert werden kann.

Auch wenn der Fokus dieser Studie auf der Energiewende als Beitrag zum Klimaschutz liegt, sei der Vollständigkeit halber erwähnt, dass der Ausbau erneuerbarer Energien nicht ausschließlich wegen ihrer geringen CO₂-Emissionen vorangetrieben wird. Es gibt dafür weitere Gründe wie z.B. die Vermeidung anderer Schadstoff-Emissionen (z.B. Stickoxide), den Ersatz endlicher fossiler Ressourcen, die Unabhängigkeit von Importen, regionale Wertschöpfung und die Schaffung heimischer Arbeitsplätze. Diese Punkte sind zum Teil nur schwer über Märkte mit Preisen zu verstehen, gleichwohl kann dafür eine gewisse Zahlungsbereitschaft unterstellt werden, sodass der Ausbau erneuerbarer Energien auch dann sinnvoll sein kann, wenn er moderat teurer wäre als der Einsatz konventioneller Technologien.

2 Gesamtkosten der Stromerzeugung





2 Gesamtkosten der Stromerzeugung

2.1 Alternative Kraftwerksparks in 2050

Wie in Kapitel 1 beschrieben, werden zwei Szenarien mit alternativen Kraftwerksparks definiert und im Weiteren miteinander verglichen (vgl. Tabelle 2 und Abbildung 1):

Im **EE-Szenario** ist das Ziel, 80% der nachgefragten elektrischen Energie aus erneuerbaren Energien nach dem neuesten Stand der Technik zu gewinnen. Dazu stehen im wesentlichen Windkraft onshore und offshore sowie die Photovoltaik zur Verfügung. Hinzu kommen Wasserkraft und Bioenergien auf dem Niveau von 2012. Als Backup werden mit Erdgas befeuerte Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerke (kurz: GuD-Anlagen) und Gasturbinen eingesetzt. Kohlekraftwerke werden nicht berücksichtigt, da sie zum einen nicht flexibel genug auf die künftig stark schwankende Residuallast reagieren können und zum anderen aufgrund ihrer hohen Investitionskosten bei niedrigen Börsenpreisen für Strom und sinkenden jährlichen Laufzeiten wirtschaftlich noch schlechter abschneiden als Gaskraftwerke. Die installierten Leistungen von Windenergie und PV sowie der Backup-Anlagen werden mit Hilfe eines computergestützten Simulationsmodells für die Stromerzeugung bestimmt.

Das Szenario beschränkt sich darauf, einen Anteil der erneuerbaren Energien von 80% zu betrachten. Dies ist gegenwärtig das offizielle Ziel der Bundesregierung für 2050. Darüber hinaus gilt, dass höhere Anteile nur noch unter Einsatz von Langzeit-Energiespeichern möglich sind, die eine Rückverstromung der gespeicherten Energie erlauben. Solche Speicher – wie z.B. das viel diskutierte Konzept „Power-to-gas“ – sind nach heutigem Wissen und Stand der Technik sehr teuer und würden somit die Kosten eines Szenarios, das zu 100% auf erneuerbaren Energien basiert, deutlich erhöhen. Mögliche Kostenreduktionen lassen sich schwer prognostizieren, da es sich nicht vorrangig um Optimierung bekannter Konzepte handelt, sondern Basisinnovationen erforderlich sind. Entscheidungen über solche ehrgeizigeren Szenarien stehen aber heute noch nicht an, sondern sind frühestens in einigen Jahren zu treffen.

Im **Konventionellen Szenario (K-Szenario)** wird die elektrische Energie überwiegend, d.h. zu mehr als 50%, aus Kraftwerken gewonnen, die mit fossilen Brennstoffen befeuert werden. Dazu werden mit Braun- und Steinkohle befeuerte Kondensationskraftwerke sowie mit Erdgas befeuerte GuD-Kraftwerke und Gasturbinen in Betracht gezogen. Kernkraftwerke werden – der aktuellen Gesetzeslage folgend – nicht einbezogen.

Für die erneuerbaren Energien wird unterstellt, dass die installierten Leistungen der verschiedenen Technologien jeweils auf dem Niveau von 2012 verharren. Allerdings wird angenommen, dass alle EE-Anlagen in Summe durch solche ersetzt werden, die auf dem neuesten Stand der Technik sind.

Die installierten Leistungen der konventionellen Kraftwerke werden im Zuge der computergestützten Modellierung bestimmt. Für Braunkohle-Kraftwerke wird jedoch eine Obergrenze von 20 GW, also der heute installierten Leistung, unterstellt, da die Kapazitäten zum Abbau der Braunkohle begrenzt sind und eine Erweiterung der bestehenden Tagebauflächen vermutlich auf erhebliche Akzeptanzprobleme stoßen würde.



Tabelle 2 fasst die in den beiden Szenarien verfügbaren Kraftwerkstypen sowie exogen gesetzte Kapazitäten zusammen.

Tabelle 2: Typen von Stromerzeugungsanlagen sowie Annahmen zu deren installierter Leistung in den beiden betrachteten Szenarien (Var = Variabel, d.h. wird vom Modell bestimmt).

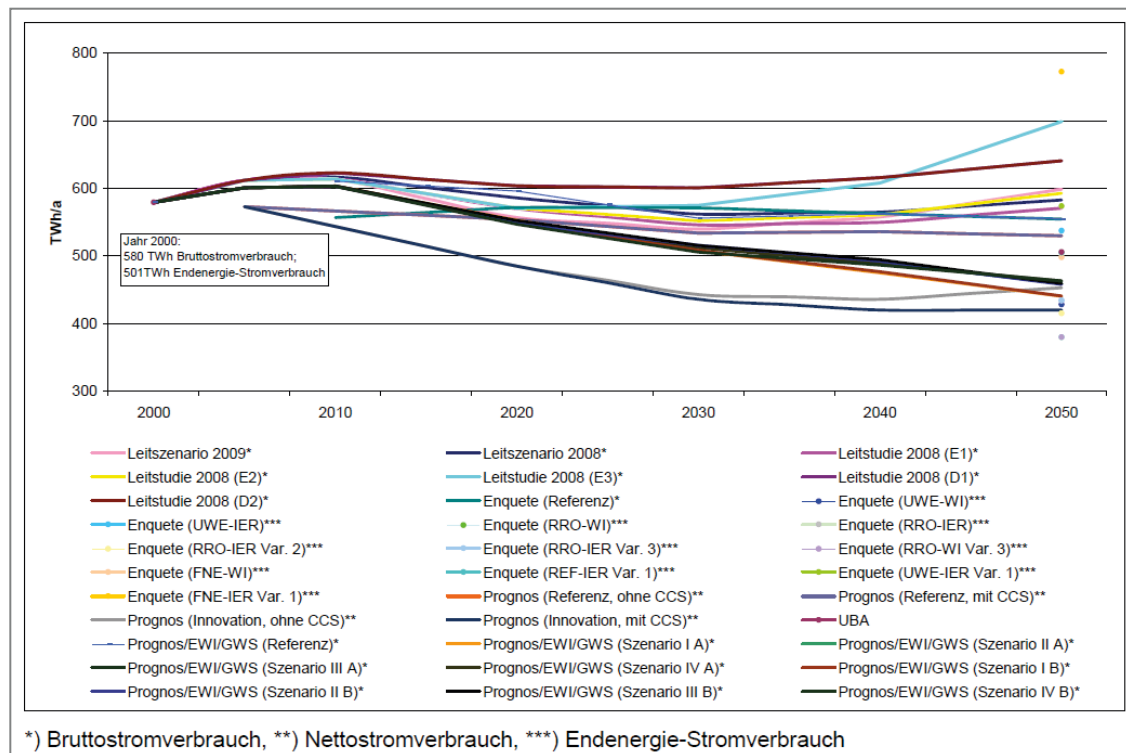
	Gesicherte Leistung	Konventionelles Szenario	EE-Szenario
Design-Kriterium Erzeugungsanlagen		Kapazität der EE-Anlagen wie 2012	80% Strom aus erneuerbaren Energien
Konventionell			
Braunkohle-Kraftwerke	+	Var (max. 20 GW)	–
Steinkohle-Kraftwerke	+	Var	–
Erdgasgefeuerte Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerke (GuD)	+	Var	Var
Erdgasgefeuerte Gasturbinen	+	Var	Var
Erneuerbare Energien			
Windenergie, onshore	–	31 GW	Var
Windenergie, offshore	–	0,44 GW	Var
Photovoltaik	–	33 GW	Var
Wasserkraft	+	4,5 GW	5,0 GW
Bioenergie	+	7,5 GW	7,5 GW

2.2 Rahmendaten

2.2.1 Entwicklung des Stromverbrauchs

Die Erwartungen zur Entwicklung des Stromverbrauchs in den nächsten Jahren bzw. Jahrzehnten sind sehr unterschiedlich. Während einige Studien mit einem wachsenden Bedarf beim „herkömmlichen“ Stromverbrauch rechnen, sehen andere Studien einen sinkenden Bedarf. Abbildung 2 gibt hierzu einen Überblick, wobei zu beachten ist, dass die Studien zum Teil sehr unterschiedliche Annahmen zum Stromverbrauch in den Sektoren Wärme und Verkehr machen.

Abbildung 2: Entwicklung des Stromverbrauchs in ausgewählten Szenarien (Quelle: SRU 2011, S. 64).



Im Rahmen der vorliegenden Untersuchung wird angenommen, dass die Ansätze zur Energieeinsparung erfolgreich sein bzw. durch weitere, neue Maßnahmen ergänzt werden, sodass der Netto-Stromverbrauch (ohne den Eigenbedarf der Kraftwerke) bis zum Jahr 2050 um 20% sinkt oder – in absoluten Zahlen – 400 TWh/a beträgt.

Im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse wird betrachtet, welche Auswirkungen ein höherer Strombedarf von 500 TWh/a auf die Szenarien haben würde.



2.2.2 Entwicklung der Brennstoff- und CO₂-Preise

Es werden jeweils zwei Preisniveaus für Brennstoffe und CO₂ betrachtet, die als „Basis“ und „Hoch“ bezeichnet werden. Durch Kombination entstehen vier in Tabelle 3 näher beschriebene Preisszenarien.

Das Basis-Szenario für die Brennstoffkosten basiert auf den von Prognos für 2015 erwarteten und heute im Wesentlichen bereits erreichten Brennstoffkosten (Prognos 2013). Für das Szenario „Hoch“ werden diese Brennstoffpreise verdoppelt.

Neben den Brennstoffkosten sind die CO₂-Kosten für konventionelle Anlagen von besonderer Bedeutung. Bei deren Festlegung ist es eine zentrale Annahme, dass die Kosten der CO₂-Emissionen für Kraftwerke, die mit fossilen Brennstoffen befeuert werden, im Rahmen einer konsequenten Klimapolitik und der damit verbundenen notwendigen Emissionsreduktion deutlich ansteigen werden. Im Rahmen der nachfolgenden Modellierung bleibt dabei unbestimmt, wie die CO₂-Reduktion tatsächlich erfolgt, d.h. es wird offen gelassen, ob etwa CO₂-Abscheidung und -Ablagerung (CCS) in Deutschland zum Einsatz kommt oder ob Kraftwerke im Rahmen eines wie auch immer ausgestalteten Emissionshandels Emissionszertifikate (im Ausland) kaufen und auf ihre tatsächlichen Emissionen anrechnen lassen können. Ob ein korrespondierendes (technisches) Potential für konventionelle Kraftwerke vorhanden ist, das es ermöglicht, die Klimaschutzziele auf diesem Weg zu erreichen, und welche Umweltprobleme damit einhergehen würden, wurde nicht untersucht.

Im Basisfall wird ein CO₂-Preis von 50 €/t unterstellt, der für das Szenario „Hoch“ wiederum auf 100 €/t verdoppelt wird.

Die Entwicklung der Kosten für die CO₂-Vermeidung bis in das Jahr 2050 zu beurteilen ist schwierig. Sie hängen nicht nur vom technologischen Fortschritt ab, sondern auch von der jeweiligen Energiepolitik in den betroffenen Ländern. Wird verstärkt auf erneuerbare Energien gesetzt, fallen diese anders aus als wenn eher auf Anlagen gesetzt wird, die mit fossilen Energieträgern befeuert werden. Der Special Report des Weltklimarates (IPCC) zur CO₂-Abscheidung und -ablagerung gibt beispielsweise Kosten für die CO₂-Vermeidung mit Ablagerung in geologischen Formationen zwischen 14 und (über) 91 US-\$/t CO₂ an, wobei weitere Kosten für Sanierungen und Haftung noch nicht berücksichtigt sind. Umfangreiche Erfahrungen liegen jedoch für diese Vermeidungsstrategie noch nicht vor, auch die Akzeptanzfrage ist ungeklärt. Andere Studien sehen für 2050 ebenfalls Preise von über 50€/t (z.B. Prognos 2013).

Es wird ferner angenommen, dass die CO₂- und Brennstoffpreise auf einem internationalen Markt entstehen und durch das Handeln in Deutschland nicht beeinflusst werden. Eine Ausnahme bildet der Preis für Braunkohle. Dieser wird aber weniger durch Angebot und Nachfrage, sondern durch die Abbaukosten bestimmt. Da für den Abbau auch andere Energieträger notwendig sind, steigen die Abbaukosten, wenn die Preise dieser Energieträger steigen.

Es ist wichtig zu verstehen, dass es sich bei den beschriebenen Preisszenarien nicht um Prognosen einer künftigen Entwicklung handelt, sondern um die Grundlage von „Wenn-Dann-Aussagen“ im Sinne von „Wenn die Energiepreise Niveau a haben und der CO₂-Preis das Niveau b, dann ergeben sich Kosten der Stromversorgung von c im EE-Szenario und d im K-Szenario“.

Eine wichtige Motivation ist dabei, „Kipp-Punkte“ zu identifizieren, an denen grundsätzliche Veränderungen auftreten. Die Preisszenarien wurden dementsprechend so gewählt, dass diese Kipp-Punkte deutlich werden. Um die Zahl der betrachteten Szenarien im Sinne der Lesbarkeit und Verständlichkeit der Studie zu begrenzen, werden zunächst nur vier Eckszenarien dargestellt. Wo nötig, werden dann zusätzliche Parameter-Variationen im Zuge von Sensitivitätsanalysen betrachtet.

**Tabelle 3: Definition der Szenarien für Brennstoff- und CO₂-Preise**

(Prognos 2013, eigene Annahmen – vgl. Text).

				CO ₂ -Preis [€/t]	
				Basis	Hoch
				50	100
Brennstoffpreise [€/MWh]				Preisszenarien (Brennstoffpreis / CO ₂ -Preis)	
	Steinkohle	Braunkohle	Erdgas		
Basis	12	1,5	25	(1) Basis / Basis	(2) Basis / Hoch
Hoch	24	3	50	(3) Hoch / Basis	(4) Hoch / Hoch

Es ist an dieser Stelle sinnvoll zu fragen, unter welchen Rahmenbedingungen das Eintreten der verschiedenen Preisszenarien wahrscheinlicher oder unwahrscheinlicher wird:

- Hohe Brennstoffpreise sind zu erwarten, wenn die Nutzung fossiler Brennstoffe global auf dem heutigen Niveau verbleibt oder sogar weiter wächst. In Bezug auf diese Studie entspricht dies dem Fall, dass die Energiewende in Deutschland eine Ausnahme bleibt oder nur wenige Staaten folgen. Ebenso könnte ein Einsatz von fossilen Brennstoffen in Verbindung mit CCS in anderen Ländern die Brennstoffpreise steigen und die CO₂-Emissionen sinken lassen.
- Wenn dagegen die Energieversorgung in großem Maßstab, d.h. in vielen Teilen der Welt, auf erneuerbare Energien umgestellt wird, dann ist zu erwarten, dass die Preise für fossile Brennstoffe nicht steigen, sondern unter Umständen sogar sinken werden. Für diese Untersuchung heißt das, wenn die Energiewende in Deutschland kein Einzelfall bleibt, sondern viele Nachahmer findet, dann werden die Preise fossiler Brennstoffe moderat bleiben.
- Steigende CO₂-Preise sind zu erwarten, wenn Klimaschutz mit Nachdruck betrieben wird und vor allem dann, wenn trotzdem weiter auf fossile Energieträger gesetzt wird. Sie können auch durch CO₂-Steuern induziert werden.
- Niedrige CO₂-Preise sind wahrscheinlich, wenn der Klimaschutz entweder aufgegeben oder vorrangig über die Umstellung auf erneuerbare Energien forciert wird.

Kombiniert heißt das: Wenn das Beispiel der deutschen Energiewende Schule macht und andere Staaten folgen, ist eher das Preisszenario (1) „Basis/Basis“ zu erwarten. Wenn dagegen Deutschland die Energiewende isoliert verfolgt, dann könnte Szenario (4) „Hoch/Hoch“ eintreten. Ob dies auf Dauer politisch durchzuhalten ist, ist eine Frage, die hier nicht diskutiert wird.

Wichtig ist dabei zu verstehen, dass die vier Kombinationen sich zum Teil gegensätzlich ausschließen. Geringere Brennstoff- und CO₂-Preise sind in einem globalen Energiewende-Szenario gleichzeitig möglich, aber vermutlich auch nur in diesem Szenario.



2.3 Bestimmung der Stromgestehungskosten einzelner Technologien

In diesem Kapitel wird erläutert, wie die Stromgestehungskosten für die einzelnen Technologien berechnet werden. Dabei wird aufgezeigt, dass bestimmte Parameter nicht unabhängig von dem System bestimmt werden können, in dem die Technologien eingesetzt werden. In der Folge wird deutlich, dass die isolierte Betrachtung der Stromgestehungskosten einzelner Technologien letztlich nur wenig Aussagekraft besitzt, sondern dass die durchschnittlichen Stromgestehungskosten des gesamten Stromversorgungssystems bestimmt werden müssen.

2.3.1 Konventionelle Anlagen

In der Wirtschaftlichkeitsrechnung für Investitionen werden einmalig anfallende Kosten üblicherweise auf die Lebensdauer der Anlage verteilt. Dies geschieht mit Hilfe der Annuitätenmethode, in die auch die durchschnittlichen Kapitalkosten mit eingehen, die hier – in Übereinstimmung mit Prognos (2013) – mit 7,5% pro Jahr angenommen werden und eine Mischung aus der Verzinsung von Fremd- und Eigenkapital repräsentieren sollen.

