



Diskussionspapier

„Deutschland ohne Erneuerbare Energien?“

Stromkosten und Versorgungssicherheit ohne die Einspeisung
Erneuerbarer Energien in den Jahren 2011-2013

Marius Dillig, Jürgen Karl

Lehrstuhl für Energieverfahrenstechnik
Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg





FRIEDRICH-ALEXANDER
UNIVERSITÄT
ERLANGEN-NÜRNBERG
TECHNISCHE FAKULTÄT

Diskussionspapier

„Deutschland ohne Erneuerbare Energien?“

Stromkosten und Versorgungssicherheit ohne die Einspeisung
Erneuerbarer Energien in den Jahren 2011-2013

Marius Dillig, Jürgen Karl

Lehrstuhl für Energieverfahrenstechnik
Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg





Energiewirtschaftliche Schriften
des Lehrstuhls für Energieverfahrenstechnik der
Friedrich-Alexander-Universität Erlangen Nürnberg

Heft 1 - Dezember 2014

Nürnberg, Dezember 2014

© Copyright
Lehrstuhl für Energieverfahrenstechnik
Friedrich-Alexander-Universität Erlangen Nürnberg
Fürther Straße 244f
D-90429 Nürnberg
www.evt.cbi.fau.de

Vorwort

Das vorliegende Diskussionspapier entstand im Auftrag der Siemens AG im Herbst 2014 vor dem Hintergrund öffentlicher Diskussionen um stetig steigende Strompreise.

Medien, Politik und Unternehmen verwiesen als Ursache der steigenden Strompreise auf den massiven Zubau Erneuerbarer Energien in Folge des Erneuerbare Energien Gesetztes (EEG). Tatsächlich belastete die „EEG-Umlage“ deutsche „Letztverbraucher“ im Jahre 2013 mit 5,28 ct pro kWh und im Jahr 2014 sogar mit 6,24 ct pro kWh - mehr als 20% des Strompreises von Privathaushalten.

Gleichzeitig fielen die Handelspreise an der Leipziger Strombörse auf historische Tiefststände. Ein Überangebot an Erneuerbaren Energien - besonders aus Wind und Photovoltaik - sorgte für einen Preisverfall an den Strommärkten, der die Kosten der EEG-Umlage teilweise kompensierte.

Dass es andererseits auch ohne den massiven Zubau Erneuerbarer Energien zu erheblichen Preissteigerungen an den Strommärkten gekommen wäre, wird in der öffentlichen Diskussion derzeit nicht wahrgenommen.

Bereits Ende der 90er Jahre kam der Ausbau konventioneller Kraftwerke in Deutschland ins Stocken. Zwischen den Jahren 2002 und 2010 wurde in Deutschland kein einziges Kohlekraftwerk neu in Betrieb genommen. Gründe hierfür waren nicht die damals noch in den Kinderschuhen steckenden Erneuerbaren Energien, sondern die Folgen der Liberalisierung europäischer Strommärkte, die damals steigenden Erdgaspreise, politische Unsicherheiten um CO₂-Zertifikate und die geringe Akzeptanz großer Kraftwerksprojekte.

Nach der Katastrophe von Fukushima im März 2011 entschied sich die Bundesregierung für den Ausstieg aus der Kernenergie. Die Stilllegung von acht der siebzehn deutschen Kernkraftwerke hätte - ohne Erneuerbare Energien - zu Versorgungsengpässen und steigenden Strompreisen geführt.

Den für diesen Fall zu erwartenden Strompreisanstieg und die entstehende Versorgungslücke zu belegen und zu quantifizieren, war Ziel dieses Diskussionspapiers. Dass es erst zu Beginn des Jahres 2015 erscheinen kann, liegt an vielen intensiv geführten Diskussionen im Kollegenkreis - weniger zur Methodik und der auch für uns überraschende Höhe der rekonstruierten Preissteigerung - sondern hauptsächlich zur Frage, ob es ohne Erneuerbare Energien gleichermaßen zum Investitionsstau beim Neubau großer Kraftwerke gekommen wäre.



Für den Betrachtungszeitraum 2011 bis 2013 wäre dies unerheblich gewesen: der Neubau eines Großkraftwerks dauert bis zu 10 Jahre. Zur Frage, ob die Energiewirtschaft in den Jahren vor Fukushima ohne Erneuerbare mehr konventionelle Kraftwerke zugebaut hätte, widersprechen die Autoren aus den genannten Gründen der Sicht vieler Kollegen.

Im Gegenteil: Aus unserer Sicht ist es in erster Linie den Erneuerbaren Energien zu verdanken, dass der Liberalisierung der Strommärkte nach der „Kalifornischen Energiekrise“ in den USA nicht auch eine europäische Energiekrise folgte.

Wir danken der Siemens AG für die Beauftragung und allen beteiligten Kolleginnen und Kollegen für die intensive, teils kontrovers, immer aber konstruktiv geführte Diskussion unserer Ergebnisse. Unser herzlicher Dank gilt vor allem auch dem CSU-Arbeitskreis Energiewende (AKE) und seinem Vorsitzenden Herrn Dr. Siegfried Balleis und dem Landesgeschäftsführer des AKE Herrn Jörg Kunstmann für ihre Unterstützung bei der Veröffentlichung dieser Untersuchungen. Wir freuen uns sehr auf das weitere - nun auch öffentliche - Echo dieses „Diskussionspapiers“.

Vor allem wünschen wir uns - trotz der vielen teils noch ungelösten Probleme die sie ohne Zweifel mit sich bringt - eine korrigierte Wahrnehmung der bundesdeutschen Energiewende! Eine Wahrnehmung als das, was sie aus unserer Sicht tatsächlich ist: Ein beispiellos revolutionärer, gelungener Umbruch eines ganzen Wirtschaftszweiges hin zu einem nachhaltigeren Umgang mit den Ressourcen, dem Klima und der Zukunft unserer Kinder.