Hinzu kommen die Ausgaben für Betrieb und Wartung (englisch „Operations and maintenance“ oder O & M) sowie die Kosten für Brennstoffe und CO₂-Emissionen (oder deren Vermeidung) hinzu. In Summe ergeben sich die jährlichen Kosten der Stromerzeugung. Tabelle 4 listet die technischen Daten auf, die in dieser Studie verwendet werden. Die Annahmen für Brennstoff- und CO₂-Preise finden sich in Tabelle 3.

Tabelle 4: Technische Daten für konventionelle Kraftwerke (KW)

(Prognos 2013, Blesl et al. 2012, LBD 2011, eigene Annahmen).

Parameter		Steinkohle-KW	Braunkohle-KW	Erdgas-GuD-KW	Erdgas-Gasturbine
spez. Investition	€/kW	2.000	2.200	1.000	500
Lebensdauer	a	30	30	25	25
Nutzungsgrad ¹		46%	44%	58%	38%
CO ₂ -Emissionen	t/MWh	0,74	0,83	0,33	0,50
O & M (fix),		3%	3%	2%	2%
Anteil an Investition					

Um die spezifischen Gestehungskosten zu erhalten, müssen die jährlichen Kosten durch die erzeugte Strommenge in Kilowattstunden (kWh) dividiert werden. Letztere hängt entscheidend davon ab, wie häufig das Kraftwerk in Betrieb gewesen ist. Üblicherweise wird dies durch Angabe der sogenannten Volllaststunden (VLS) ausgedrückt. Darunter versteht man die Anzahl von Stunden, die das Kraftwerk bei voller Leistung laufen müsste, um die genannte Strommenge zu erzeugen. In der Praxis wird das Kraftwerk in einer höheren Zahl von Stunden in Betrieb gewesen sein, aber nicht immer die volle Leistung erreicht haben.

¹ Unter dem Nutzungsgrad wird das Verhältnis von erzeugter Strommenge und eingesetztem Brennstoff innerhalb eines längeren Betrachtungszeitraums, also z.B. eines Jahres, verstanden. Im Gegensatz dazu beschreibt der Wirkungsgrad dieses Verhältnis zu einem bestimmten Zeitpunkt.

Abbildung 3 zeigt die spezifischen Gestehungskosten der hier betrachteten konventionellen Kraftwerkstechnologien in Abhängigkeit von den erreichten Volllaststunden. Man erkennt, dass die spezifischen Gestehungskosten stark ansteigen, wenn die Kraftwerke weniger als 3.000 Volllaststunden im Jahr erreichen. Genau dieser Fall tritt aber ein, wenn mehr und mehr Strom aus erneuerbaren Energien ins Netz eingespeist wird (vgl. dazu Kap. 2.3.3).

Da die Gestehungskosten der einzelnen Kraftwerkstypen demnach von äußeren Einflüssen abhängen, die sich aus der Gesamtkonstellation des Kraftwerksparks ergeben, ist es nicht sinnvoll, für diese vorab konkrete Gestehungskosten zu ermitteln. In dieser Studie werden die Einsatzzeiten der konventionellen Kraftwerke und somit auch deren Gestehungskosten als Teil der Modellierung bestimmt.

Es ist jedoch möglich, die sogenannten Grenzkosten der Kraftwerke anzugeben (Tabelle 5). Das sind diejenigen Kosten, die anfallen, um eine zusätzliche Einheit Strom, z.B. eine Megawattstunde, zu erzeugen. Dabei bleiben die Investitionskosten außer Betracht und die Zahl der erreichten Volllaststunden spielt keine Rolle.

Abbildung 3: Stromgestehungskosten fossil befeuerter Kraftwerke (KW) in Abhängigkeit von den pro Jahr erreichbaren Volllaststunden

(Preisszenario 1 - „Basis/Basis“ aus Tabelle 3 sowie technische Daten aus Tabelle 4).

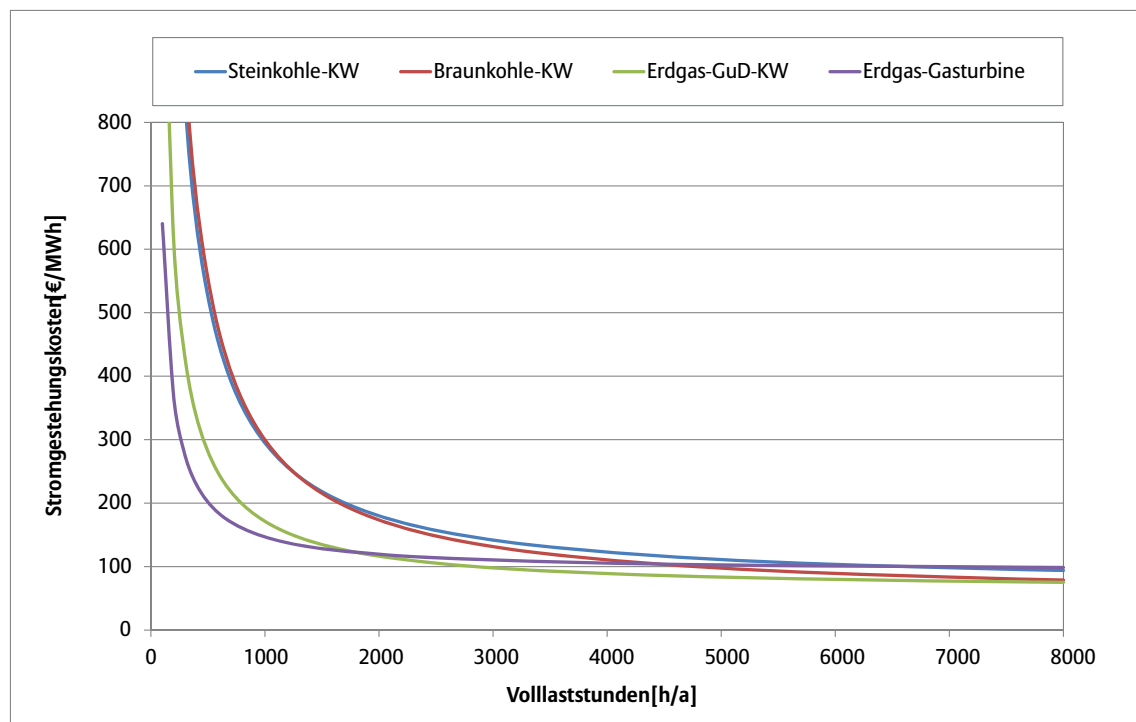




Tabelle 5: Grenzkosten konventioneller Kraftwerke (KW) in €/MWh in den verschiedenen Preisszenarien aus Tabelle 3 (eigene Berechnung auf Basis der im Text beschriebenen Annahmen und Daten).

Preisszenario	Steinkohle-KW	Braunkohle-KW	Erdgas-GuD-KW	Erdgas-Gasturbine
(1) Basis / Basis	65	47	62	92
(2) Basis / Hoch	102	89	78	117
(3) Hoch / Basis	91	51	105	158
(4) Hoch / Hoch	129	92	121	183

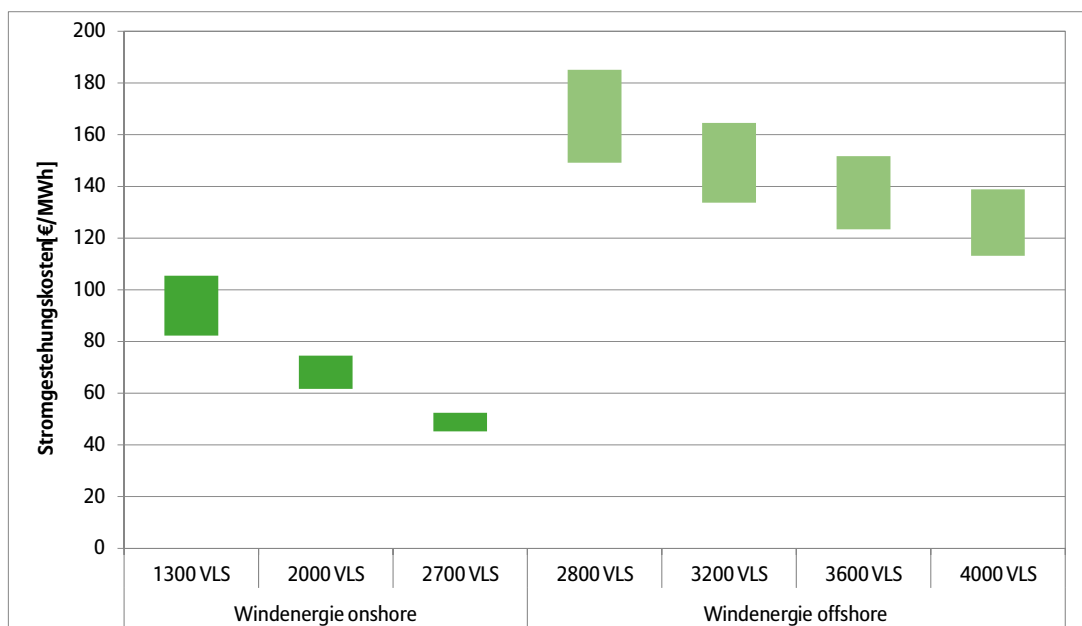
Die Grenzkosten geben die Kosten für die Erzeugung einer zusätzlichen Megawattstunde im bestehenden Kraftwerk an und enthalten somit keine Fixkosten.

2.3.2 Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (EE-Anlagen)

Die Kosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sind insbesondere für die Windkraft und die Photovoltaik in den letzten Jahren bzw. Jahrzehnten substantiell gesunken. Verschiedene Studien gehen davon aus, dass diese Kostensenkungstendenz auch in Zukunft anhält (IWES 2013, ISE 2013, Prognos 2013). Ein wichtiger Aspekt, um die Kostensenkung zu realisieren, ist der forcierte globale Ausbau, da ein wesentlicher Teil der Kostensenkung auf Lernkurveneffekten basiert. Dabei hängen Kostensenkungen weniger vom zeitlichen Verlauf als von der kumulierten Menge produzierter Anlagen ab. Da sowohl für Windkraft- wie für Photovoltaik-Anlagen mittlerweile ein Weltmarkt existiert, wird ein Einfluss der Entwicklung in Deutschland auf die Produktionskosten dieser Anlagen hier vernachlässigt.

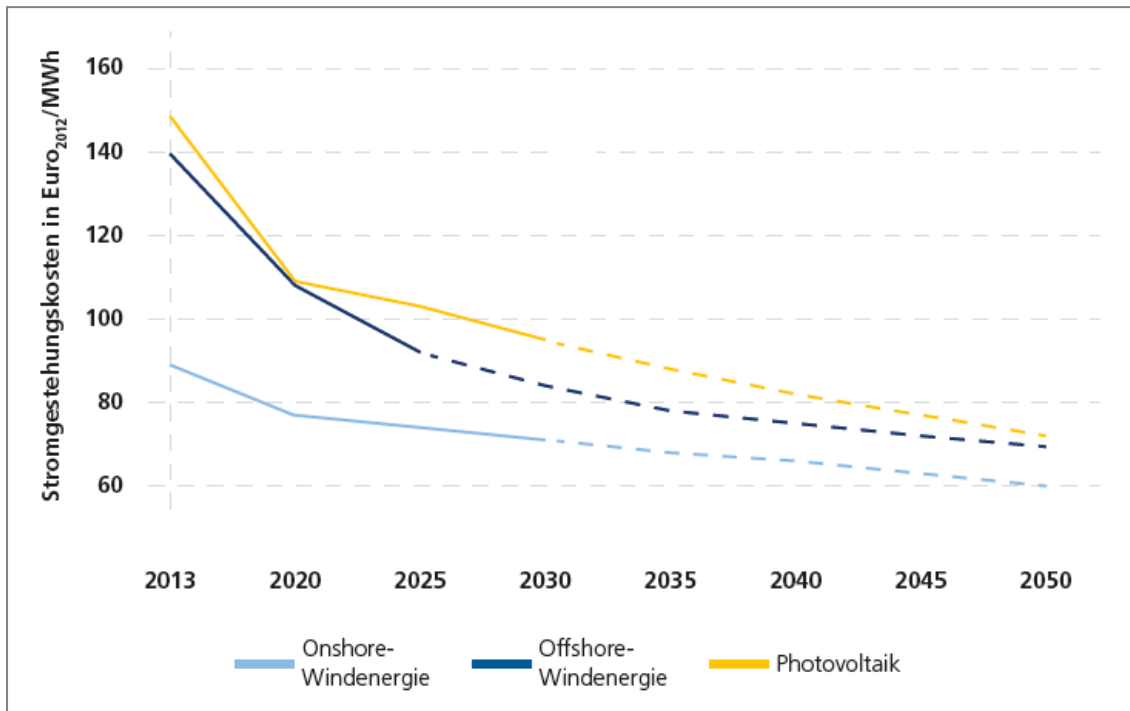
Insbesondere mit Blick auf die Windenergie ist anzumerken, dass auch die erreichten Volllaststunden einen wesentlichen Einfluss auf die Kosten haben (vgl. Abbildung 4).

Abbildung 4: Erreichte Stromgestehungskosten für Windenergieanlagen (WEA) nach Standort und Volllaststunden (VLS in h/a) im Jahr 2013 (ISE 2013, S. 21).



Eine mögliche Entwicklung der Stromgestehungskosten für ausgewählte EE-Anlagen bis 2050 ist in Abbildung 5 dargestellt.

Abbildung 5: Erwartete Entwicklung der Stromgestehungskosten für On- und Offshore-Windenergie sowie Photovoltaik bis zum Jahr 2050 (Basisjahr: 2012; IWES 2013, S. 19).



Im Rahmen der Modellierung werden folgende Werte für die Volllaststunden angesetzt:

- Wind, onshore: 2.500 h/a
- Wind, offshore: 4.500 h/a
- PV: 1.000 h/a

Während die Werte für Windenergie offshore und PV schon heute annähernd erreicht werden, basieren die angenommenen Volllaststunden für Windenergie onshore auf einer neuen Generation von Anlagen. Andere Studien sehen für die Windenergie an Land in 2050 Volllaststunden in Höhe von 2.800 und auf See von 4.800 vor (z.B. IWES 2013).

Auf Basis der angenommenen Volllaststunden lassen sich aus annualisierten Investitionskosten, den Betriebs- und Wartungskosten sowie der Lebensdauer der Anlagen die individuellen Stromgestehungskosten berechnen. Diese sind in Tabelle 6 zusammengestellt.

Tabelle 6: Künftige Stromgestehungskosten für erneuerbare Energien.

	Wind, onshore	Wind, offshore	PV	Biomasse	Wasserkraft
€/MWh	60	70	70	148	49

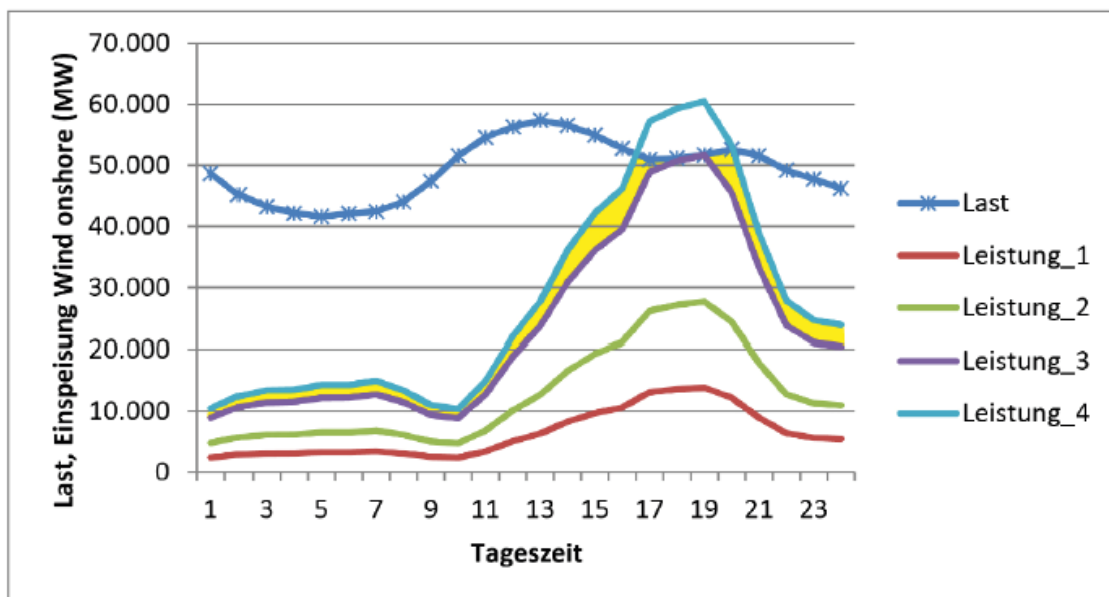
Da ungewiss ist, ob diese Werte tatsächlich zu erreichen sind, werden – neben den in Tabelle 6 beschriebenen Basiswerten – später im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse auch höhere Kostenniveaus für die EE-Anlagen untersucht, in der die Investitionskosten der verschiedenen Technologien um 10%, 20% und 30% höher angesetzt werden.

An dieser Stelle ist zu beachten, dass diese Stromgestehungskosten nur dann gelten, wenn der produzierte Strom auch vollständig genutzt werden kann. Dies muss im Rahmen einer Energiewende, bei der hohe Anteile an fluktuierender Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in das System integriert werden, nicht immer der Fall sein, wie im Folgenden gezeigt wird. Eine ausführliche Darstellung findet sich in Bode 2013a.

Der mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien induzierte Lerneffekt und die damit verbundenen Kostensenkungen sind nur eine Seite der Medaille. Auf der anderen Seite steht die Tatsache, dass mit zunehmendem Ausbau – insbesondere bei hohen Anteilen der fluktuierenden erneuerbaren Energien – zunehmend Zeitpunkte auftreten, an denen die (mögliche) Stromerzeugung größer ist als die Nachfrage. Ursächlich dafür ist insbesondere, dass für die Realisierung großer EE-Anteile an der erzeugten elektrischen Arbeit deutlich größere Kapazitäten als die maximale auftretende Last notwendig sind.

Abbildung 6 verdeutlicht dies anhand des Einspeiseprofils für Windenergie onshore sowie des Lastprofils an einem Tag im Mai 2011. Beide Profile könnten so auch an einem Tag in der Zukunft auftreten. Mit zunehmender installierter Leistung nähert sich die maximale Einspeisung der Last immer weiter an. Bei Niveau drei berühren sich die Kurven etwa um 18 Uhr. Wird die Leistung über dieses Niveau hinaus erhöht, um den Anteil der Arbeit der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung zu erhöhen, so kann nur noch ein Teil der zusätzlichen Arbeit direkt genutzt werden (gelbe Fläche in Abbildung 6).

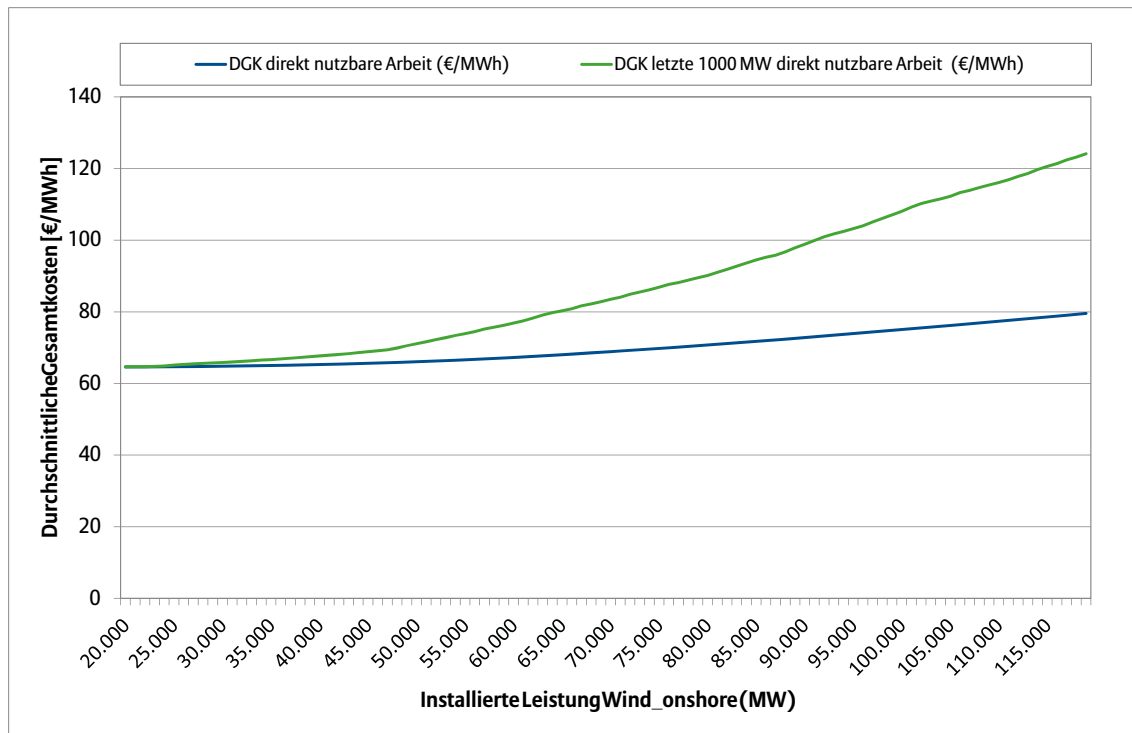
Abbildung 6: Einspeiseprofil bei unterschiedlichen installierten Leistungen von Windenergie onshore und Auftreten von nicht direkt nutzbarer elektrischer Energie (Bode 2013, S. 10).



Die Kosten der direkt nutzbaren Strommenge steigen daher mit jeder weiteren Anlage, die in diesem Beispiel über das Niveau 3 hinausgeht. In Systemen mit hohen Anteilen an fluktuierenden erneuerbaren Energien erhöhen sich aus diesem Grund früher oder später auch die Kosten der direkt nutzbaren elektrischen Arbeit für das gesamte System (vgl. Abbildung 7) – es sei denn, es existieren kostengünstige Flexibilitätsoptionen, die aber im ausreichenden Maß jetzt noch nicht abzusehen sind.

Abbildung 7: Durchschnittliche Gesamtkosten (DGK) der direkt nutzbaren elektrischen Energie beim Ausbau der Windenergie onshore in Deutschland

(Einspeise- und Lastprofil aus 2011; installierte Windkraft- und PV Kapazitäten Stand 31.12.2012; Bode 2013a, S. 11).



Kommen verschiedene Technologien zur Nutzung fluktuierender erneuerbarer Energien zum Einsatz, so wirken alle zeitgleich auf das System. Die Analyse sollte daher systembezogen sein. Die isolierte Betrachtung der Stromgestehungskosten einzelner Technologien ist dann nicht mehr sinnvoll.

Die Betrachtung in diesem Kapitel konzentriert sich auf die durchschnittlichen Gesamtkosten oder Vollkosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Es ist wichtig festzuhalten, dass diese Kosten durch die Fixkosten aus der anfänglichen Investition dominiert werden. Die Kosten des Betriebs der Anlagen sind im Vergleich dazu klein, weil weder Brennstoffkosten noch Kosten für CO₂-Emissionsrechte, sondern nur Wartungskosten anfallen. Diese Tatsache hat entscheidende Auswirkungen auf die Festlegung der Einsatzreihenfolge der Kraftwerke, wie im folgenden Exkurs gezeigt wird.



2.3.3 Exkurs: Die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke („Merit order“)

Die auf der Basis einer erwarteten Auslastung bestimmten durchschnittlichen Gesamtkosten der Stromerzeugung sind wichtig für den Investor, der bestimmen will, ob sich diese aus den erwarteten Erlösen refinanzieren. Sie sind auch wichtig für die Stromverbraucher, die am Ende diese Kosten bezahlen müssen.

Für die Betreiber von Kraftwerken stellt sich die Situation anders dar. Die Investition ist bereits getätigt und die damit verbundenen Kosten stehen fest und müssen bezahlt werden, unabhängig davon, ob das Kraftwerk betrieben wird oder nicht. Der Betreiber wird sein Kraftwerk immer dann nutzen wollen, wenn die Erlöse aus dem Stromverkauf höher sind als die Grenzkosten. Die Grenzkosten werden aber, wie in Kap. 2.3.1 gezeigt, durch die Betriebskosten bestimmt.

Ein Einsatzplaner, der alle Grenzkosten kennt, wird sinnvollerweise immer zuerst die Kraftwerke mit den geringsten Grenzkosten einsetzen und solange die nächstteureren Kraftwerke hinzunehmen, bis die Nachfrage gedeckt werden kann. Genau so funktioniert auch die Strombörse, an der alle Betreiber Gebote in der Höhe ihrer Grenzkosten abgeben (vgl. dazu Kap. 3.1). Mit Hilfe dieses Verfahrens wird so die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke (englisch „Merit order“) bestimmt.

Da nun die konventionellen Kraftwerke aufgrund ihrer Ausgaben für Brennstoffe und CO₂-Emissionsrechte durchgängig höhere Grenzkosten haben als EE-Anlagen, werden letztere immer zuerst eingesetzt. Dies führt dazu, dass die konventionellen Anlagen bei steigendem Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung im Laufe eines Jahres wesentlich seltener eingesetzt werden. Dadurch steigen die durchschnittlichen Gesamtkosten der konventionellen Kraftwerke und zwar unabhängig von einem gegebenenfalls vorhandenen Einspeisevorrang.

2.3.4 Umgang mit Überschüssen bei der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien

Zeiten, in denen aus erneuerbaren Energien mehr Strom produziert werden kann als momentan nachgefragt wird, werden in der Zukunft häufiger auftreten. Aufgrund lokaler Engpässe tritt dieser Effekt aber auch heute bereits auf (siehe z.B. BWE 2012). Es stellt sich daher die Frage, wie mit derartigen Überschüssen umgegangen werden soll. Theoretisch gibt es folgende Optionen:

1. Lastmanagement, d.h. zeitliche Verschiebung in der bestehenden Nachfrage nach Strom; ist nur in begrenztem Umfang möglich
2. Abregeln einzelner Anlagen, d.h. Verzicht auf eine Stromerzeugung
3. Speichern des erzeugten Stroms (hier verstanden als Speicherung in einer anderen Energieform, z.B. Lageenergie bei Pumpspeicherkraftwerken, mit der Möglichkeit der Rückverstromung)
4. Export
 - ins Ausland / in andere Netze,
 - in andere Sektoren (z.B. neue Stromnachfrage im Wärme- oder Verkehrssektor).

Der Einsatz der verschiedenen Optionen lässt sich optimieren, wobei verschiedene Randbedingungen zu beachten sind. So kommt beispielsweise der Speicherung (mit Rückverstromungsoption) in einem Szenario mit 100% Anteil an erneuerbaren Energien eine andere Bedeutung zu als z.B. in einem 80%-Szenario. Der Export ins Ausland / in andere Netze erfordert gegebenenfalls einen umfangreichen Netzausbau, der nicht nur aus Kosten sondern auch aus Akzeptanzsicht jeweils genauer untersucht werden müsste. Mit Blick auf den Verkehrssektor ist derzeit noch unklar, wie dieser sich entwickeln wird. Bisherige Ziele, bis zum Jahr 2020 eine Million Elektrofahrzeuge auf der Straße zu haben, können unter günstigen Umständen „noch“ erreicht werden, ob diese aber eintreten ist ungewiss. Unter ungünstigen Umständen wird das Potential bei max. 20% der angestrebten Zahl gesehen (ISI 2014).



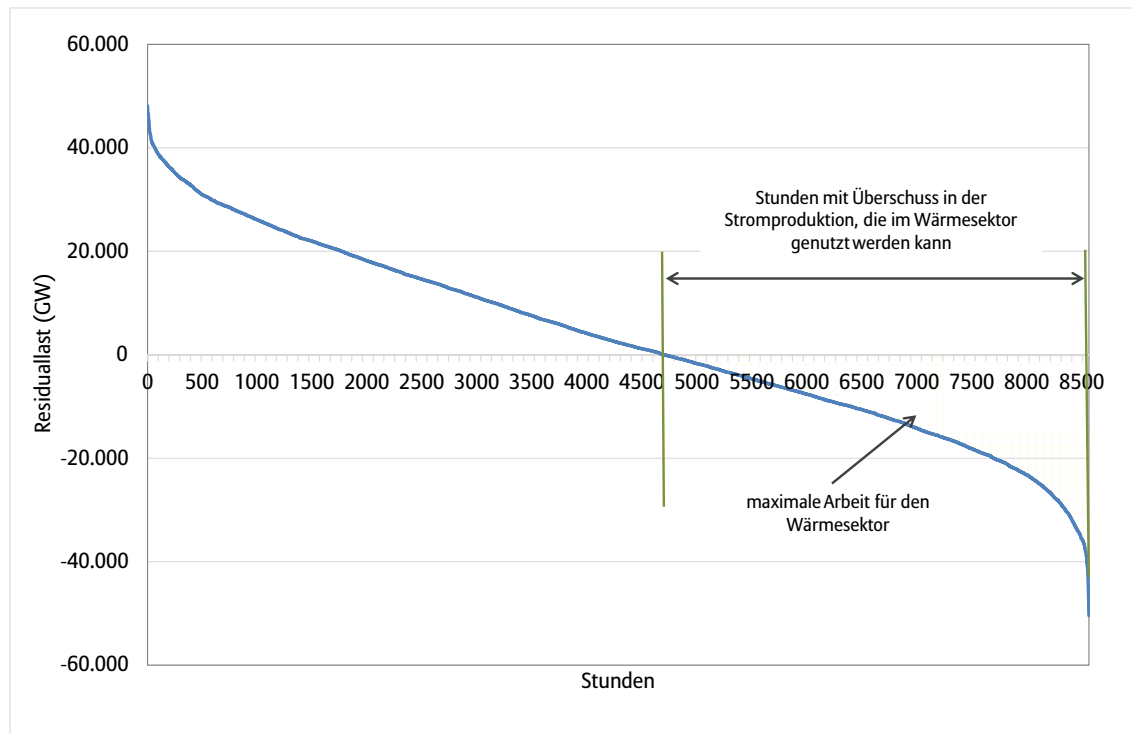
Im Rahmen der vorliegenden Untersuchung wurden Überschüsse aus fluktuierenden erneuerbaren Energien wie folgt behandelt:

- Sofern zum Zeitpunkt des Überschusses eine ausreichende Wärmenachfrage herrscht, wird der Strom zur Wärmeerzeugung in Wohngebäuden eingesetzt.² Dies Konzept wird als „Power-to-heat“ bezeichnet. Für die Modellierung wird angenommen, dass der künftige Raumwärmebedarf durch entsprechende Sanierungsmaßnahmen um 50% unter dem heutigen Niveau liegt. Der Bedarf an Warmwasser bleibt dagegen konstant.
- Die Wärme wird über einen parallel zur bisherigen Heizung installierten kostengünstigen Heizstab erzeugt. Theoretisch könnte auch eine Wärmepumpe zum Einsatz kommen. Aufgrund ihrer hohen Investitionskosten würde man diese jedoch nicht parallel, sondern anstelle einer konventionellen Heizung installieren. Dann müsste jedoch vermutlich auch in Zeiten knapper Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien mit Strom geheizt werden und der Bedarf an Backup-Kraftwerken würde sich erhöhen.
- Es wird angenommen, dass pro Kilowattstunde Strom eine Kilowattstunde Erdgas eingespart wird. Das entspricht einem Gasbrennwertkessel, der einen Wirkungsgrad von annähernd 100% erreichen kann.
- Darüber hinaus gehende Überschüsse werden nicht vom System aufgenommen, die Anlagen entsprechend abgeregelt.
- In einer Sensitivitätsanalyse wird später ferner der Einsatz von Kurzzeitstromspeichern betrachtet.

In Abbildung 6 wurde dieses Vorgehen am Beispiel eines Tages dargestellt. Im Rahmen der Modellierung wird diese Analyse für alle 8.760 Stunden eines Jahres durchgeführt. Stellt man die Residuallastkurve, d.h. die Last abzüglich der Stromeinspeisung aus Windkraft- und PV-Anlagen als sogenannte geordnete Jahresdauerlinie dar, so lässt sich das Gesamtpotential für den „Export“ des Überschusses in den Wärmesektor gut erkennen (siehe Abbildung 8). Tatsächlich liegen die Überschüsse nicht in aufeinander folgenden Stunden, sondern verteilt über das gesamte Jahr.

² Dieser Einsatz erfolgt durch Elektroheizungen (z.B. Heizstäbe), die zusätzlich zu bestehenden konventionellen Heizungen installiert werden. Reine Elektroheizungen wie z.B. Nachtspeicheröfen sind hier nicht hilfreich, denn sie müssten auch eingesetzt werden, wenn keine Überschüsse in der Stromproduktion vorhanden sind, und würden daher zusätzliche Backup-Kapazitäten in der Stromversorgung nötig machen.

Abbildung 8: Überschuss an Strom erneuerbaren Energien zur möglichen Verwendung im Wärmesektor auf Basis einer Jahresdauerlinie der Residuallast
(schematische Darstellung für eine mögliche Konfiguration des Stromsektors im Jahr 2050).



Im Rahmen der Kostenbetrachtung werden die im Wärmesektor verwertbaren Stromüberschüsse mit dem Erdgas- und CO₂-Preis des jeweiligen Szenarios bewertet und entsprechend als „Wärmegutschrift“ ausgewiesen.

Die Verwendung von überschüssigem Strom aus erneuerbaren Energien im Wärmesektor schränkt die Möglichkeiten zur Nutzung der Kraft-Wärme-Kopplung im EE-Szenario über die ohnehin bestehende Reduzierung der Laufzeiten konventioneller Kraftwerke hinaus ein.

Die Zahl der Nutzungsstunden konventioneller Kraftwerke ist im konventionellen Szenario höher als im EE-Szenario. Daher ist das Potential für die Nutzung der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) im K-Szenario höher als im EE-Szenario. Gleichzeitig sinkt das KWK-Potential insgesamt in beiden Szenarien, da angenommen wird, dass der Raumwärmebedarf bis zum Zieljahr um 50% reduziert wird. Vor dem Hintergrund dieser Entwicklungen wird auf die Einbeziehung der KWK in der Modellierung verzichtet.



2.4 Modellierung zur Bestimmung der Gesamtkosten der Stromerzeugung

Bei der Modellierung wird wie folgt vorgegangen:

- Es wird, wie oben beschrieben, eine Stromnachfrage von 400 TWh im Jahr angenommen. Für die zeitliche Variation der Nachfrage (Lastverlauf) wird das Jahr 2011 zugrunde gelegt.³
- Ausgangspunkt der Modellierung ist die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Diese wird auf Basis der EEG-Einspeisedaten aus dem Jahr 2011 durch Skalierung auf die angenommenen installierten Leistungen errechnet. Dabei wird die Tatsache, dass sich das Anlagendesign (z.B. hinsichtlich der Turmhöhe und der Rotorfläche) insbesondere bei der Windenergie an Land deutlich verändern wird, um höhere Nutzungsstunden zu erreichen, durch einen Korrekturfaktor berücksichtigt.
- Die dargebots-abhängigen EE-Anlagen werden immer zuerst eingesetzt, um die Stromnachfrage zu decken (vgl. Kap. 2.3.3).
- Die Differenz von Nachfrage (Last) und Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ergibt die sogenannte Residuallast.
- Für die konventionellen Kraftwerke werden Kostenkurven (vgl. Abbildung 3) verwendet, die die Stromgestehungskosten in Abhängigkeit von der erreichten Zahl von Volllaststunden angeben.
- Durch Abgleich von Häufigkeitsverteilung der Restlast und Kostenkurven kann ermittelt werden, welche installierten Kapazitäten von welchen Kraftwerkstypen zu minimalen Kosten führen. Das Ergebnis hängt sowohl von den jeweiligen Investitionskosten als auch von den jeweils angenommenen Brennstoff- und CO₂-Preisen ab.
- Der so bestimmte Kraftwerkspark ist – unter den beschriebenen Rahmenbedingungen / Annahmen – effizient, d.h. es gibt keine andere Kombination von Kraftwerken, die zu geringeren Kosten führt.
- Wenn in einer Stunde mehr Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt als nachgefragt wird, dann kann dieser Strom zur Wärmeversorgung von Gebäuden genutzt werden. Das Nachfrageprofil der Wärme entspricht im zeitlichen Verlauf ebenfalls dem Jahr 2011. Bei der Bestimmung der Kosten der Stromversorgung wird für jede Kilowattstunde Überschuss-Strom, die zur Wärmeversorgung genutzt werden kann, eine Gutschrift in Höhe des Preises einer Kilowattstunde Erdgas einschließlich deren CO₂-Kosten vorgenommen.

Um zu bestimmen, wie sich ein steigender Anteil erneuerbarer Energien auf die Kosten der Stromerzeugung auswirkt, wird nicht nur ein einzelnes EE-Szenario untersucht, sondern es werden 100 Kombinationen unterschiedlicher installierter Leistungen von Windenergie onshore (5 Varianten), Windenergie offshore (5 Varianten) sowie Photovoltaik (4 Varianten) betrachtet. Die Bandbreiten dieser Leistungen sind in Tabelle 7 zusammengestellt. Die Leistungen für die Nutzung von Bioenergie und Wasserkraft werden dagegen konstant gehalten.