Nürnberg, im Januar 2015

Prof. Dr.-Ing. Jürgen Karl

Dipl.-Ing. Marius Dillig

Kurzfassung

In den Jahren 2010 bis 2013 stieg der Anteil der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien von ca. 17 auf 24%. Für diesen Anteil fallen gegenüber konventioneller Erzeugung wesentlich erhöhte Stromerzeugungskosten an, die über die EEG-Umlage auf die Endverbraucher umgelegt werden.

In der öffentlichen Diskussion wird bei der Wertung dieser Kosten allerdings vielfach nicht beachtet, dass der rasante Anstieg des Anteils Erneuerbarer Energien zu einem Überangebot an Strom und daher zu sinkenden Strompreisen insgesamt führte. Durch das Überangebot wurde der Trend der in den Jahren 2000 bis 2008 stark steigenden Strompreise an den Europäischen Strommärkten gebrochen.

Ziel dieses Diskussionspapiers ist es, auf Grundlage historischer Preisdaten des Spotmarktes der Leipziger Strombörse zu rekonstruieren, welche Preise sich an der Strombörse in den Jahren 2011 bis 2013 ohne die Einspeisung aus Wind und Photovoltaik eingestellt hätten.

Die Analyse zeigt, dass sich im „Day-Ahead“-Handel des Spotmarktes die Strompreise ohne Wind und Sonne beispielsweise für das Jahr 2013 aufgrund des erheblich geringeren Stromangebots im Mittel um 5,29 ct/kWh erhöht hätten. Den Kosten der EEG-Umlage von ca. 20,4 Mrd. Euro stehen also in 2013 Einsparungen für konventionell erzeugten Strom von ca. 31,6 Mrd. Euro gegenüber. Dies sparte für die deutschen Letztverbraucher 2013 insgesamt ca. 11,2 Mrd. Euro ein.

Über 269 Stunden des Jahres hätte die Nachfrage mit der maximal im Jahr 2013 angebotenen Leistung nicht gedeckt werden können. Dies bedeutet nicht automatisch, dass in diesen Situationen Großstörungen („Blackouts“) entstanden wären, da die Betrachtung Reservekraftwerke für Systemdienstleistungen („Regelreserve“) und mögliche zusätzliche Stromimporte nicht berücksichtigt. Ein stabiler Netzbetrieb war in diesen Situationen allerdings nur durch die Einspeisung Erneuerbarer Energien sicher gewährleistet.

Durch den massiven Ausbau Erneuerbarer Energien reduzierten sich also für die Letztverbraucher nicht nur die Gesamtkosten des Strombezugs. Erneuerbare Energien erhöhen vor dem Hintergrund reduzierter konventioneller und nuklearer Kraftwerkskapazitäten auch wesentlich die Versorgungssicherheit am bundesdeutschen Strommarkt.



Inhalt

Kurzfassung.....	5
Motivation und Zielsetzung des Diskussionspapiers.....	9
Stromhandel und „Merit-Order“	11
Verwendete Daten.....	13
Methodik der Auswertung	16
Ergebnisse und Diskussion	23
Fazit	29

Ausblick:

Künftige Preisentwicklung bei weiterem Ausbau Erneuerbarer Energien nach §3 EEG	31
--	----



Motivation und Zielsetzung des Diskussionspapiers

Die Diskussion Erneuerbarer Energien in Medien und Öffentlichkeit fokussiert derzeit stark auf die Kosten der EEG-Umlage für private und industrielle Endverbraucher („Letztverbraucher“). Tatsächlich stieg die EEG-Umlage seit 2010 von 2,05 ct/kWh auf geschätzte 6,24 ct/kWh für das Jahr 2014.

Nicht beachtet wird in der Öffentlichkeit vielfach die Tatsache, dass in Folge des hohen Angebots Erneuerbarer Energien die an der Leipziger Strombörse gebildeten Strompreise in den letzten Jahren deutlich gesunken sind. Dadurch wurde der Trend der in den Jahren 2000 bis 2008 stark steigenden Strompreise gebrochen (Abb. 1).

Der gesunkene Strompreis bewirkt zum einen, dass insbesondere die von der EEG-Umlage befreiten Industrieunternehmen von erheblichen Strompreissenkungen profitieren und zum anderen die EEG-Umlage - die ja den Mehrpreis Erneuerbarer Energien gegenüber den an der Börse gehandelten Preisen wiedergibt - zusätzlich stieg.

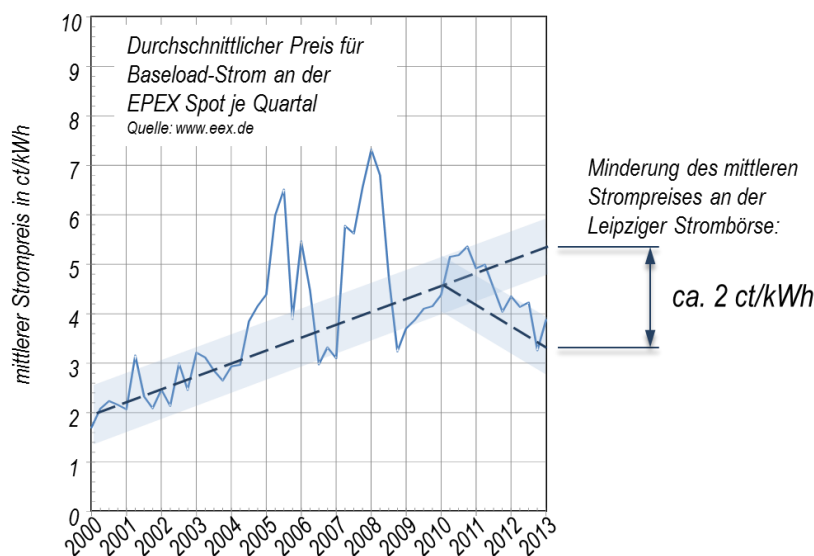


Abb. 1:
Referenzpreis für die EEG-Umlage
an der Leipziger Strombörse
Quelle: www.eex.com



Ziel dieser Arbeit ist es deshalb, aus den an der Strombörse öffentlich zugänglichen Daten zu ermitteln, wie sich der Strompreis in den Jahren 2011 bis 2013 ohne die Einspeisung Erneuerbarer Energien entwickelt hätte.