Demgegenüber gibt es im K-Szenario nur eine Variante für die installierten Leistungen der EE-Anlagen, die den Stand von 2012 widerspiegeln. Die Kapazitäten der konventionellen Kraftwerke werden im Rahmen der Modellierung bestimmt.

³Für die Modellierung ist ein konsistenter Datensatz aus Stundenwerten für Stromnachfrage, Einspeisung der verschiedenen EE-Technologien, Außentemperatur etc. notwendig. Diese Stundenwerte repräsentieren die Statistik der natürlichen Fluktuationen und müssen jeweils für identische Zeiträume vorliegen. Wie Tests gezeigt haben, ist es von untergeordneter Bedeutung, welches Kalenderjahr verwendet wird. 2011 ist besonders geeignet, weil für dieses Jahr erstmals belastbare Einspeisedaten für die Photovoltaik vorliegen. Die Anpassung an Änderungen in der installierten Leistung der verschiedenen Technologien kann über Skalierungen erfolgen.



Tabelle 7: Installierte Leistungen von EE-Technologien, deren Kombination(en) im K-Szenario und in den EE-Szenarien untersucht werden (vgl. Text).

Leistung der betrachteten EE-Anlagen	K-Szenario (2012)	EE-Szenarien: Installierte Leistungen von EE-Anlagen, aus denen Kombinationen gebildet werden *
Windenergie onshore	31 GW	40, 50, 60, 70, 80 GW
Windenergie offshore	0,44 GW	5, 10, 15, 20, 25 GW
PV	33 GW	35, 40, 45, 50 GW
Biomasse	7,5 GW	7,5 GW
Wasserkraft	4,5 GW	5 GW

* Aufgrund der angenommenen Effizienzsteigerung bei Stromnutzung bzw. der damit einhergehenden geringeren Stromnachfrage als heute sind hier deutlich geringere Erzeugungskapazitäten notwendig als in anderen Studien unterstellt wird.

2.5 Modellergebnisse für die Gesamtkosten der Stromerzeugung

Es sei an dieser Stelle nochmals darauf hingewiesen, dass die im Weiteren dargestellten Ergebnisse unter den Prämissen zu bewerten sind,

- dass die Klimaschutz-Ziele umgesetzt werden;
- dass ein Zielzustand für den Kraftwerkspark betrachtet wird, nicht dagegen der Pfad zu diesem Zustand und
- dass der gesamte Kraftwerkspark (inkl. der Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien) ausgetauscht wird und dessen Wiederbeschaffungskosten betrachtet werden. Beim Austausch wird der künftige Stand der Technik unterstellt.

Die nachfolgenden Abbildungen zeigen die Gesamtkosten der Stromerzeugung

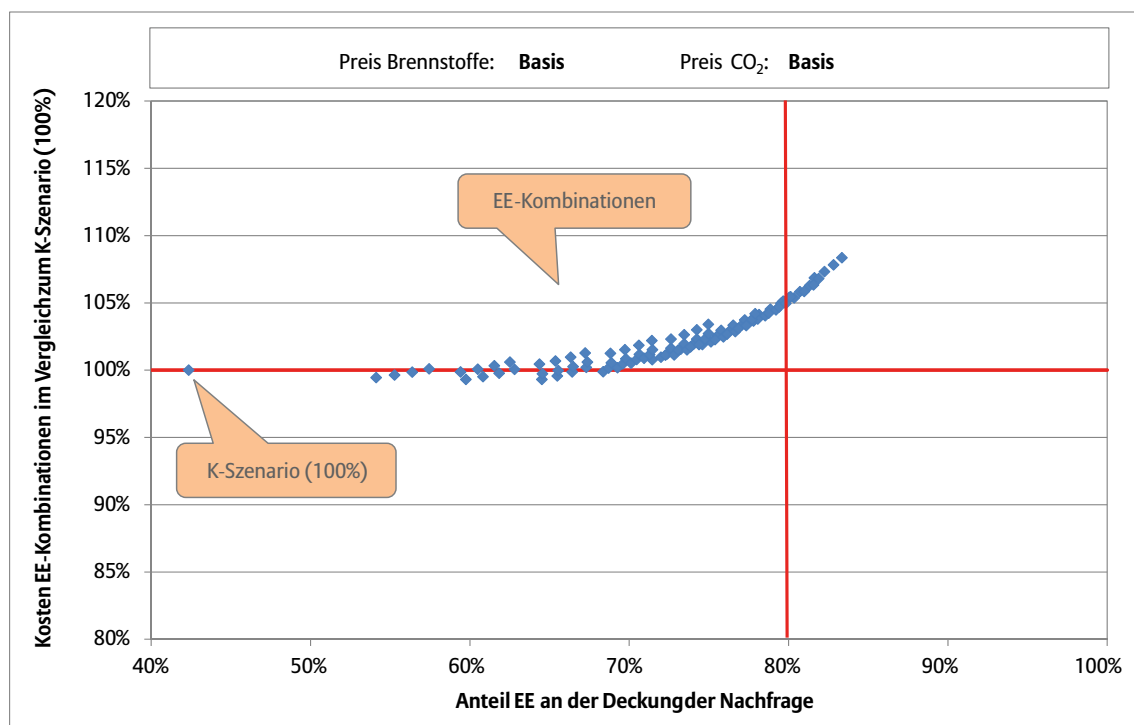
- für die in Tabelle 7 beschriebenen Kombinationen installierter Leistungen von EE-Anlagen
- in Abhängigkeit vom erreichten Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung (EE-Anteil)
- als relative Größe im Vergleich zu den Kosten des K-Szenarios (als Vergleichsmaßstab auf 100% gesetzt) für jeweils eines der in Tabelle 3 definierten Preisszenarien.

Auf die absolute Höhe der Kosten wird anschließend in Kap. 2.5.6 eingegangen.

2.5.1 Ergebnisse für das Preisszenario „Basis / Basis“

In Abbildung 9 sind jeweils die „Basis“-Varianten von Brennstoff- und CO₂-Preisen zugrunde gelegt, die in Tabelle 3 definiert wurden.

Abbildung 9: Kosten der verschiedenen Kombinationen von installierten Kapazitäten von EE-Anlagen im Vergleich zum K-Szenario für das Preisszenario „Basis / Basis“.



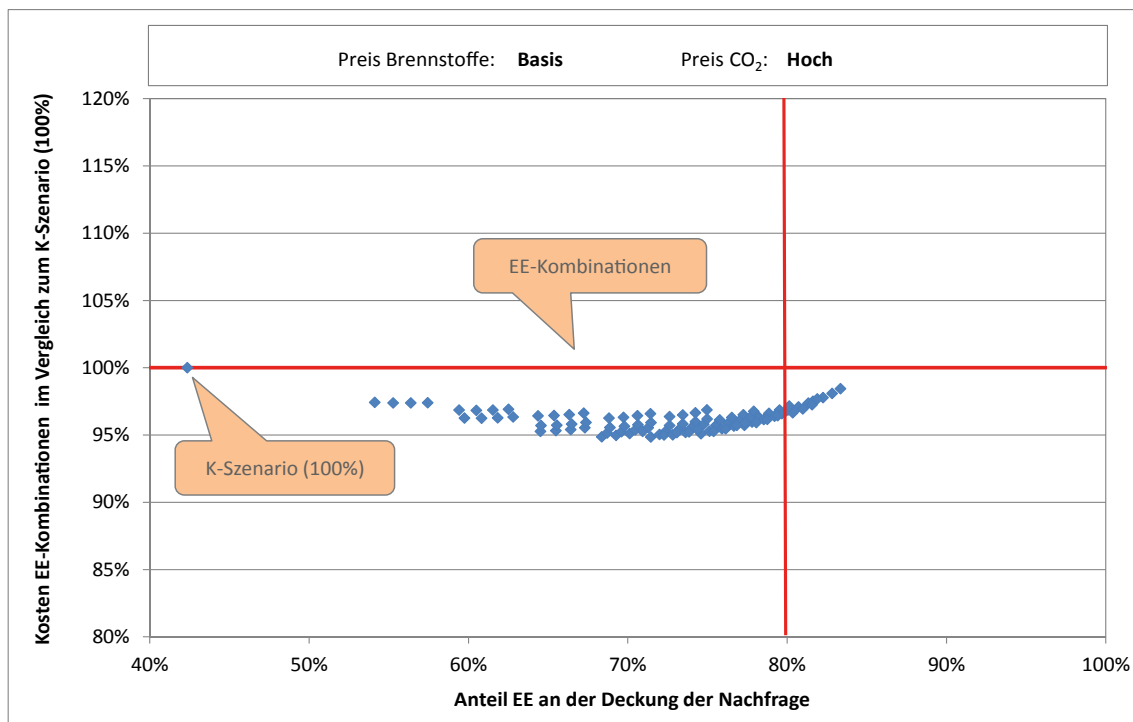
Als Ergebnisse können festgehalten werden:

- Im K-Szenario werden nur GuD-Anlagen und Gasturbinen eingesetzt, da diese bei der unterstellten Kombination von Brennstoff- und CO₂-Preisen günstiger sind als Braunkohle- und Steinkohle-Kraftwerke.
- Im Vergleich zum K-Szenario sinken die Gesamtkosten der Stromerzeugung mit steigendem Anteil erneuerbarer Energien zunächst geringfügig.
- Ab einem EE-Anteil von ca. 70% steigen die Kosten über die Kosten des K-Szenarios, da nur noch ein Teil der hinzukommenden Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien direkt genutzt werden kann (Überschusseffekt, vgl. Kap. 2.3 – EE-Anlagen).
- Bei einem EE-Anteil von 80% liegen die Kosten um ca. 5% höher als im K-Szenario.
- Derselbe EE-Anteil kann durch verschiedene Kombinationen von Techniken erreicht werden. Die Kosten dieser Kombinationen unterscheiden sich nur geringfügig, d.h. um 1 bis 2 % Punkte.

2.5.2 Ergebnisse für das Preisszenario „Basis / Hoch“

In Abbildung 10 sind die „Basis“-Variante für die Brennstoffpreise und die „Hoch“-Variante für den CO₂-Preis (100 €/t) zugrunde gelegt, die jeweils in Tabelle 3 definiert wurden.

Abbildung 10: Kosten der verschiedenen Kombinationen von installierten Kapazitäten von EE-Anlagen im Vergleich zum K-Szenario für das Preisszenario „Basis / Hoch“.



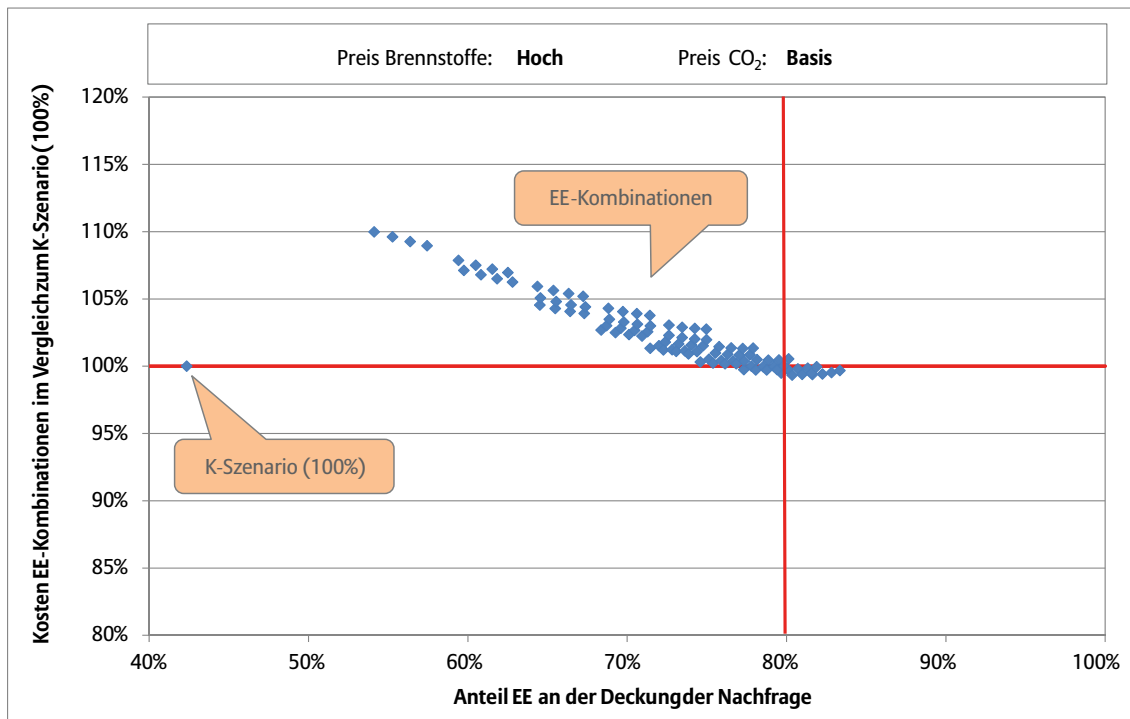
Als Ergebnisse können festgehalten werden:

- Im K-Szenario werden nur GuD-Anlagen und Gasturbinen eingesetzt, da diese bei der unterstellten Kombination von Brennstoff- und CO₂-Preisen günstiger sind als Braunkohle- und Steinkohle-Kraftwerke.
- Die Kosten der Stromerzeugung sind für alle EE-Kombinationen geringer als für das K-Szenario.
- Die Kosten sinken zunächst mit steigendem EE-Anteil. Der Rückgang ist stärker als bei geringeren CO₂-Preisen, bewegt sich aber weiter im einstelligen Prozentbereich.
- Ab einem EE-Anteil von ca. 70% steigen die Kosten wieder an, da nur noch ein Teil der hinzukommenden Stromerzeugung aus EE direkt genutzt werden kann (Überschusseffekt, vgl. Kap. 2.3 – EE-Anlagen).
- Bei einem EE-Anteil von 80% liegen die Kosten dennoch um ca. 3% niedriger als im K-Szenario.
- Derselbe EE-Anteil kann durch verschiedene Kombinationen von Techniken erreicht werden. Die Kosten dieser Kombinationen unterscheiden sich nur geringfügig, d.h. um 1 bis 2 %-Punkte.

2.5.3 Ergebnisse für das Preisszenario „Hoch / Basis“

In Abbildung 11 sind die „Hoch“-Variante für die Brennstoffpreise und die „Basis“-Variante für den CO₂-Preis zugrunde gelegt, die jeweils in Tabelle 3 definiert wurden.

Abbildung 11: Kosten der verschiedenen Kombinationen von installierten Kapazitäten von EE-Anlagen im Vergleich zum K-Szenario für das Preisszenario „Hoch / Basis“.



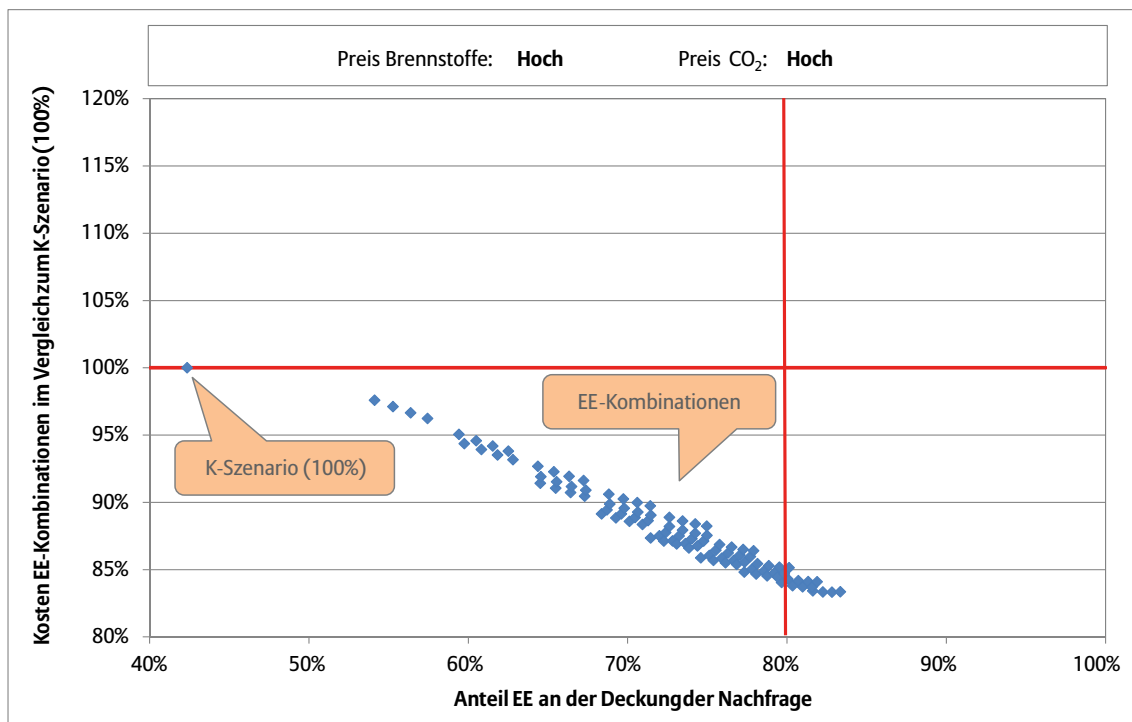
Als Ergebnisse können festgehalten werden:

- In diesem Preisszenario werden im K-Szenario zunächst Braunkohle-Kraftwerke bis zum Deckel von 20 GW eingesetzt, dann GuD-Anlagen und Gasturbinen. Steinkohle-Kraftwerke kommen nicht zum Zug.
- Die Kosten der EE-Kombinationen liegen zunächst 10% höher als im K-Szenario, da die EE-Anlagen in diesem Fall die vergleichsweise kostengünstigen Braunkohle-Kraftwerke ersetzen, die von hohen Brennstoffkosten weniger betroffen sind. Braunkohle-Kraftwerke werden bei niedrigeren Brennstoffpreisen im K-Szenario nicht eingesetzt (vgl. Kap. 2.5.1 und 2.5.2).
- Die Kosten der EE-Kombinationen sinken mit steigendem EE-Anteil.
- Ab einem EE-Anteil von ca. 70% sinken die Kosten langsamer, da nur noch ein Teil der hinzukommenden Stromerzeugung aus EE direkt genutzt werden kann (Überschusseffekt, vgl. Kap. 2.3 – EE-Anlagen).
- Bei den hier unterstellten hohen Brennstoffpreisen ist die Kostensenkung aus der Ablösung konventioneller Kraftwerke größer als die Kostensteigerung durch den Überschusseffekt. Daher erscheint der Verlauf der Kurvenschar eher linear.
- Bei einem EE-Anteil von 80% liegen die Kosten auf gleicher Höhe wie im K-Szenario.
- Derselbe EE-Anteil kann durch verschiedene Kombinationen von Techniken erreicht werden. Die Kosten dieser Kombinationen unterscheiden sich nur geringfügig, d.h. um 1 bis 2 %-Punkte.

2.5.4 Ergebnisse für das Preisszenario „Hoch / Hoch“

In Abbildung 12 sind jeweils die „Hoch“-Varianten von Brennstoff- und CO₂-Preisen zugrunde gelegt, die in Tabelle 3 definiert wurden.

Abbildung 12: Kosten der verschiedenen Kombinationen von installierten Kapazitäten von EE-Anlagen im Vergleich zum K-Szenario für das Preisszenario „Hoch / Hoch“.



Als Ergebnisse können festgehalten werden:

- In diesem Preisszenario werden im K-Szenario zunächst Braunkohle-Kraftwerke bis zum Deckel von 20 GW eingesetzt, dann GuD-Anlagen und Gasturbinen. Steinkohle-Kraftwerke kommen nicht zum Zug.
- Die Kosten der EE-Kombinationen mit geringeren EE-Anteilen liegen bereits 2% niedriger als im K-Szenario, da dessen Kosten durch die hohen CO₂-Preise nach oben getrieben werden.
- Die Kosten sinken mit steigendem EE-Anteil weiter.
- Bei den hier unterstellten hohen Brennstoffpreisen und hohen CO₂-Preisen ist die Kostensenkung aus der Ablösung konventioneller Kraftwerke so groß, dass die Kostensteigerung durch den Überschusseffekt in der Kurvenschar kaum noch zu erkennen ist.
- Bei einem EE-Anteil von 80% liegen die Kosten um 15% niedriger als im K-Szenario.
- Derselbe EE-Anteil kann durch verschiedene Kombinationen von Techniken erreicht werden. Die Kosten dieser Kombinationen unterscheiden sich nur geringfügig, d.h. um 1 bis 3 %-Punkte.



In den Preisszenarien (3) und (4), also bei hohen Brennstoffpreisen erweisen sich Braunkohle-Kraftwerke als wirtschaftlich sinnvolle Option. Zur Einordnung dieses Ergebnisses sei nochmals betont, dass diese Untersuchung davon ausgeht, dass die weitreichenden Klimaschutzziele konsequent verfolgt und auch erreicht werden. Wenn also Braunkohlekraftwerke zum Einsatz kommen, dann nur unter der Voraussetzung, dass entweder das CO₂ aus ihren Rauchgasen zu Kosten, die geringer sind als der im jeweiligen Preisszenario unterstellte CO₂-Preis, abgeschieden und sicher gelagert (oder anderweitig verwendet) werden kann, oder dass an anderer Stelle zu eben diesen Kosten CO₂-Emissionen vermieden werden. Unter diesen Voraussetzungen – auch wenn es schwer vorstellbar sein mag, wie sie zu erfüllen sein könnten – wäre der Einsatz von Braunkohlekraftwerken in Szenarien (3) und (4) auch in Zukunft ökonomisch sinnvoll.

2.5.5 Zwischenfazit

Auf Basis der Ergebnisse der vier Preisszenarien lassen sich folgende Schlussfolgerungen festhalten:

- Bei CO₂-Preisen zwischen 50 und 100 €/t unterscheiden sich die Gesamtkosten der Stromerzeugung in K-Szenario einerseits und den betrachteten EE-Kombinationen andererseits um -15 bis +10 Prozent.
- Außer beim Brennstoffpreis-Niveau „Basis“ in Verbindung mit einem CO₂-Preis von 50 €/t („Basis“) sind EE-Kombinationen mit einem EE-Anteil von 80% nicht teurer oder sogar kostengünstiger als das K-Szenario. Interessanterweise kann nach unserer Einschätzung dieses Basis/Basis-Szenario nur dann eintreten, wenn es zu einer grundlegenden Energiewende kommt. Man könnte also paradox formulieren: Nur wenn gewiss ist, dass die fossilen Energieträger nicht in großem Ausmaß genutzt werden, ist ein konventionelles Szenario kostengünstiger als ein Szenario mit einem EE-Anteil von 80%. Die Kipp-Punkte liegen innerhalb des hier aufgespannten Rahmens für die Brennstoff- und CO₂-Preise.
- Steinkohle-Kraftwerke werden in keinem der untersuchten Szenarien eingesetzt, da sie höhere Kosten aufweisen als die Alternativen. Bei hohen Brennstoffpreisen und einem CO₂-Preis von 50 €/t werden im K-Szenario Braunkohle-Kraftwerke eingesetzt. Ansonsten werden als konventionelle Kraftwerke nur GuD-Anlagen und Gasturbinen verwendet, da diese bei den hier betrachteten Brennstoff- und CO₂-Preisen kostengünstiger sind. Dabei wird unterstellt, dass die höheren CO₂-Emissionen der Braunkohlekraftwerke gegenüber Steinkohlekraftwerken keine Auswirkung auf den CO₂-Preis haben, weil dieser auf einem globalen oder zumindest internationalen Markt entsteht.
- Die kostengünstige Kombination der in Tabelle 7 aufgelisteten Kapazitäten von EE-Anlagen, mit der sich ein EE-Anteil von 80% an der Stromerzeugung erreichen lässt, besteht aus
 - 60 GW Wind onshore,
 - 25 GW Wind offshore,
 - 50 GW Photovoltaik,
 - 7,5 GW Biomasse (exogen gedeckelt) und
 - 5 GW Wasserkraft (exogen gedeckelt)
 - 49 GW konventionelle Gaskraftwerke als Backup.

Diese Kombination wird im Weiteren als **EE-80-Szenario** bezeichnet.

Im Vergleich dazu wird das K-Szenario **K-42** genannt, weil der EE-Anteil 42% beträgt. Zum Verständnis sei nochmals darauf hingewiesen, dass der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromproduktion bei unveränderten installierten Kapazitäten gegenüber heute steigt, da sich die Ausbeute der Anlagen verbessert und gleichzeitig die Stromnachfrage sinkt.

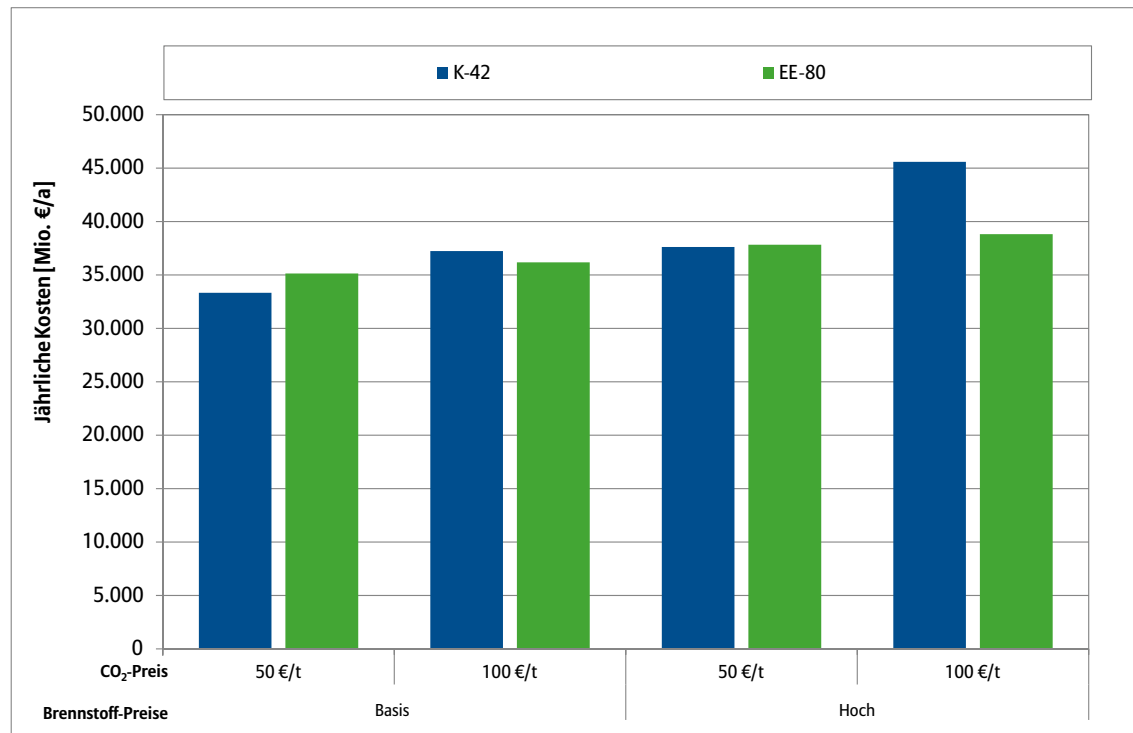
2.5.6 Absolute Kosten der Szenarien K-42 und EE-80

Abbildung 13 zeigt die absoluten Kosten der Stromversorgung in den Szenarien K-42 und EE-80 für die Brennstoffpreis-szenarien „Basis“ und „Hoch“ in Verbindung mit CO₂-Preisen von 50 (Basis) und 100 €/t (Hoch).

Die Kosten der Stromversorgung liegen zwischen 33 und gut 45 Mrd. Euro im Jahr für das K-42-Szenario und zwischen 35 und 38 Mrd. Euro für das EE-80-Szenario. Dividiert durch die Stromnachfrage von 400 TWh/a erhält man durchschnittliche Gestehungskosten für den tatsächlich genutzten Strom von 8,3 bis 11 Eurocent je Kilowattstunde (K-42) bzw. 8,8 bis 9,5 ct/kWh (EE-80).⁴

Abbildung 13: Absolute Kosten der Stromversorgung in den Szenarien K-42 und EE-80 bei verschiedenen Brennstoff- und CO₂-Preisen

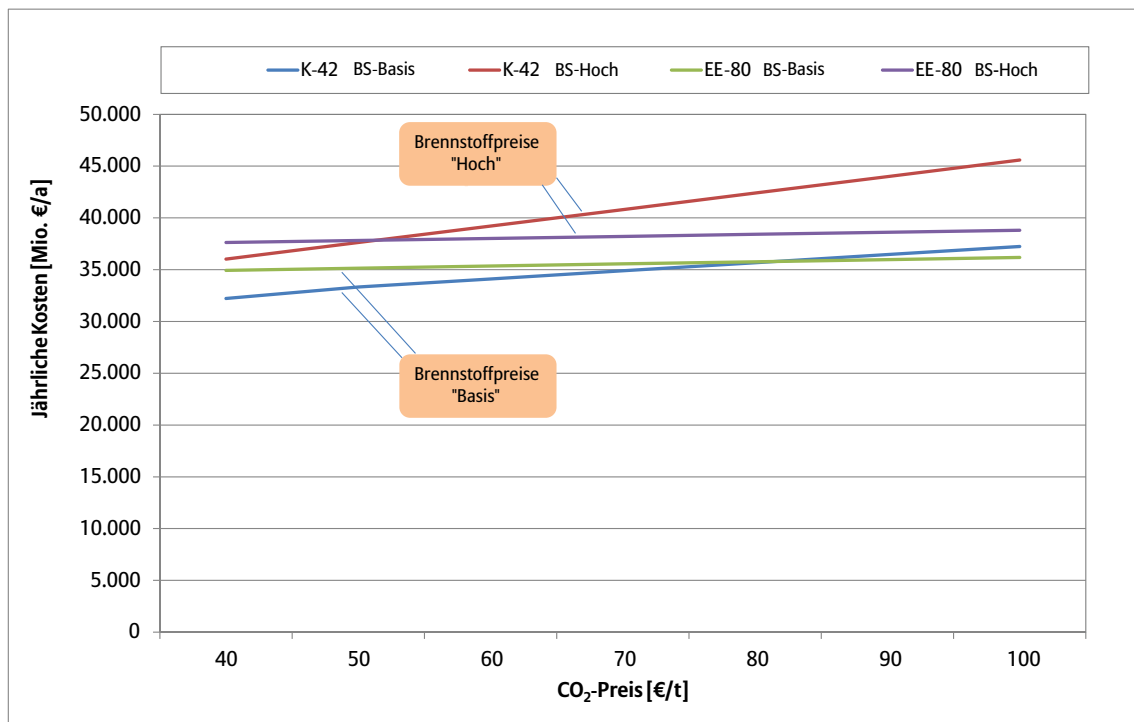
(unter Berücksichtigung einer Wärmegutschrift für nicht direkt nutzbaren Strom).



⁴ Alle Ergebnisse sind auf zwei signifikante Stellen angegeben, weil sonst in der Darstellung an etlichen Stellen Rundungsfehler zu vermeintlichen Inkonsistenzen führen. Dies darf aber nicht darüber hinwegtäuschen, dass die dadurch implizierte Genauigkeit von +/- 1% die Realität in 40 Jahren nur bedingt wiedergeben kann, da Computermodelle zukünftige Energiesysteme immer auf relativ hoch-aggregierter Ebene abbilden und dabei zahlreiche Annahmen zu treffen sind.

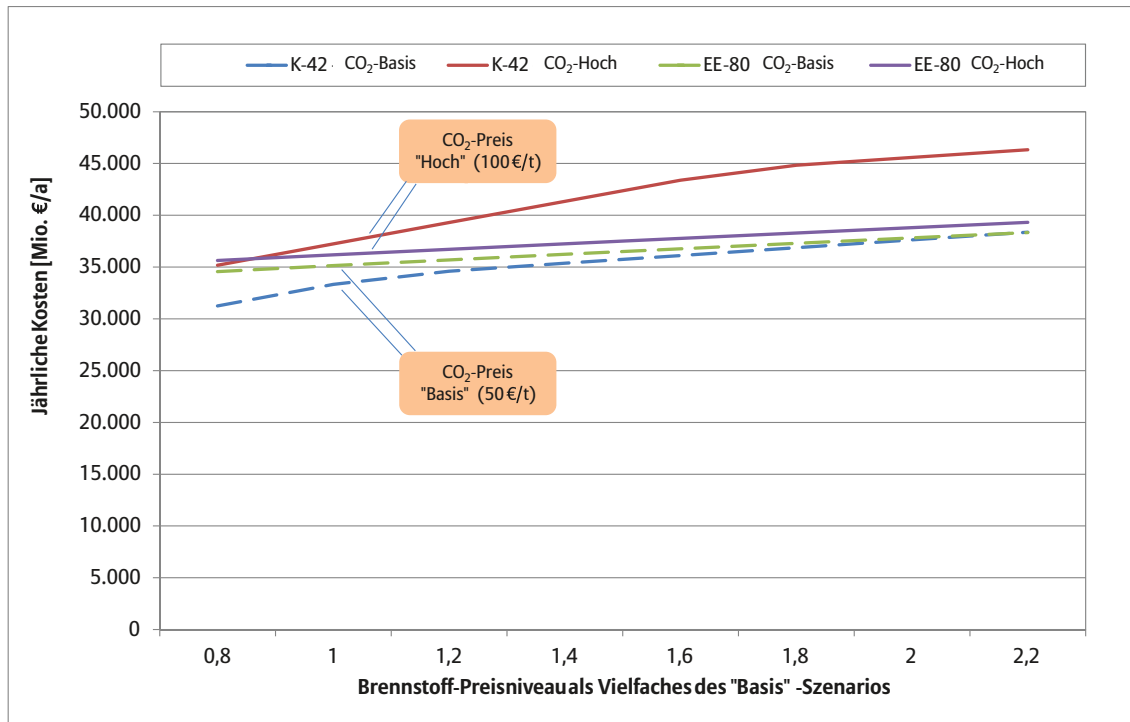
Um herausarbeiten zu können, wo die Kipp-Punkte bei den Kosten der beiden Szenarien liegen, wird in Abbildung 14 der CO₂-Preis für die beiden Brennstoffpreis-Szenarien variiert und in Abbildung 15 das Brennstoff-Preisniveau für die beiden CO₂-Szenarien.

Abbildung 14: Jährliche Kosten der Stromerzeugung für das K-42- und das EE-80-Szenario in Abhängigkeit vom CO₂-Preis, jeweils für die Brennstoffpreis-Szenarien „Basis“ und „Hoch“.



In Abbildung 14 erkennt man, dass das EE-80-Szenario im Basisfall für die Brennstoffpreise dann günstiger wird als das K-42-Szenario, wenn der CO₂-Preis über 80 €/t liegt. Im Falle „hoher“ Brennstoffpreise liegt der Kipp-Punkt knapp über 50 €/t.

Abbildung 15: Jährliche Kosten der Stromerzeugung für das K-42- und das EE-80-Szenario in Abhängigkeit vom Brennstoff-Preisniveau, jeweils für die CO₂-Preis-Szenarien „Basis“ und „Hoch“.



Da die Brennstoffpreis-Szenarien mehrere Brennstoffe umfassen, werden die Ergebnisse in Abbildung 15 in Abhängigkeit von einem Faktor dargestellt, mit dem alle Brennstoffpreise multipliziert werden. Der Faktor „1“ entspricht dem Basis-Szenario, der Faktor „2“ dem „Hoch“-Szenario. Die Abbildung zeigt, dass die Brennstoffpreise bei einem CO₂-Preis von 50 €/t auf dem Niveau des „Hoch“-Szenarios liegen müssen, damit das EE-80-Szenario kostengünstiger wird als das K-42-Szenario. Bei einem CO₂-Preis von 100 €/t liegt der Kipp-Punkt dagegen sogar leicht unter den Werten des „Basis“-Szenarios für die Brennstoffpreise, also unter den heutigen Werten.

Die Knicke in den Kostenkurven für das K-42-Szenario zeigen die Stellen an, ab denen bei steigenden Brennstoff-Preisen Braunkohle-Kraftwerke statt Gaskraftwerken eingesetzt werden.

Wie in Kap. 2.2.2 dargelegt, ist bei stringenten Klimaschutzzielen zu erwarten, dass in einem Szenario, in dem hohe Anteile der Stromerzeugung aus Anlagen stammen, die mit fossilen Brennstoffen betrieben werden, der CO₂-Preis ebenfalls hoch sein wird. Gleichzeitig sollten Preise für diejenigen, international gehandelten Brennstoffe, die noch zum Einsatz kommen, aufgrund der Nachfrage entsprechend steigen. Die Preise fossiler Brennstoffe, deren Einsatz inkl. CO₂-Kosten unwirtschaftlich ist, könnten aber dementsprechend aufgrund der geringen Nachfrage auch sinken.