Verwendet wurden hierzu die an der Strombörse im sogenannten „Day-Ahead“-Handel des Spotmarktes gebildeten Angebots- und Nachfragekurven der dort gehandelten, mehrheitlich konventionellen Stromerzeugung.

Da sich darüber hinaus bereits seit den neunziger Jahren der Trend abzeichnete, dass in Folge der Liberalisierung kaum neue große Kraftwerke entstanden sind und in der Folge die Erzeugungskapazitäten konventioneller und nuklearer Kraftwerke stark reduziert wurden, soll zudem untersucht werden, inwieweit der Bedarf an elektrischer Energie im Betrachtungszeitraum ohne die Einspeisung aus Wind und Photovoltaik hätte gedeckt werden können.

Stromhandel und „Merit-Order“

Nahezu die Hälfte des in der Bundesrepublik Deutschland erzeugten Stroms wird von den Elektrizitätsunternehmen derzeit über den Spotmarkt der europäischen Strombörse EPEX Spot vermarktet.

Tatsächlich werden weitaus größere Strommengen darüber hinaus am Terminmarkt und über den sogenannten OTC-Handel („Over-the-counter“) direkt umgesetzt. Die insgesamt in Deutschland gehandelte Strommenge entspricht mehr als dem Zehnfachen der tatsächlichen Erzeugung. Trotz der vergleichsweise geringen Handelsvolumina werden dennoch die im „Day-Ahead“-Handel des Spotmarktes ermittelten Handelspreise als maßgeblich für die Preisbildung gewertet und gemeinhin als Referenzpreise für die Strompreisentwicklung zitiert. Aus diesem Grund sind die historischen Daten für die Preisbildung des Day-Ahead-Handels ideal geeignet, um zu rekonstruieren, wie sich die Preise an den Strommärkten ohne die Einspeisung aus Wind und Sonne eingestellt hätten.

Wie bei allen Auktionen kommt der Strompreis des Spotmarktes als Ergebnis der gemeldeten Angebote und der registrierten Nachfrage zustande. Die Elektrizitätsunternehmen bieten Stromerzeugung jeweils zu den aktuellen Grenzkosten eines Kraftwerks, also im Wesentlichen auf Grundlage der aktuellen Verbrauchskosten an. Daraus ergibt sich die sogenannte Merit-Order: Am günstigsten bieten jeweils Kraftwerke mit besonders günstigen Brennstoffkosten an. Dies sind zuallererst Kernkraftwerke, dann Braunkohlekraftwerke und in der Folge Steinkohlekraftwerke, Gaskraftwerke sowie zuletzt Ölkraftwerke.

Erneuerbare Energien und einige wärmegeführte KWK-Anlagen werden „privilegiert“ eingesetzt. Abbildung 2 zeigt zwei Merit-Order-Kurven für den deutschen Kraftwerkspark für die Situation, dass einmal nur 5 GW aus Erneuerbaren Energien zur Verfügung stehen und für den Fall, dass 40 GW eingespeist werden. Durch die Erneuerbaren Energien erhöht sich die insgesamt einsetzbare Kraftwerksleistung. Der Einsatz der konventionellen Erzeugung orientiert sich einzig an den variablen Stromgestehungskosten (= verbrauchsgebundene Kosten + An- und Abfahrkosten). Aus diesem Grund werden beispielsweise hocheffiziente Gaskraftwerke von Erneuerbaren Energien noch vor den Stein- und Braunkohlekraftwerken verdrängt.

Der Strompreis ergibt sich aus der Nachfrage, also aus dem tatsächlichen, aktuellen Strombedarf. Wie im Beispiel (Abb. 2) dargestellt, kann sich der erzielbare Strompreis bei gleichem konventionellen Angebot beispielsweise bei einem Bedarf von 70 GW und einem hohem Angebot an Erneuerbaren Energien von 8 ct/kWh auf die Hälfte reduzieren.