Im Gegensatz dazu kann eine konsequente Umstellung der Stromerzeugung auf erneuerbare Energien nicht nur in Deutschland, sondern weltweit, dazu führen, dass sowohl die Brennstoff- als auch die CO₂-Preise sich auf niedrigeren Niveaus einpendeln.



Insofern kann man auch die Kosten des „Hoch/Hoch“-Preis-Szenarios für den konventionellen Kraftwerkspark (K-42) den Kosten des „Basis/Basis“-Preis-Szenarios für den EE-80-Kraftwerkspark gegenüberstellen. In diesem Fall ergibt sich ein klarer Kostenvorteil von mehr als 20% für letzteren. Dem möglichen Einwand, dass bei diesem Preisniveau das K-42-Szenario noch günstiger gewesen wäre, kann entgegengehalten werden, dass ein konventioneller Kraftwerkspark bei anspruchsvollen Klimaschutzzielen und niedrigen Brennstoff- und CO₂-Preisen eher keine realistische Option ist.

Neben den jährlichen Kosten der Stromversorgung im Zieljahr ist auch die Höhe der Investitionen von Interesse, die getätigt werden müssen, um die entsprechende Infrastruktur aufzubauen. Für den Ersatz der heute installierten EE-Anlagen im K-Szenario belaufen sich diese auf rund 90 Mrd. Euro. Hinzu kommen 43 Mrd. Euro für konventionelle Kraftwerke mit einer installierten Leistung von 53 GW.

Um einen EE-Anteil von 80% zu erreichen (EE-Szenario), müssten in EE-Anlagen etwa 190 Mrd. Euro investiert werden. Hinzu kämen rund 30 Mrd. Euro für die Backup-Anlagen mit einer Leistung von insgesamt 49 GW. Wie oben gezeigt haben diese Zahlen jedoch nur eine begrenzte Aussagekraft, da die Betriebskosten der EE-Anlagen sehr gering sind (nur Wartung), diejenigen der fossilen Kraftwerke dagegen sehr hoch (Brennstoffkosten, CO₂-Kosten, Wartung).

Für einen Anteil erneuerbarer Energien in der Größenordnung von 80% sind – neben den Erzeugungsanlagen – auch erhebliche Investitionen in die Netzinfrastruktur erforderlich. Nach den derzeitigen Plänen der Bundesnetzagentur belaufen sich diese auf rund 20 Mrd. Euro. Dabei wird allerdings vielfach kritisiert, dass die Planungen so ausgelegt sind, dass die Erzeugungsanlagen möglichst wenig oder überhaupt nicht abgeregelt werden müssen. Durch Kappung der Erzeugung in wenigen Stunden im Jahr ließen sich die Anforderungen an die Netze und damit auch die Kosten für deren Ausbau deutlich verringern. In jedem Fall sollten die Kosten im Verhältnis zu den oben genannten Investitionen in die Erzeugungsanlagen gesehen werden.

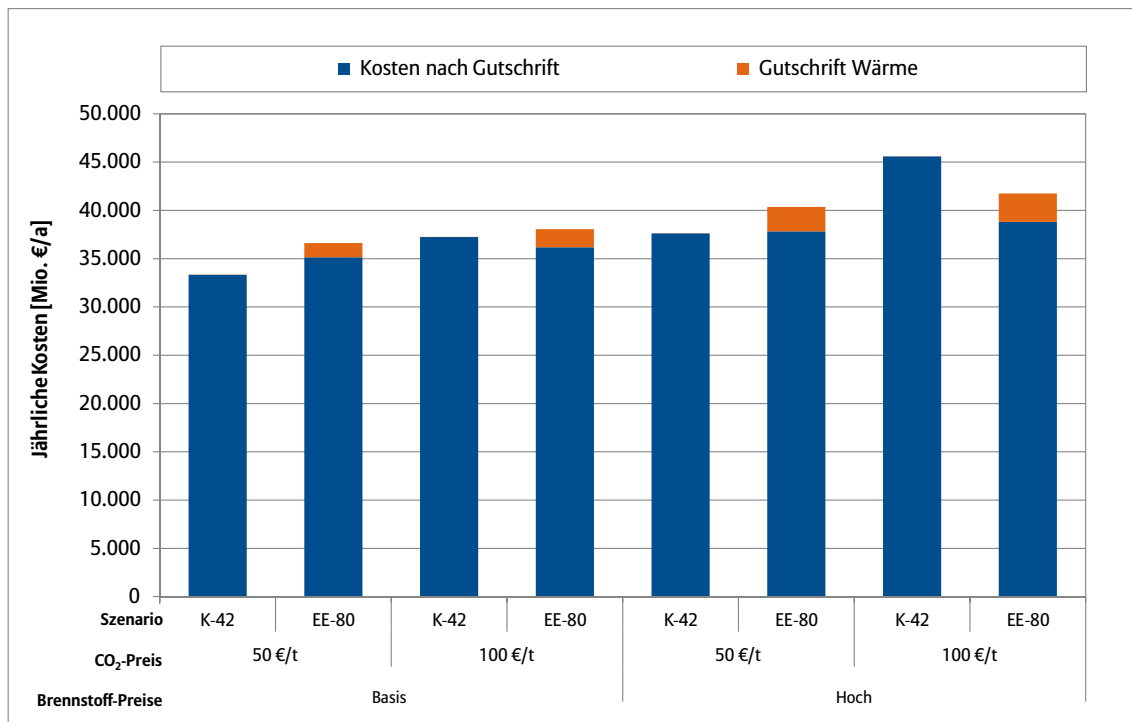
Der Netzaus- und -umbau wurde nicht näher betrachtet. Die Kosten für den Ausbau des Übertragungsnetzes liegen laut Netzentwicklungsplan in etwa eine Größenordnung, d.h. einen Faktor 10, unter den Kosten der Stromerzeugungsanlagen und können daher in erster Näherung vernachlässigt werden (NEP 2013). Ob dieser Ausbau so tatsächlich erforderlich ist, ist zudem umstritten (Jarass 2013). Es wird aber vorausgesetzt, dass der Netzausbau, wo tatsächlich notwendig, auch umgesetzt wird.

2.6 Sensitivitätsanalysen zu den Gesamtkosten der Stromerzeugung

2.6.1 Rolle der Wärmegutschrift

Abbildung 16 weist die Wärmegutschrift in einigen der in Abbildung 13 gezeigten Szenarien explizit aus. Dabei zeigt sich, dass die Wärmegutschrift gegenüber den Gesamtkosten des Systems maximal eine Größenordnung von 10% erreicht. Sie ist aber in den Brennstoff-/ CO₂-Preisszenarien (2) „Basis/Hoch“ und (3) „Hoch/Basis“ ausschlaggebend für die Reihenfolge der Szenarien hinsichtlich der Gesamtkosten.

Abbildung 16: Auswirkung der Wärmegutschrift auf die Gesamtkosten der Stromversorgung.



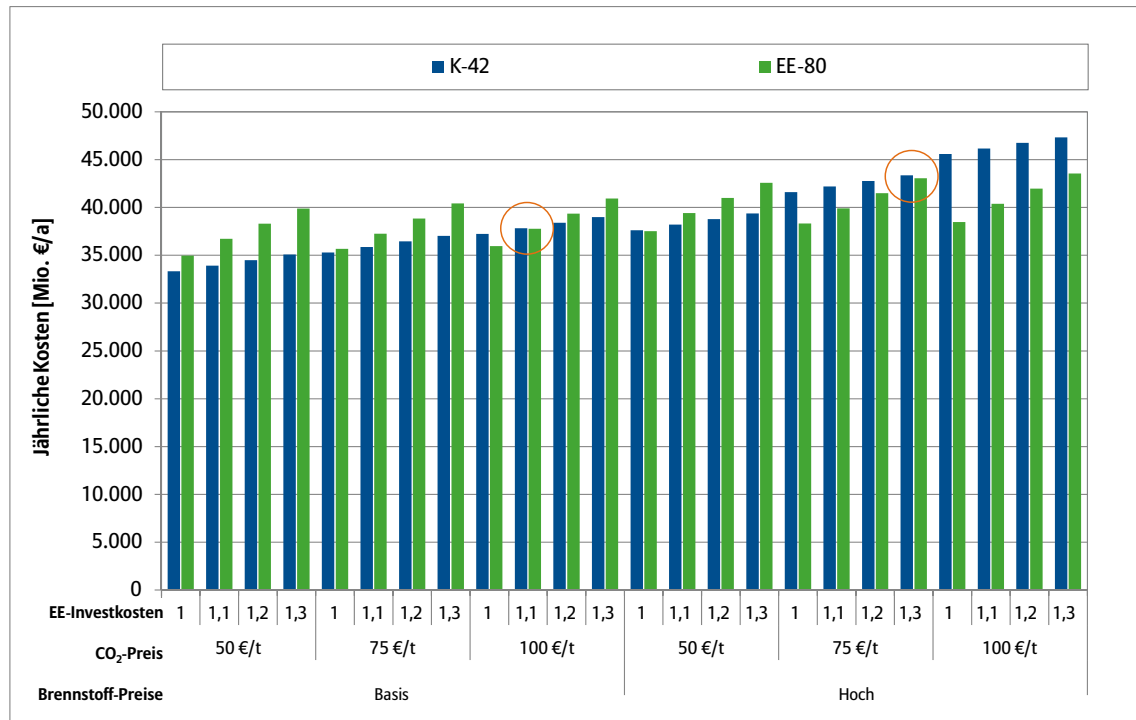
2.6.2 Rolle der optimistischen Annahmen für die Kostenentwicklung bei erneuerbaren Energien

Für die bisherigen Rechnungen wurden optimistische Annahmen hinsichtlich der künftigen Investitionskosten von EE-Anlagen zugrunde gelegt. Abbildung 17 zeigt die Auswirkungen auf einige der in Abbildung 13 dargestellten Fälle, wenn die Investitionskosten für EE-Anlagen um 10, 20 bzw. 30% über den bisher angenommenen Werten liegen.

Für das Preisszenario „Basis / Basis“ steigen die Kosten der Stromversorgung im K-42-Szenario um 6% und im EE-80-Szenario um 14%, wenn die Investitionskosten für EE-Anlagen um 30% höher liegen (linker 4er-Block in Abbildung 13).

Der „Kipp-Punkt“ von K-42 und EE-80 verschiebt sich im „Basis“-Brennstoffpreis-Szenario bei 110% EE-Investitionskosten von 75 auf 100 Euro je Tonne CO₂, im „Hoch“-Preisszenario mit 130% EE-Investitionskosten von 50 auf 75 €/t (orange-farbene Kreise in Abbildung 17).

Abbildung 17: Gesamtkosten der Stromversorgung für verschiedene Preisszenarien und um 10, 20 bzw. 30% höhere Investitionskosten für EE-Anlagen. Die orangefarbenen Kreise zeigen exemplarisch zwei neue Kipp-Punkte zwischen K-42 und EE-80-Szenario (vgl. Text).



2.6.3 Die Rolle von Kurzzeit-Stromspeichern

Überschuss-Strom könnte neben der Nutzung im Wärmesektor auch über Stromspeicher nutzbar gemacht werden. Als weitere Sensitivitätsanalyse wurde deshalb untersucht, ob die Kosten des EE-80-Szenarios durch Hinzufügen von Kurzzeit-Stromspeichern reduziert werden können, die zur Optimierung des Systems im Stundenbereich beitragen können.⁵ Dazu werden Stromspeicher mit einer Ladeleistung von in Summe 5 GW, einem Speichereinhalt von 50 GWh und einem Wirkungsgrad von 80% angenommen. Diese Speicher können also, wenn voll aufgeladen, über 10 Stunden Strom liefern. Als Investitionskosten werden einmal 1.000 €/kW und zum Vergleich 3.000 €/kW angesetzt (VDE 2012, eigene Abschätzungen).

Da durch den Speicher vorher ungenutzte bzw. zur Wärmeerzeugung genutzte elektrische Energie jetzt für die Stromversorgung zur Verfügung steht, können die installierten Leistungen von Windenergie und Photovoltaik ein Stück reduziert werden. Dadurch werden Kosten eingespart, denen aber die Kosten für den Speicher gegenüber stehen. Konkret wird in diesem Fall die installierte Leistung für Windenergie offshore von 25 GW auf 22,5 GW im Kostenoptimum reduziert.

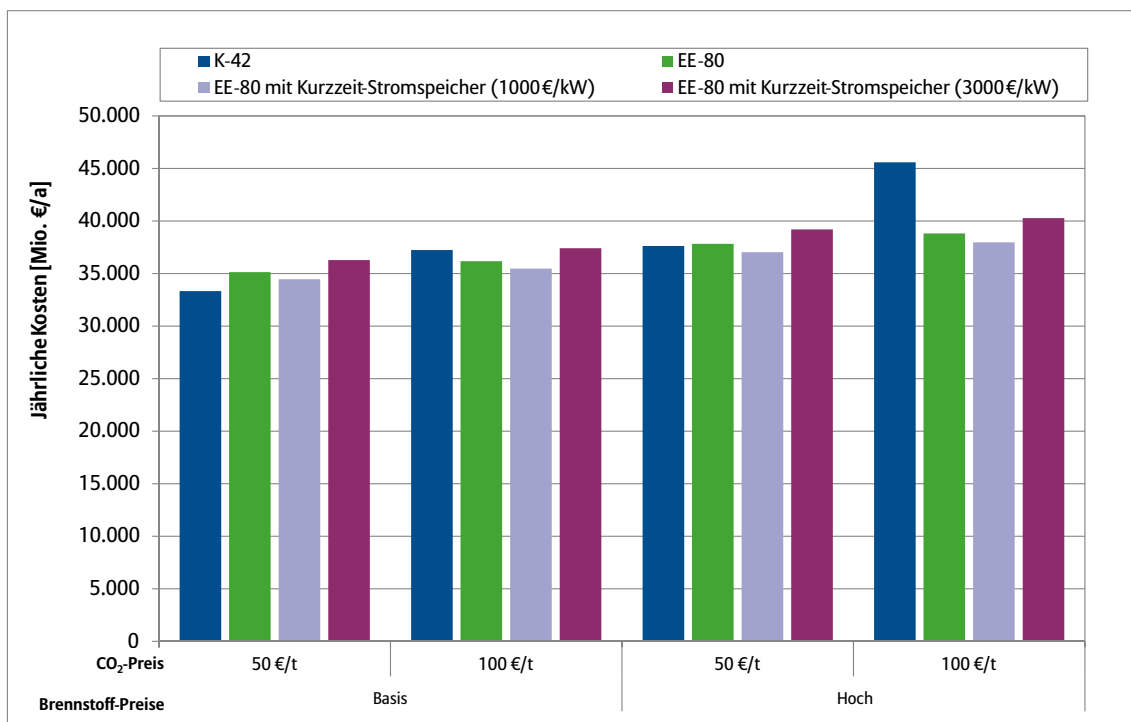
⁵Die Langzeitspeicherung von Strom wird erforderlich, wenn EE-Anteile deutlich über 80% angestrebt werden. Frühere Rechnungen des arrhenius Instituts haben gezeigt, dass eine solche Langzeitspeicherung die Kosten des Systems deutlich erhöht (Groscurth und Bode 2011, 2013). Sie könnte dennoch auch in Betracht gezogen werden, um die Versorgungssicherheit zu verbessern (siehe z.B. Bode et al. 2011), was aber nicht Gegenstand dieser Untersuchung ist.

Für die Wärmeversorgung steht nur noch derjenige Strom zur Verfügung, der nicht für die Rückverstromung gespeichert wird.

Abbildung 18 zeigt, dass der beschriebene Speicher die Kosten der Stromversorgung um rund 2% reduziert, wenn er für 1.000 €/kW realisiert werden kann und um 3-4% erhöht, wenn er 3.000 €/kW kostet.

Die Unterschiede resultieren zum Teil aus der je nach Preisszenario unterschiedlichen Gutschrift für die Wärmenutzung. Etwa zwei Drittel der Kostendifferenz gehen auf die Kosten des Speichers zurück, das restliche Drittel ist auf die veränderte Wärmenutzung und die somit kleinere Wärmegutschrift zurückzuführen.

Abbildung 18: Gesamtkosten der Stromerzeugung für die Szenarien K-42 und EE-80 im Vergleich zu EE 80 mit Kurzzeit-Stromspeichern.



2.6.4 Die Rolle der Stromnachfrage

Abbildung 19 zeigt die Veränderungen der Gesamtkosten der Stromversorgung, wenn der Strombedarf 500 TWh pro Jahr beträgt anstelle der bislang angenommenen 400 TWh.

Ein solch höherer Strombedarf kann entstehen, wenn die Fortschritte bei der Energieeffizienz sich nicht wie angestrebt und hier angenommen einstellen oder wenn neue Nutzungsformen für elektrische Energie hinzukommen wie etwa die Elektromobilität.

Bei einer um 25% höheren Stromnachfrage müssen die installierten Leistungen der EE-Anlagen erhöht werden, um wieder auf einen EE-Anteil von 80% zu gelangen. In der Folge werden für die kostenminimale Zusammensetzung des EE-Kraftwerksparks

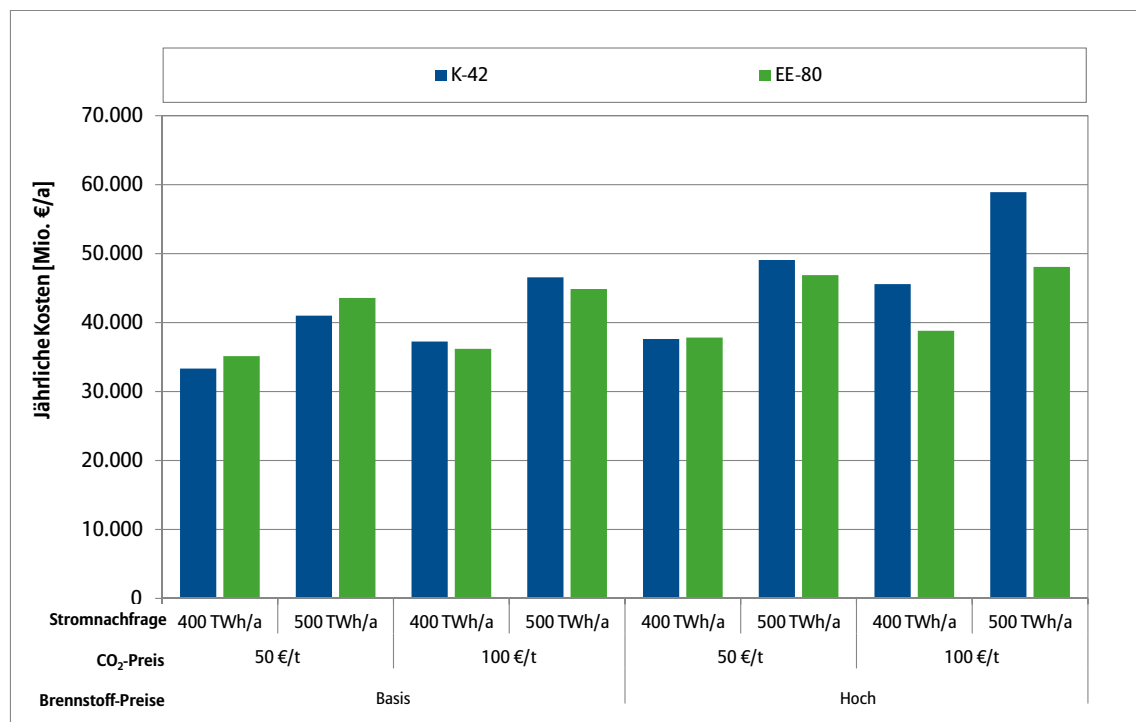
- 80 GW Windkraft onshore,
- 32,5 GW Windkraft offshore und
- 65 GW Photovoltaik

benötigt. Hinzu kommen wie bisher die exogen gedeckelten Kapazitäten der Bioenergie (7,5 GW) und der Wasserkraft (5 GW). Die Gesamtkosten der Stromversorgung steigen dann um etwas mehr als 20%. Diese unterproportionale Steigerung geht darauf zurück, dass der Überschusseffekt durch die höhere Stromnachfrage erst später einsetzt.

Die relativen Kostenunterschiede zwischen konventionellem und EE-Szenario ändern sich jedoch in den meisten Fällen nicht. Allerdings ist die Bezeichnung K-42 eigentlich nicht mehr korrekt, denn durch die konstant gehaltene installierte Leistung von EE-Anlagen geht der EE-Anteil im konventionellen Szenario auf 34% zurück.

Eine Ausnahme bildet das Preisszenario (3) mit hohen Brennstoffpreisen und einem CO₂-Preis von 50 €/t. Durch die weiter bestehende Deckelung der „kostengünstigen“ Braunkohlekraftwerke auf 20 GW steigen die Kosten des K-Szenarios bei erhöhter Stromnachfrage überproportional an.

Abbildung 19: Gesamtkosten der Stromerzeugung für die Szenarien K-42 und EE-80 bei einem Strombedarf von 400 TWh/a und 500 TWh/a.





3

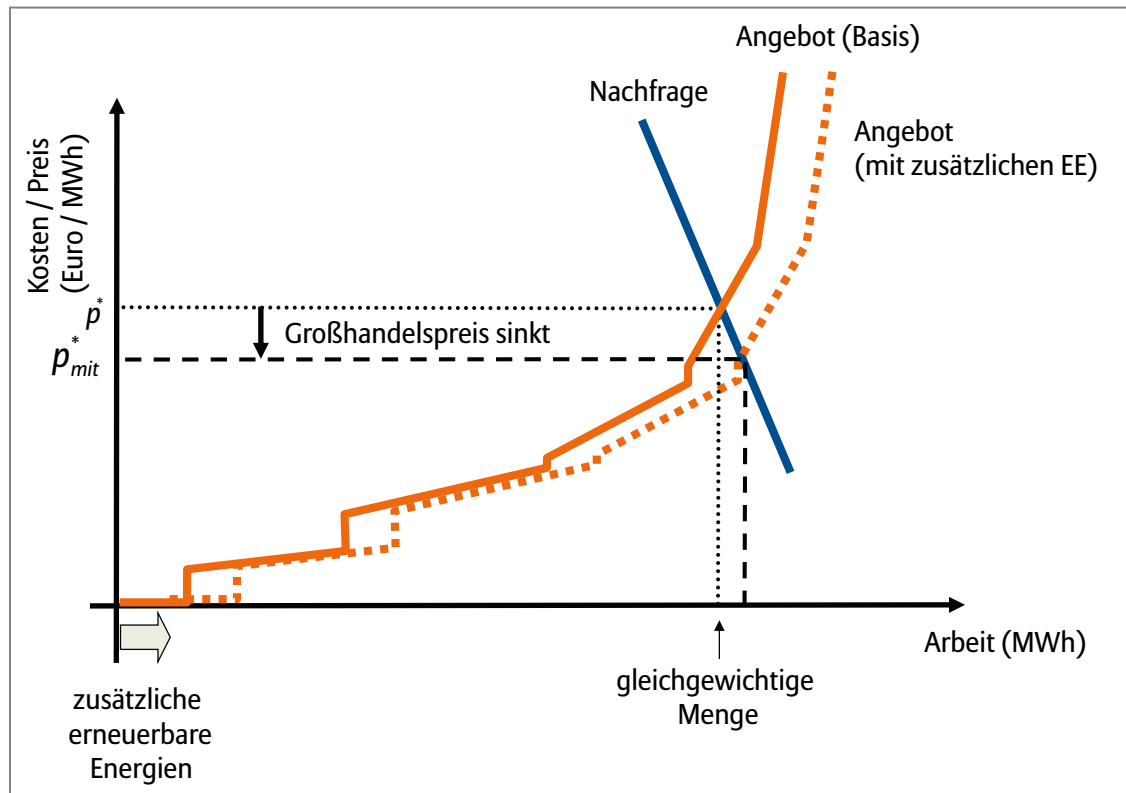
Der Strommarkt und das „Missing money“ Problem

3 Der Strommarkt und das „Missing money“ Problem

3.1 Exkurs: Die Wirkung erneuerbarer Energien am Strommarkt

In Kap. 2.3.3 wurde beschrieben, warum es für die Betreiber von Kraftwerken sinnvoll ist, ihre Kraftwerksleistung auf der Grundlage der Grenzkosten der Stromerzeugung an der Börse anzubieten. Dabei werden nur die Kosten berücksichtigt, die anfallen, um die Erzeugung um z.B. eine Megawattstunde zu erhöhen. Die Investitionskosten bleiben dabei unberücksichtigt. An der Börse werden, vereinfacht gesprochen, die Angebote der Höhe nach sortiert. Im Schnittpunkt von Angebots- und Nachfragekurve bildet sich der gleichgewichtige Preis, den alle Anbieter, die einen Zuschlag erhalten, als Erlöse für ihre Stromproduktion bekommen – und zwar unabhängig von ihren Grenzkosten und ihren Stromgestehungskosten. Durch den Ausbau der erneuerbaren Energien kommt es auf dem Strommarkt zu einer Minderung des gleichgewichtigen Preises (vgl. Abbildung 20, zur ausführlicheren Beschreibung siehe auch Bode und Groscurth 2008). Die Grenzkosten von Windkraft- und PV-Anlagen sind dabei sehr gering: Wenn der Wind weht und die Sonne scheint, kostet die Produktion einer weiteren Megawattstunde in einer bereits bestehenden Anlage nicht mehr viel. Unabhängig davon sind die Vollkosten der Stromerzeugung (also die Summe aus variablen und fixen Kosten) deutlich höher als die Grenzkosten. Es können daher für alle Anlagentypen Erlöse fehlen, die den Anreiz nehmen, in neue Anlagen zu investieren, das sogenannte „Missing money“ Problem. Dieses Phänomen wird im Weiteren für die oben beschriebenen Szenarien quantifiziert.

Abbildung 20: Preisbildung auf dem Strommarkt in einer Stunde (Merit-Order, schematische Darstellung).



3.2 Modellierung zur Bestimmung der Erlöse aus dem Stromverkauf an einer Börse

In Ergänzung der in Kap. 2.4 beschriebenen Modellierung wird zur Bestimmung der Erlöse an der Strombörse folgendermaßen vorgegangen:

- Es wird ermittelt, welche Erlöse mit dem nach dem oben beschriebenen Verfahren bestimmten Kraftwerkspark an einer ausschließlich auf Energiemengen basierten Strombörse (auch „Energy-only Markt“ genannt) verbunden sind. Dazu wird die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke ermittelt, die wie eben beschrieben nicht auf den gesamten Stromgestehungskosten beruht, die für die Bestimmung der installierten Kapazitäten zugrunde gelegt wurden, sondern lediglich auf den Grenzkosten. Diese setzen sich in erster Linie aus den Brennstoffkosten und den CO₂-Kosten zusammen.
- Für jede Stunde des Jahres wird ermittelt, welches Kraftwerk das Grenzkraftwerk ist, also das teuerste Kraftwerk, das benötigt wird, um die Nachfrage zu decken. Die Grenzkosten dieses Kraftwerks bestimmen den Börsenpreis, den dann alle in der Stunde aktiven Kraftwerke für den von ihnen erzeugten Strom erhalten.
- Das Produkt aus Strommenge und Börsenpreis gibt die Erlöse aus dem Stromverkauf in dieser Stunde an. Wenn mehr Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt werden kann als nachgefragt wird, dann fällt der Börsenpreis bis auf null und es werden keine Erlöse erzielt. Negative Strompreise werden in der Modellierung nicht zugelassen. Es wird vielmehr unterstellt, dass der „überschüssige“ Strom im Wärmesektor genutzt werden kann oder die EE-Anlagen abgeregelt werden.
- Im Gegensatz zur Kostenbetrachtung erfolgt bei der Analyse der Erlöse an der Strombörse keine Gutschrift, wenn mehr Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt werden kann als für konventionelle Zwecke nachgefragt wird und der überschüssige Strom dann für Wärmezwecke genutzt wird. Ein Geschäftsmodell für diese Nutzung besteht grundsätzlich nur dann, wenn dieser Strom umsonst oder nahezu umsonst bezogen werden kann. Dadurch entsteht zwar ein wirtschaftlicher Nutzen im Wärmesektor, der durch die Gutschrift bei der Kostenbetrachtung berücksichtigt wurde, aber es werden keine zusätzlichen Erlöse für die Stromverkäufer generiert. Dadurch entsteht eine grundsätzliche Problematik, wie ein Geschäftsmodell aussehen könnte, das die Nutzung im Wärmesektor wirtschaftlich attraktiv für entsprechende Anbieter macht. Diese Frage konnte aber im Rahmen dieser Studie nicht adressiert werden.

3.3 Modellergebnisse zum „Missing money“ Problem

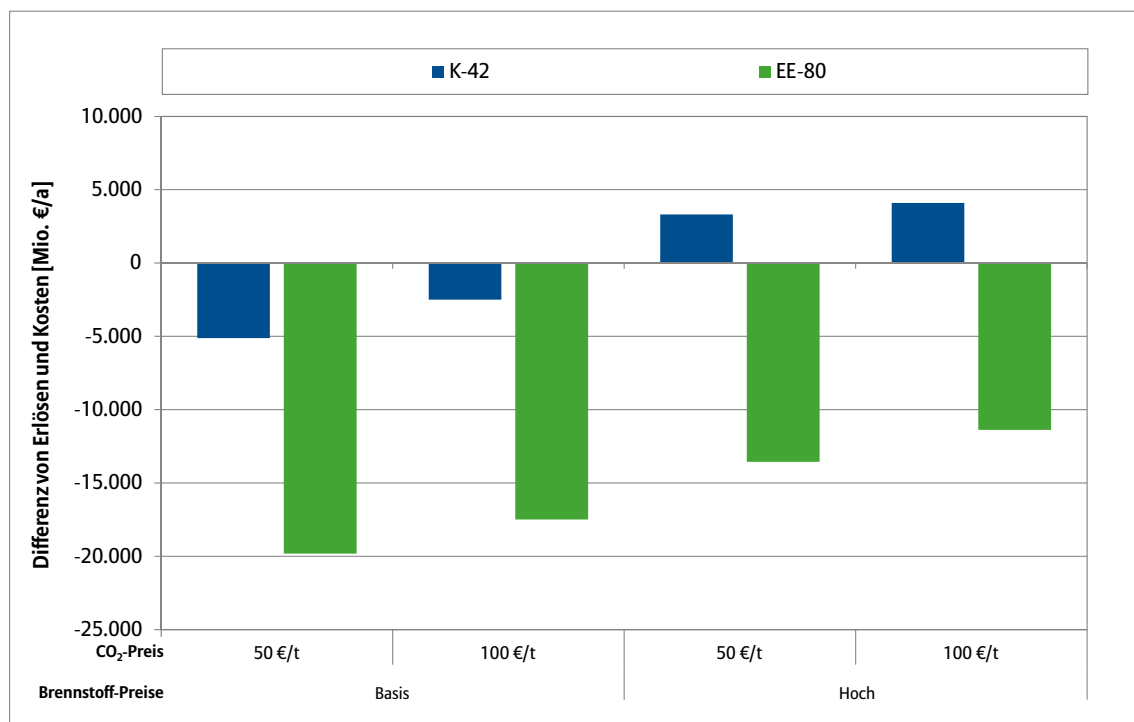
Abbildung 21 zeigt die Differenz von Erlösen aus dem Stromverkauf und den Stromgestehungskosten (= „Missing money“) zunächst aggregiert für die beiden Szenarien K-42 und EE 80 auf der Basis der vier Preisszenarien aus Tabelle 3.

Dabei fällt auf, dass die Erlöse nur im konventionellen Szenario (K-42) bei hohen Brennstoffpreisen die Kosten übersteigen und somit insgesamt ausreichend Geld im System vorhanden ist. In allen anderen Fällen sind die Kosten höher als die Erlöse.

Weiter ist zu sehen, dass die fehlende Summe für das EE-80-Szenario erheblich größer ist als für das K-42-Szenario. Während im K-42-Szenario („Basis/Basis“) das Defizit rund 15% beträgt, liegt es für das EE-Szenario im selben Fall weit über 50%. Dies war zu erwarten, weil aufgrund des „Merit order“ Effektes der Börsenpreis für Strom mit steigendem EE-Anteil sinkt. Mit steigenden Brennstoff- und CO₂-Preisen wird das Defizit geringer, da die Strompreise und somit auch die Erlöse für viele Anlagen höher werden.

In beiden Szenarien sind entsprechend zusätzliche Mechanismen über den „Energy-only“ Markt hinaus notwendig, mit denen Anreize für Investitionen in neue Erzeugungsanlagen geschaffen werden können.

Abbildung 21: „Missing money“ (= Differenz von Erlösen und Kosten)
aggregiert für die Szenarien K-42 und EE-80 bei verschiedenen Preisannahmen.



Es stellt sich die Frage, ob das „Missing money“ Problem für alle Technologien auftritt oder ob es hier Ausnahmen gibt. Um dies zu beantworten, werden die Differenzen von Erlösen und Kosten nach Technologien ausgewiesen. Zur Verbesserung der Lesbarkeit ist dies für das Szenario K-42 in Abbildung 22 und für das Szenario EE-80 in Abbildung 23 dargestellt.

Es sei nochmal darauf hingewiesen, dass Steinkohlekraftwerke im Rahmen der hier betrachteten Szenarien für Brennstoff- und CO₂-Preise wirtschaftlich ungünstiger dastehen als Braunkohle- und Gaskraftwerke. Deshalb wurden sie vom Modell nicht ausgewählt und tauchen dementsprechend in den Ergebnisgrafiken nicht auf.

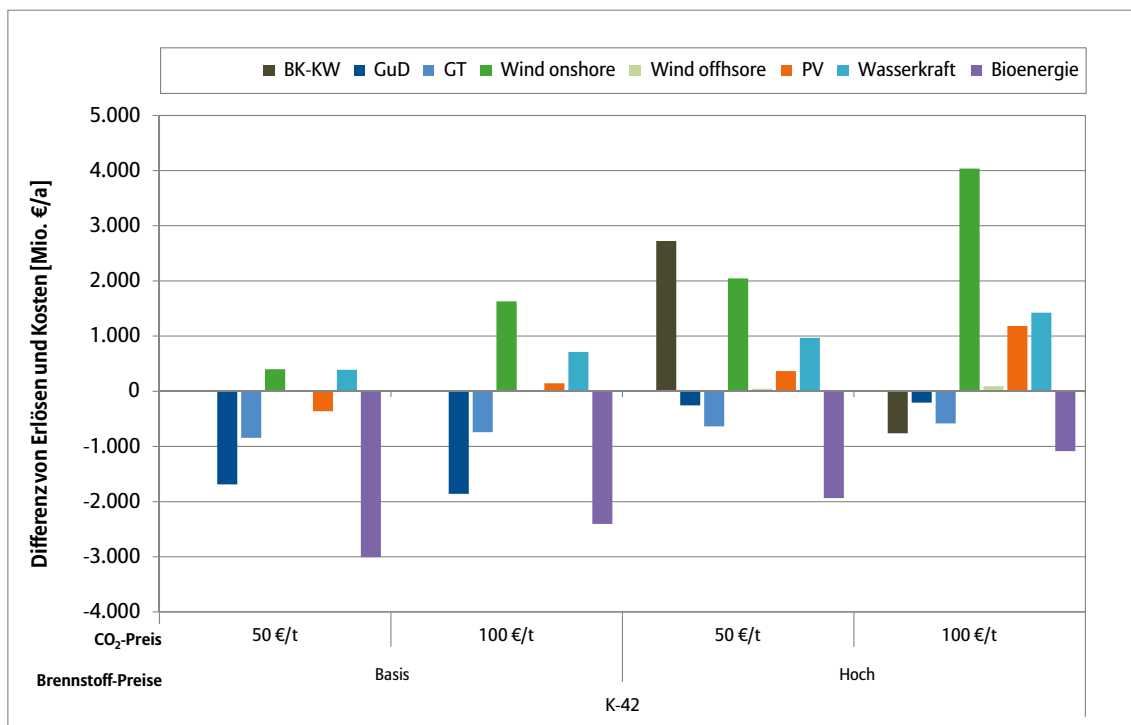
Im Szenario K-42 (Abbildung 22) sind die GuD-Anlagen und die Gasturbinen immer im Minus, auch wenn die fehlende Summe mit steigenden Brennstoff- und CO₂-Preisen kleiner wird. Die Braunkohlekraftwerke, die nur bei hohen Brennstoffpreisen zum Einsatz kommen, können Deckungsbeiträge erwirtschaften, wenn der CO₂-Preis bei 50 €/t liegt. Steigt er auf 100 €/t, dann sind keine ausreichenden Deckungsbeiträge mehr zu erwarten.