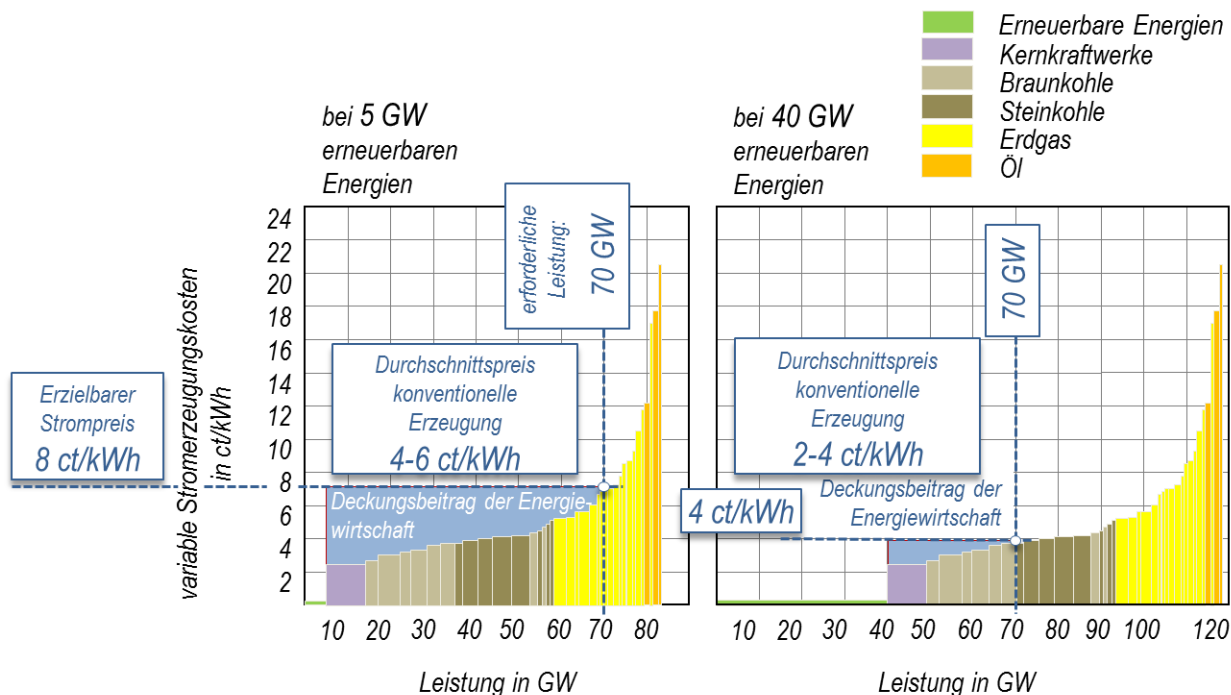


Abb. 2: Stromerzeugungskosten (Grenzkosten) und verfügbare Kraftwerkskapazitäten des deutschen Kraftwerksparks Erzeugungspreise im Jahr 2012 nach Kranner, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 63. Jg. (2013) Heft 1/2

Die Folge eines hohen Angebots Erneuerbarer Energien sind entsprechend nicht nur drastisch reduzierte Erlöse der Stromversorger durch die niedrigen Börsenpreise, sondern darüber hinaus hohe Verluste aufgrund zu geringer Laufzeiten der Kraftwerke. Aus diesem Grund beantragten zuletzt zahlreiche EVUs die Stilllegung ihrer Gaskraftwerke.

Die in Abbildung 2 dargestellten Merit-Order-Kurven entsprechen allerdings nicht den tatsächlichen preisbildenden Angebotskurven des Spotmarktes an der Leipziger Strombörse. Diese Angebotskurven werden stündlich neu gebildet und berücksichtigen entsprechend nicht den gesamten Kraftwerkspark, sondern nur die jeweils momentan angebotenen Kraftwerkskapazitäten. Die Spanne der jeweils angebotenen Volumina ist in der Regel weitaus kleiner als die Leistung aus Wind und Photovoltaik (siehe Abbildung 4).

Die stundenaktuellen Angebotskurven können also nicht direkt herangezogen werden, um wie vorgesehen die ohne Erneuerbare Energien zu erwartenden Strompreise zurückzurechnen. Allerdings können, wie im Folgenden beschrieben, aus diesen Angebotskurven die minimalen Stromerzeugungskosten - also die Grenzkosten der bundesdeutschen Stromerzeugung bei gegebener konventioneller Erzeugungskapazität - ermittelt werden. Diese Grenzkosten liefern damit eine konservative Schätzung, wie sich die Stromerzeugungskosten bei einer Erhöhung der konventionellen Erzeugung infolge des Fehlens von Wind und Photovoltaik in der Vergangenheit erhöht hätten.

Verwendete Daten

Die Leipziger Strombörse EEX und die von ihr betriebene Transparenzplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber¹ stellen gemittelte Stundenwerte für prognostizierte und tatsächliche Werte

- der aktuellen konventionellen Erzeugung
- des Anteils der eingespeisten Windenergie
- des Anteils des eingespeisten Photovoltaikstroms

und die Auktionsergebnisse am Spotmarkt bereit. Diese Daten berücksichtigen nur die Stromerzeugung aller konventionellen Kraftwerke ab einer Leistung von 100 MW_{el}, die am Stromhandel der Leipziger Strombörse teilnehmen und damit die Preisbildung bestimmen. Die Erzeugungsdaten für Wind und Photovoltaik werden von den Übertragungsnetzbetreibern auf der Basis von vermessenen Referenzanlagen auf die Summe aller Anlagen hochgerechnet. Die tatsächlichen Erzeugungsdaten für Wind und Photovoltaik können also von diesen Schätzwerten abweichen.

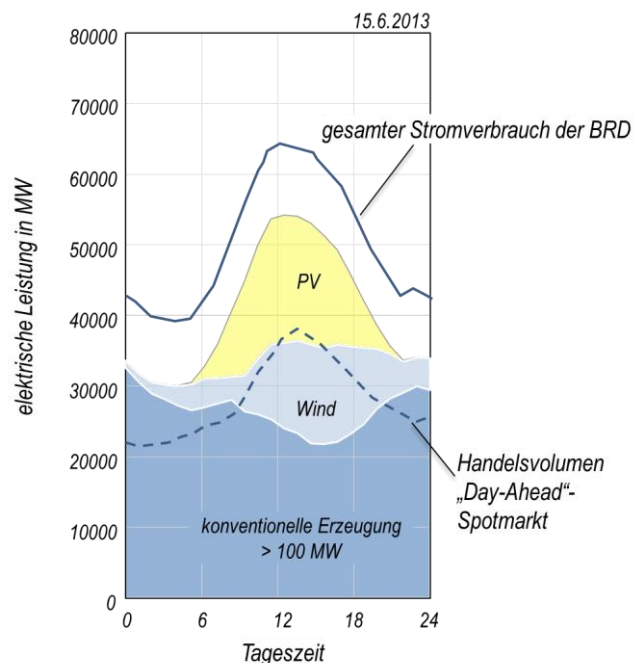


Abb. 3:
Stromerzeugung aus konventionellen Kraftwerken > 100 MW, Windenergie und Photovoltaik (Beispieltag 15.6.2013) und Handelsvolumen am Day-Ahead-Spotmarkt im Vergleich zur tatsächlichen Stromerzeugung
Quelle: www.eex.com

Die im „Day-Ahead“-Handel des Spotmarktes der Leipziger Strombörse ermittelten Strompreise werden entsprechend des Merit-Order-Prinzips aus stündlich gebildeten Angebots- und Nachfragekurven bestimmt.