Windkraftanlagen an Land und Wasserkraftwerke erzielen erhebliche Deckungsbeiträge, die mit steigenden Brennstoff- und CO₂-Preisen anwachsen. Für Windkraftanlagen offshore gilt ein ähnlicher Befund, aber auf deutlich niedrigerem Niveau. PV-Anlagen sind im Preisszenario „Basis/Basis“ noch im Minus, in allen anderen Szenarien aber im Plus. Die Kosten von Biomasse-Anlagen sind stets höher als deren Erlöse, auch wenn die Differenz mit steigenden Brennstoff- und CO₂-Preisen abnimmt.

Die positiven Deckungsbeiträge für EE-Anlagen entstehen dann, wenn diese noch nicht so stark ausgebaut wurden (K-42 Szenario), dass sie den Börsenpreis in einer großen Zahl von Stunden auf null drücken. Wenn aber z.B. 90% des Stroms aus erneuerbaren Energien stammt, dann bestimmen die Grenzkosten der verbleibenden konventionellen Kraftwerke den Börsenpreis, der dann auch für die 90% an Strom aus EE-Anlagen bezahlt wird. Bei einem weiter steigenden Ausbau (EE-80) tritt dann immer häufiger der Fall ein, dass gerade bei hoher Verfügbarkeit der EE-Anlagen der Strompreis auf null fällt und diese zwar den gesamten Strom liefern, dafür aber keine Erlöse an der Börse erzielen können.

Generell gilt, dass die erneuerbaren Energien mit Ausnahme der Bioenergie im K Szenario vergleichsweise gute Erlöse aus dem Stromverkauf an der Börse generieren und damit ihre Investition refinanzieren können, während die konventionellen Kraftwerke in den meisten Fällen keine ausreichenden Deckungsbeiträge erwirtschaften.

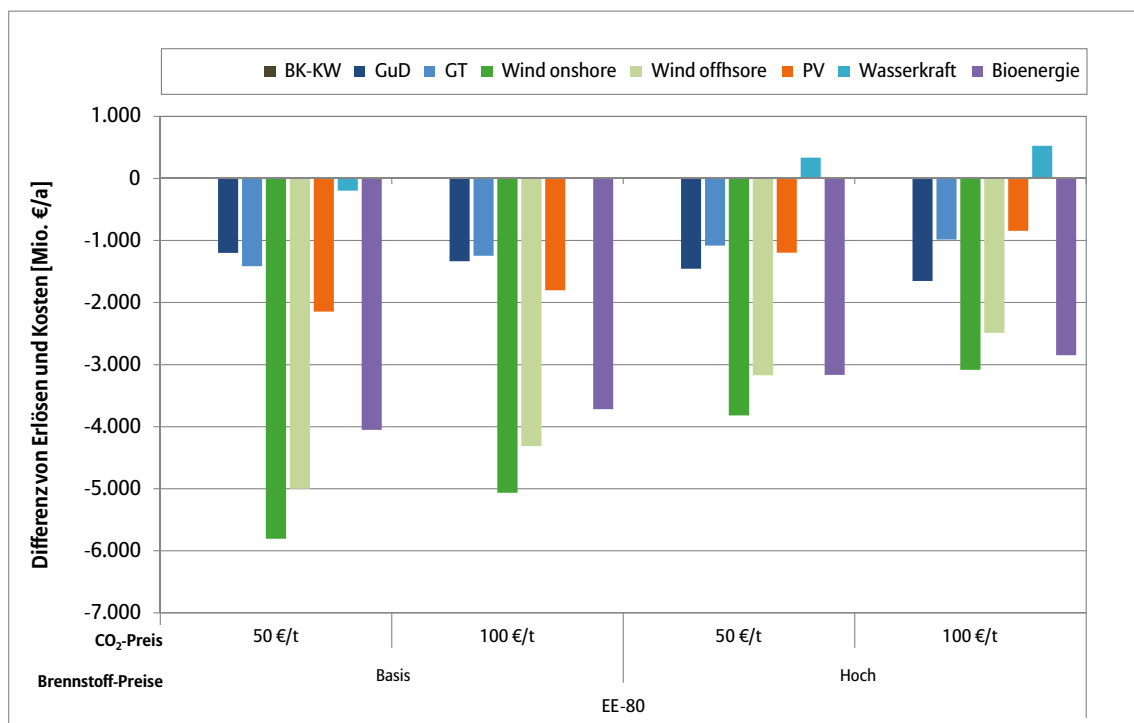
Abbildung 22: „Missing money“ (= Differenz von Erlösen und Kosten) nach Technologien für das Szenario K-42 bei verschiedenen Preisannahmen.



Im Szenario EE-80 (Abbildung 23) sind mit Ausnahme der Wasserkraft bei hohen Brennstoffpreisen alle Technologien im Minus, d.h. ihre Stromgestehungskosten sind höher als ihre Erlöse aus dem Stromverkauf an der Börse. Sie können somit keine ausreichenden Deckungsbeiträge auf die Fixkosten erwirtschaften. Die großen Unterschiede bei den fluktuierenden erneuerbaren Energien lassen sich auf die unterschiedlichen von ihnen beigesteuerten Strommengen zurückführen. Die Windenergie an Land produziert beispielsweise dreimal so viel Strom wie die Photovoltaik.

Der beschriebene Befund tritt – wenn auch in etwas abgemilderter Form – auch bei hohen Brennstoff- und CO₂-Preisen auf. Der Grund liegt darin, dass sich diese hohen Preise nur auf die Grenzkosten der konventionellen Anlagen auswirken. Wenn diese den Preis setzen, führen höhere Preise auch zu höheren Erlösen, von denen aber vor allem die erneuerbaren Energien profitieren, da für die konventionellen Anlagen noch die höheren Kosten für Brennstoff und CO₂-Emissionsrechte abzuziehen sind. In rund der Hälfte der Stunden eines Jahres, in denen der Strompreis auf null fällt, ist dieser damit auch unabhängig von den Brennstoff- und CO₂-Preisen.

Abbildung 23: „Missing money“ (= Differenz von Erlösen und Kosten)
nach Technologien für das Szenario EE-80 bei verschiedenen Preisannahmen.



Dieser Befund zeigt erneut, dass zusätzliche Erlösströme außerhalb des Energy-only Marktes geschaffen werden müssen, um Investitionsanreize für neue Anlagen zur Stromerzeugung zu generieren (siehe hierzu auch Bode und Groscurth 2008, Kopp et al 2012). Dabei bieten sich grundsätzlich verschiedene Instrumente an wie z.B.

- Prämien für Strom aus erneuerbaren Energien,
- Quotenmodelle,
- Ausschreibungen / Auktionen sowie
- Kapazitätsmechanismen.

Darüber hinaus gibt es auch mögliche Weiterentwicklungen des EEG (Schütz & Klusmann 2011, Agora 2013).

Anhänge





Anhänge

Abkürzungen und Glossar

€	Euro
€/MWh	Euro je Megawatt-Stunde 1 €/MWh = 1/10 ct/kWh
a	Jahr
ct	Euro-Cent
ct/kWh	Euro-Cent je Kilowatt-Stunde
EE	Erneuerbare Energie(n)
EE-Anlage	Anlage zur Nutzung von erneuerbaren Energien (hier: zur Stromerzeugung)
EE-Anteil	Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
GuD	Gas- und Dampfturbinen(-Kraftwerk)
GW	Gigawatt = 1.000 MW
GWh	Gigawatt-Stunde = 1.000 MWh
h	Stunde
KW	Kraftwerk(e)
kW	Kilowatt = 1.000 Watt
kWh	Kilowatt-Stunde = 1.000 Wattstunden
M€	Millionen €
MW	Megawatt = 1.000 kW
MWh	Megawatt-Stunde = 1.000 kWh
PV	Photovoltaik
Power-to-gas	Gewinnung von Wasserstoff und/oder Methan mit Hilfe von Strom aus erneuerbaren Energien, der anderweitig nicht direkt genutzt werden kann
Power-to-heat	Einsatz von Strom aus erneuerbaren Energien, der anderweitig nicht direkt genutzt werden kann, zur Bereitstellung von Wärme
Residuallast	Last (=Stromnachfrage) minus Stromerzeugung aus dargebots-abhängigen Energiequellen
Restlast	= Residuallast
TWh	Terawatt-Stunde = 1 Million MWh
VLS	Volllaststunden
W	Watt (elektrische Leistung)
Wh	Watt-Stunden (physikalische Arbeit)

Größenordnungen

c	Centi = 10^{-2}
k	Kilo = 10^3
M	Mega = 10^6
G	Giga = 10^9
T	Tera = 10^{12}



Referenzen

- Agora 2013:** Die Zukunft des EEG – Evolution oder Systemwechsel? Impulse, Agora Energiewende, Berlin Februar 2013.
- Blesl, Wissel, Fahl 2013:** Stromerzeugung 2030 – mit welchen Kosten ist zu rechnen? In : Energiewirtschaftliche Tagesfragen 62 (2012), Heft 10, S. 20-26.
- Bode 2013:** Die EEG-Umlage: Ein sinnvoller Indikator für die Kosten der Energiewende, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 63 (2013), Heft 11, S. 41 – 44.
- Bode 2013a:** Grenzkosten der Energiewende: Teil 1 Eine Neubewertung der Stromgestehungskosten von Windkraft- und Photovoltaikanlagen im Kontext der Energiewende, arrhenius Discussion Paper 10, Hamburg, März 2013.
- Bode 2010:** Erneuerbare Energien im Strommarkt – heute und morgen, in: Wirtschaftsdienst – Zeitschrift für Wirtschaftspolitik, 90, 10, S. 643-647.
- Bode und Dietrich 2011:** Nationale strategische Stromreserve oder: Welchen Beitrag kann und soll der Import von Strom zur Versorgungssicherheit leisten? In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 61 (2011), Heft 3, S. 30-33.
- Bode und Groscurth 2008:** Anreize für Investitionen in Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 58 (2008), Heft 7, S. 62 ff.
- Bundestag 2011:** Stenografischer Bericht, 114. Sitzung, , Plenarprotokoll 17/114, Deutscher Bundestag Berlin, Donnerstag, den 9. Juni 2011.
- BWE 2012:** Abschätzung der Bedeutung des Einspeisemanagements nach § 11 EEG und § 13 Abs. 2 EnWG, Bundesverband Windenergie e.V. , August 2012.
- CDU, CSU, SPD:** Deutschlands Zukunft gestalten – Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD, 18. Legislaturperiode, Berlin, November 2013.
- Groscurth und Bode 2013:** „Power-to-heat“ oder „Power-to-gas“? arrhenius Discussion Paper 9, Hamburg, Februar 2013.
- Groscurth und Bode 2011:** Machbarkeitsstudie Eigenversorgung der Deutschen Bahn mit Strom aus erneuerbaren Energiequellen, Studie im Auftrag von Greenpeace Deutschland, Hamburg, November 2011.
- IPCC 2013: Climate Change 2013:** The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, Cambridge University Press, Cambridge, UK and New York, NY, USA, in press.
- ISE 2013:** Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien, Fraunhofer Institut für Solare Energiesystem (ISE), Freiburg, November 2013.
- ISI 2014:** Markthochlaufszszenarien für Elektrofahrzeuge Langfassung, Studie im Auftrag der acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften und der Arbeitsgruppe 7 der Nationalen Plattform Elektromobilität (NPE), Korrigierte Fassung vom 20. Januar 2014.
- IWES 2013:** Energiewirtschaftliche Bedeutung der Offshore-Windenergien für die Energiewende, Kurzfassung, Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Kassel, November 2013.
- Jarass 2013:** Stromnetzausbau für erneuerbare Energien erforderlich oder für unnötige Kohlestromeinspeisung? In: Zeitschrift des Instituts für Energie- und Wettbewerbsrecht in der Kommunalen Wirtschaft e.V. – EWeRK, Ausgabe 6/2013, S. 320-325.
- Kopp et al. 2012:** Können sich erneuerbare Energien langfristig auf wettbewerblich organisierten Strommärkten finanzieren? In: Zeitschrift für Energiewirtschaft, 36: S. 243 – 255, DOI 10.1007/s12398-012-0088-y.
- Kopp et al. 2013b:** Wege in ein wettbewerbliches Strommarktdesign für erneuerbare Energien, Mannheim 2013.
- LBD 2011:** Energiewirtschaftliche Erfordernisse zur Ausgestaltung des Marktdesigns für einen Kapazitätsmarkt Strom, Abschlussbericht für das Umweltministerium Baden-Württemberg, Berlin, Dezember 2011.
- NEP 2013:** Netzentwicklungsplan 2013.



Prognos 2013: „Entwicklung von Stromproduktionskosten“ – Die Rolle von Freiflächen-Solkraftwerken in der Energiewende, Expertise im Auftrag der BELECTRIC Solarkraftwerke GmbH, Berlin, Oktober 2013.
 Schütz und Klusmann 2011 (Hrsg.): Die Zukunft des Strommarktes Anregungen für den Weg zu 100 Prozent Erneuerbaren Energien, Ponte Verlag.
SRU 2011: Wege zu 100% erneuerbaren Stromversorgung, Sondergutachten, Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU), Berlin, Januar 2011.
VDE 2012: Energiespeicher für die Energiewende – Speicherbedarf und Auswirkungen auf das Übertragungsnetz für Szenarien bis 2050, Studie der energietechnischen Gesellschaft im VDE (ETG), Frankfurt, Juni 2012.

Verzeichnis der Tabellen

Tabelle 1: Entwicklung der EEG-Umlage auf den nicht-privilegierten Letztverbrauch in ct/kWh.	11
Tabelle 2: Typen von Stromerzeugungsanlagen sowie Annahmen zu deren installierter Leistung in den beiden betrachteten Szenarien.	16
Tabelle 3: Definition der Szenarien für Brennstoff- und CO ₂ -Preise.	19
Tabelle 4: Technische Daten für konventionelle Kraftwerke.	20
Tabelle 5: Grenzkosten konventioneller Kraftwerke in €/MWh in den verschiedenen Preisszenarien aus Tabelle 3.	22
Tabelle 6: Künftige Stromgestehungskosten für erneuerbare Energien.	23
Tabelle 7: Installierte Leistungen von EE-Technologien, die im K-Szenario und in den EE-Szenarien untersucht werden.	30



Verzeichnis der Abbildungen

Abbildung 1: Untersuchungsrahmen der Studie.	12
Abbildung 2: Entwicklung des Stromverbrauchs in ausgewählten Szenarien.	17
Abbildung 3: Stromgestehungskosten fossil befeuerter Kraftwerke in Abhängigkeit von den pro Jahr erreichbaren Volllaststunden.	21
Abbildung 4: Erreichte Stromgestehungskosten für Windenergieanlagen (WEA) nach Standort und Volllaststunden (VLS in h/a) im Jahr 2013.	22
Abbildung 5: Erwartete Entwicklung der Stromgestehungskosten für On- und Offshore-Windenergie sowie Photovoltaik bis zum Jahr 2050.	23
Abbildung 6: Einspeiseprofil bei unterschiedlichen installierten Leistungen von Windenergie onshore und Auftreten von nicht direkt nutzbarer elektrischer Energie.	24
Abbildung 7: Durchschnittliche Gesamtkosten (DGK) der direkt nutzbaren elektrischen Energie beim Ausbau der Windenergie onshore in Deutschland.	25
Abbildung 8: Überschuss an Strom erneuerbaren Energien zur möglichen Verwendung im Wärmesektor auf Basis einer Jahresdauerlinie der Residuallast (schematische Darstellung für eine mögliche Konfiguration des Stromsektors im Jahr 2050).	28
Abbildung 9: Kosten der verschiedenen Kombinationen von installierten Kapazitäten von EE-Anlagen im Vergleich zum K-Szenario für das Preisszenario „Basis / Basis“.	31
Abbildung 10: Kosten der verschiedenen Kombinationen von installierten Kapazitäten von EE-Anlagen im Vergleich zum K-Szenario für das Preisszenario „Basis / Hoch“.	32
Abbildung 11: Kosten der verschiedenen Kombinationen von installierten Kapazitäten von EE-Anlagen im Vergleich zum K-Szenario für das Preisszenario „Hoch / Basis“.	33
Abbildung 12: Kosten der verschiedenen Kombinationen von installierten Kapazitäten von EE-Anlagen im Vergleich zum K-Szenario für das Preisszenario „Hoch / Hoch“.	34
Abbildung 13: Absolute Kosten der Stromversorgung in den Szenarien K-42 und EE-80 bei verschiedenen Brennstoff- und CO ₂ -Preisen (unter Berücksichtigung einer Wärmegutschrift für nicht direkt nutzbaren Strom).	36
Abbildung 14: Jährliche Kosten der Stromerzeugung für das K-42- und das EE-80-Szenario in Abhängigkeit vom CO ₂ -Preis, jeweils für die Brennstoffpreis-Szenarien „Basis“ und „Hoch“.	37
Abbildung 15: Jährliche Kosten der Stromerzeugung für das K-42- und das EE-80-Szenario in Abhängigkeit vom Brennstoff-Preisniveau, jeweils für die CO ₂ -Preis-Szenarien „Basis“ und „Hoch“.	38
Abbildung 16: Auswirkung der Wärmegutschrift auf die Gesamtkosten der Stromversorgung.	40
Abbildung 17: Gesamtkosten der Stromversorgung für verschiedene Preisszenarien und um 10, 20 bzw. 30% höhere Investitionskosten für EE-Anlagen. Die orangefarbenen Kreise zeigen exemplarisch zwei neue Kipp-Punkte zwischen K-42 und EE-80-Szenario.	41
Abbildung 18: Gesamtkosten der Stromerzeugung für die Szenarien K-42 und EE-80 im Vergleich zu EE 80 mit Kurzzeit-Stromspeichern.	42
Abbildung 19: Gesamtkosten der Stromerzeugung für die Szenarien K-42 und EE-80 bei einem Strombedarf von 400 TWh/a und 500 TWh/a.	43
Abbildung 20: Preisbildung auf dem Strommarkt in einer Stunde (Merit-Order, schematische Darstellung).	45
Abbildung 21: „Missing money“ (= Differenz von Erlösen und Kosten) aggregiert für die Szenarien K-42 und EE-80 bei verschiedenen Preisannahmen.	47
Abbildung 22: „Missing money“ (= Differenz von Erlösen und Kosten) nach Technologien für das Szenario K-42 bei verschiedenen Preisannahmen.	48
Abbildung 23: „Missing money“ (= Differenz von Erlösen und Kosten) nach Technologien für das Szenario EE-80 bei verschiedenen Preisannahmen.	49



arrhenius Institut für Energie- und Klimapolitik
arrhenius consult gmbh

Am Waldpark 18
22589 Hamburg
Germany

+ 49 – 40 – 3708 4420
info@arrhenius.de
www.arrhenius.de