¹ www.transparency.eex.com



Der Marktpreis ergibt sich beim sog. „market clearing“ aus dem Schnittpunkt des aggregierten Angebots mit der entsprechenden aggregierten Nachfrage. Wie in Abb. 4 dargestellt, lässt sich an den Angebotskurven beobachten, wie der Angebotspreis mit dem Handelsvolumen variiert. Bei hohem Handelsvolumen wird der Strom nur bei entsprechend hohen Preisen angeboten und auch die Preiselastizität des Angebots nimmt ab. Genau entgegengesetzt dazu verhält sich die Nachfragekurve. Bei hohen Börsenpreisen sinkt das nachgefragte Handelsvolumen bis zu einem Bereich minimaler Nachfrageelastizität, während die Nachfrage bei niedrigen Preisen steigt. Der Schnittpunkt beider Kurven bestimmt das tatsächliche Handelsvolumen und damit den an der Börse ermittelten Preis.

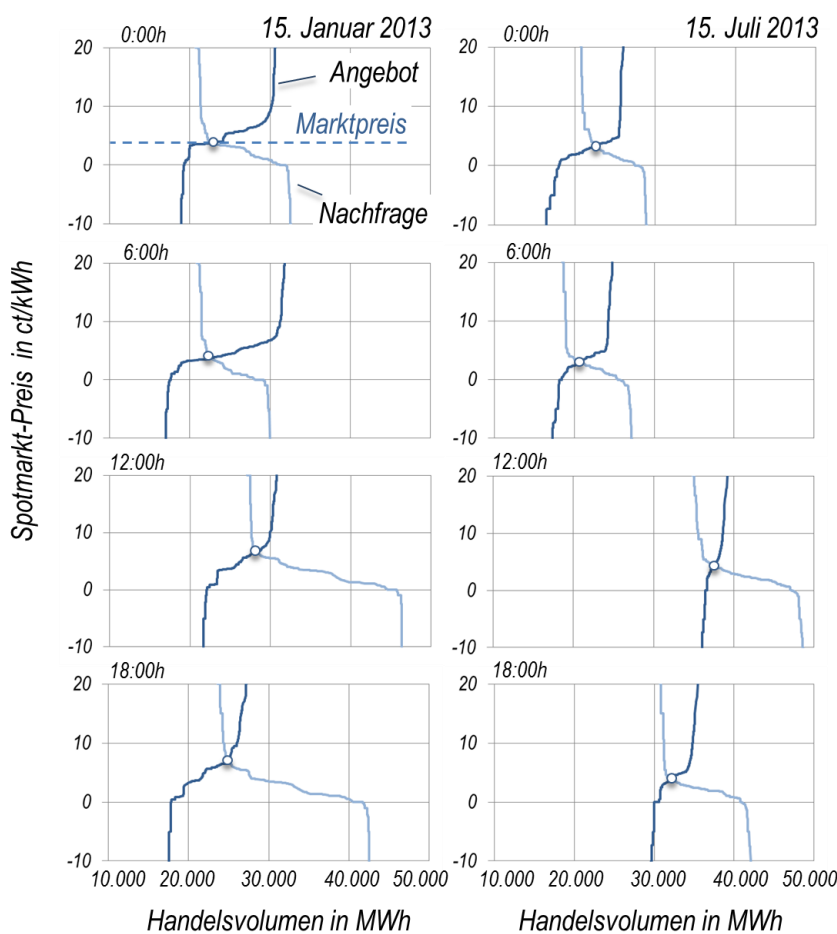


Abb. 4:
Angebots- und Nachfragekurven des Day-Ahead-Spotmarkts für einen Winter- und einen Sommertag
Quelle: www.epexspot.com

Das angebotene Handelsvolumen variiert mit der Tageszeit und mit den prognostizierten Einspeisemengen Erneuerbarer Energien. Die Angebots- und Nachfragekurven sind seit 2011 unter www.epexspot.com veröffentlicht und wurden im Folgenden verwendet, um die Grenzkosten für die konventionelle Stromerzeugung in Abhängigkeit der zur Verfügung stehenden konventionellen Kraftwerksleistung zu ermitteln.

Für die im Folgenden ermittelte Grenzkostenkurve der konventionellen Stromerzeugung wurden also nicht nur die so gebildeten Marktpreise verwendet, sondern zusätzlich die den Angebotskurven hinterlegten Preise bei erhöhten Leistungen (Abbildung 8).

Weitere Daten wurden für die Berechnungen nicht verwendet. Insbesondere wurde auf eine Extrapolation der an der Börse gehandelten Leistungen auf die insgesamt eingespeiste elektrische Leistung verzichtet, da ja nur die an der Börse gehandelten Volumen die Preisbildung unmittelbar bestimmen.

Es kann dennoch davon ausgegangen werden, dass vergleichbare Mehrkosten entsprechend auch im Terminmarkt und im nicht öffentlichen OTC-Handel (Over-the-Counter) oder im Intraday-Spotmarkt entstanden wären.



Methodik der Auswertung

Ausgangspunkt für die folgende Betrachtung sind die historischen, am „Day Ahead“-Spotmarkt der Leipziger Strombörse gebildeten Strompreise. Diese Strompreise variierten im Jahr 2013 zwischen -10,00 und +13,03 ct/kWh (Abbildung 5). Der über die gehandelten Volumina gemittelte Preis betrug 3,78 ct/kWh:

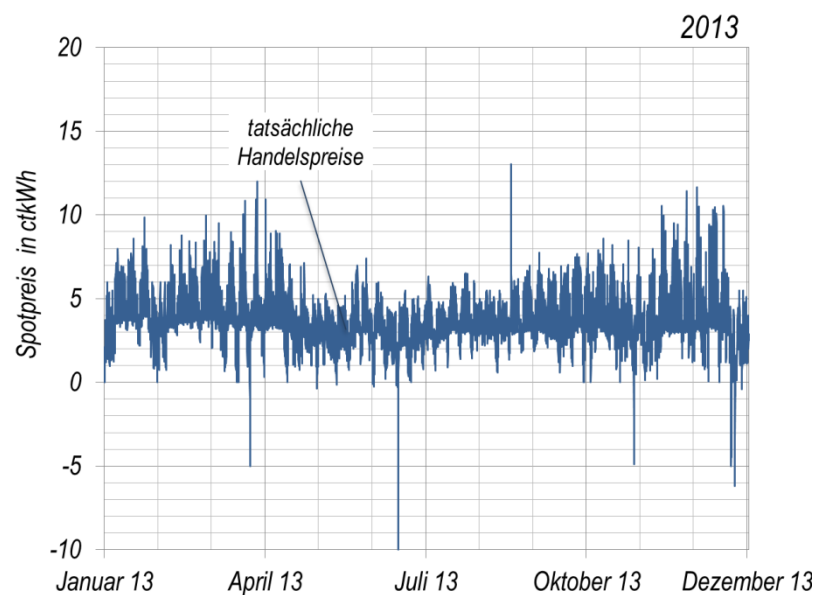
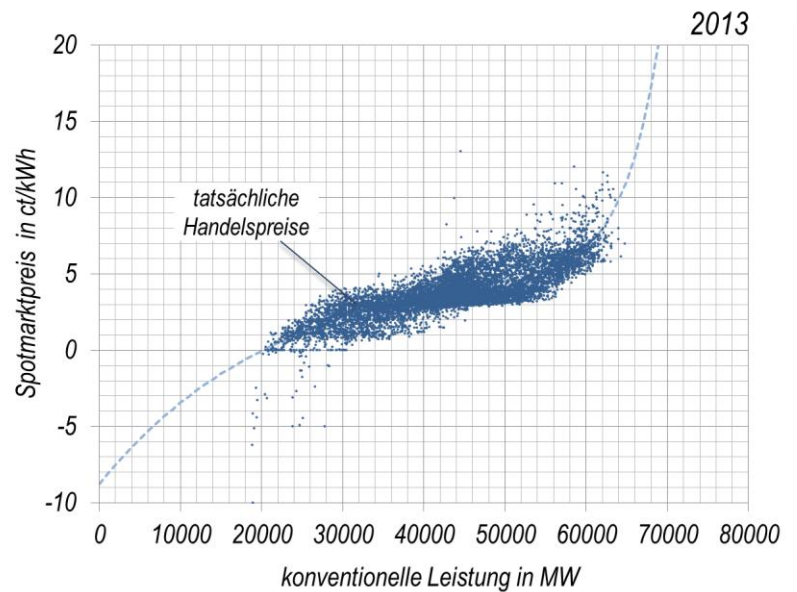


Abb. 5:
Stündliche Handelspreise des Day-Ahead-Spotmarkts im Jahr 2013
Quelle: www.eex.com

Die erzielten Strompreise hängen von der aktuell verfügbaren Wind- und Photovoltaikleistung, der Tageszeit und vom Strombedarf ab.

Am signifikantesten wirkt sich naturgemäß allerdings die jeweils benötigte konventionelle Kraftwerkskapazität aus. Geringe konventionelle Kraftwerksleistungen resultieren in niedrigen Strompreisen. Bei hohem Leistungsbedarf werden aufgrund des Merit-Order-Prinzips zusätzlich Kraftwerke mit höheren variablen Kosten - also z.B. Gaskraftwerke - eingesetzt. Entsprechend lässt sich aus den erzielten Marktpreisen eine gemittelte Angebots-Kurve für den konventionellen Kraftwerkspark ableiten (Abbildung 6):

Abb. 6:
Stündliche Handelspreise des Day-Ahead-Spotmarkts im Jahr 2013 in Abhängigkeit der eingesetzten konventionellen Kraftwerksleistung
Quelle: www.eex.com



Diese gemittelte Angebots-Kurve wäre prinzipiell geeignet, um die resultierende Preissteigerung bei einer Erhöhung des Strombedarfs aus konventioneller Erzeugung abzuschätzen.

Abbildung 7 zeigt exemplarisch Angebots- und Nachfragekurven am Morgen des 15.1.2013 für die Zeit von 8-9 Uhr. Das Fehlen von Wind und PV hätte für diesen Zeitpunkt eine Verschiebung der Nachfragekurve um die für diesen Zeitpunkt prognostizierte Erzeugung aus Wind und PV von 2079 MWh zur Folge gehabt. Der preisbildende Schnittpunkt zwischen Angebots- und Nachfragekurve verschiebt sich entsprechend hin zu höheren Preisen.

Um die tatsächlich zu erwartende Erhöhung des Strompreises in Folge des Fehlens von Wind und PV zu rekonstruieren, sind die stundenaktuellen Angebots- und Nachfragekurve allerdings nicht geeignet. Die aktuell angebotenen Kraftwerksleistungen berücksichtigen bereits die prognostizierte Einspeisung aus Wind und PV. Aus diesem Grund wird stundenaktuell nur ein Teil des Kraftwerksparks angeboten. Die stundenaktuelle Betrachtung führt auch dazu, dass - wie in den Abbildungen 4 und 8 gezeigt - auch für hohe Leistungen niedrige und sogar negative Angebotspreise vorliegen können. Dies liegt daran, dass den Betreibern hohe Kosten auch dann entstehen, wenn aufgrund des prognostizierten Bedarfs Kraftwerke bereitgehalten werden, die dann doch nicht zum Einsatz kommen.

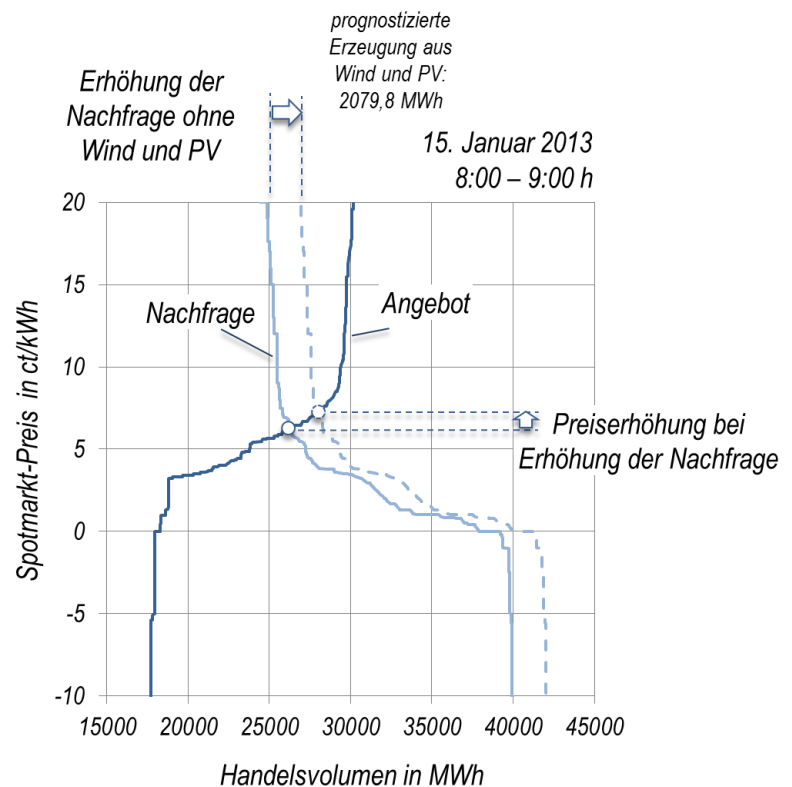


Abb. 7:
Stundenaktuelle Angebots- und Nachfragepreise und prognostizierte Einspeisung für Wind und Photovoltaik vom 15.1.2013, 8-9 Uhr morgens

Abbildung 4 zeigt auch, dass die stundenaktuell angebotene Erzeugungsreserve mit der Tageszeit und mit der erwarteten Nachfrage stark variiert. Sie ist deshalb meist erheblich geringer als die prognostizierte Einspeisung aus Wind und PV. Die stundenaktuellen Angebotskurven sind für die Rekonstruktion von Strompreisen ohne Wind und PV deshalb nicht geeignet.

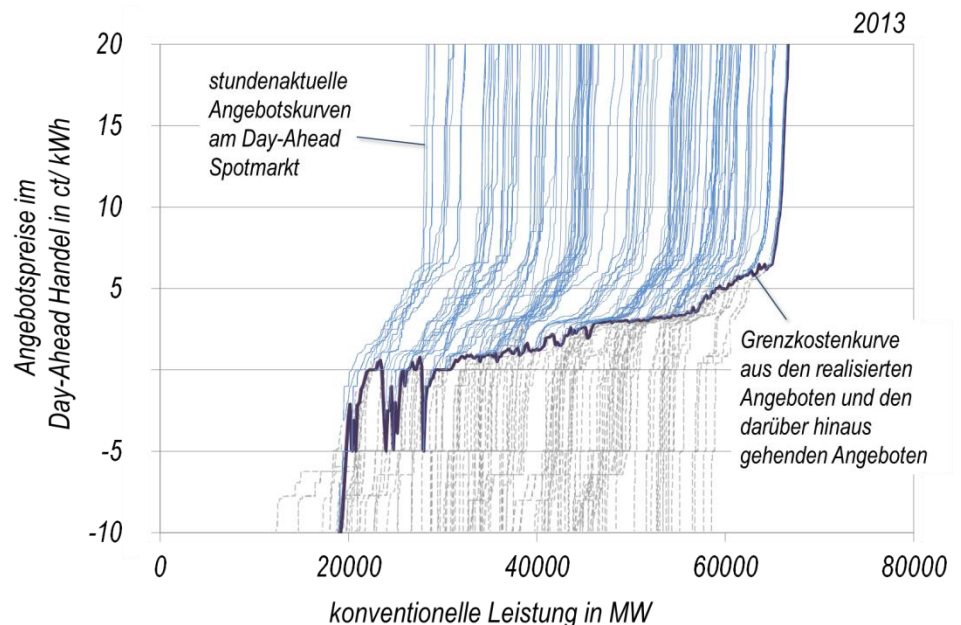
Besser repräsentiert wird das Angebot des insgesamt zur Verfügung stehenden Kraftwerksparks durch eine wie in Abbildung 6 dargestellte Approximation der tatsächlichen Handelspreise. Allerdings wird eine solche Approximation durch fehlende Marktdaten für hohe konventionelle Leistungen besonders bei hohem Strombedarf ungenau und hätte damit eine große Unsicherheit in der prognostizierten Preisänderung zur Folge.

Aus diesem Grund wurde für die Rekonstruktion der Mehrkosten eine für das Gesamtjahr repräsentative Angebotskurve aus den im Jahresverlauf für jede konventionelle Leistung jeweils minimal realisierten bzw. angebotenen Preisen gebildet. Im Folgenden wird davon ausgegangen, dass diese minimal angebotenen Preise die Grenzkosten des deutschen konventionellen Kraftwerksparks für das jeweils betrachtete Jahr hinreichend gut repräsentieren.

Für die Ermittlung der minimalen Angebotspreise wurden den stundenaktuellen konventionellen Kraftwerkleistungen nicht nur die tatsächlich gebildeten Handelspreise zugeordnet, sondern darüber hinaus das zum jeweiligen Zeitpunkt zusätzlich angebotene Volumen mit den zugehörigen Angebotspreisen berücksichtigt (Abbildung 8).

Das stundenaktuell zusätzlich angebotene Volumen ist in den veröffentlichten Angebotskurven hinterlegt, kann also insbesondere bei sehr hohen Leistungen verwendet werden, um die Grenzkosten der Stromerzeugung bei hohen Leistungen zu ermitteln. Dabei wird davon ausgegangen, dass dieses zusätzlich angebotene Volumen vollständig aus konventionellen Kraftwerkskapazitäten bedient wird. Mögliche konventionelle Erzeugungskapazitäten < 100 MW werden nicht berücksichtigt.

Abb. 8:
Erzeugung der Grenzkostenkurven des konventionellen Kraftwerksparks auf Basis der Spotmarktangebote. Die Grenzkostenkurve repräsentiert den für jede Leistung jeweils minimalen realisierten Handelspreis und die darüber hinausgehenden minimalen Angebotspreise des Jahres 2013.



Aus dieser Betrachtung ergibt sich für 2013 eine maximal angebotene konventionelle Kraftwerksleistung mit einer Leistung > 100 MW von ca. 68,8 GW. Das Umweltbundesamt listet dagegen für diese Kraftwerke für 2013 eine installierte Bruttoleistung von 98,5 GW. Die tatsächlich zur Verfügung stehende Kraftwerksleistung reduziert sich allerdings

- aufgrund des Eigenbedarfs der Kraftwerke (relevant für den Handel sind nur Nettoleistungen).
- da ein Teil der vom BMU gelisteten Kraftwerke (z.B. Wasserkraftwerke) für „Systemdienstleistungen“ für die Bereitstellung von Regelenergie eingesetzt werden.
- da stets ein Teil der Kraftwerke aufgrund geplanter und ungeplanter Revisionen oder sonstiger Stillstände nicht verfügbar ist.

Vor dem Boom der Erneuerbaren Energien waren beispielsweise im Jahr 2000 am Tag der Jahreshöchstlast (20.12.2000) insgesamt 25,6 GW bzw. 24,1% der damals installierten Kraftwerksleistung von 106,2 GW nicht verfügbar oder für Systemdienstleistungen („Regelenergie“) reserviert.



Zur Verfügung standen damals insgesamt - also einschließlich kleinerer Kraftwerkseinheiten mit Leistungen < 100 MW - insgesamt 76,8 GW. Die installierte Kraftwerksleistung hatte sich in den vergangenen Jahren stetig reduziert. Dies liegt vor allem daran, dass nach Fukushima zum 6.8.2011 acht der bis dahin 17 bundesdeutschen Kernkraftwerke mit einer Bruttoleistung von ca. 8,8 GW abgeschaltet wurden.

Die im betrachteten Zeitraum für den Spotmarkt relevante verfügbare Nettoleistung von Erzeugungseinheiten mit einer Leistung von mehr als 100 MW ist in Tabelle 1 zusammengefasst.

Tabelle 1:
Installierte konventionelle Leistungen
von Erzeugungseinheiten >100 MW [in MW]
Quelle: www.transparency.eex.com

	2013	2012	2011	2010
Uran	12.077	12.077	12.082	20.441
Öl	1.146	1.166	1.166	1.166
Gas	17.484	17.307	16.726	12.835
Braunkohle	20.027	20.326	18.879	19.550
Steinkohle	22.130	21.362	22.563	20.598
Gesamt	72.864	72.238	71.416	74.590

Von den vorhandenen Kraftwerken mit der Leistung von 72,9 GW waren in 2013 stets zwischen 3,6 und 26,5 GW als nicht verfügbar gemeldet. Aus diesen Zahlen wird deutlich, dass die aus den Börsendaten ermittelte maximal angebotene Kraftwerksleistung von 68,8 GW für 2013 tatsächlich gut die maximal verfügbare Leistung repräsentiert.

Das Ergebnis der Auswertung der minimalen Angebotspreise für 2013 ist in Abbildung 9 dargestellt.

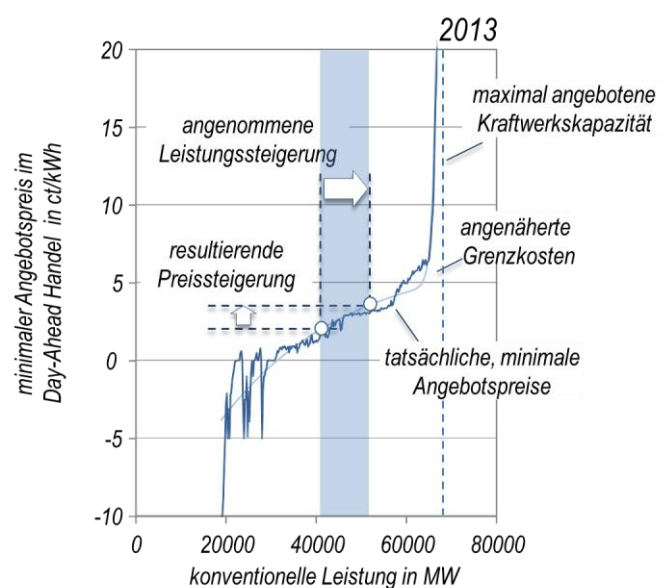


Abb. 9:
Minimale Angebotspreise im Day-Ahead-Handel und Grenzkosten des deutschen, konventionellen Kraftwerksparks für das Jahr 2013

Die minimale Angebotskurve für den minimalen Angebotspreis s_m wurde in Abhängigkeit der angebotenen konventionellen elektrischen Leistung $P_{el,k}$ mit einer Doppalexponential-Funktion der Form

$$s_m(P_{el,k}) = 0,5 \cdot \left(\exp\left(\frac{P_{el,k} - k_1}{k_2}\right) - \exp\left(\frac{P_{el,k} - k_3}{k_4}\right) \right) + k_5$$

approximiert, um die Grenzkosten der Stromerzeugung des konventionellen Kraftwerksparks abzubilden. Die Koeffizienten k_1 - k_5 wurden durch eine Regressionsanalyse mit der Methode der kleinsten Fehlerquadrate bestimmt.

Aus diesen Grenzkosten kann nun konservativ für jede angenommene Leistungssteigerung die resultierende Preissteigerung ermittelt werden. Die rekonstruierten Handelspreise s^* beim Fehlen von Wind und PV errechnen sich für jeden Zeitpunkt des Jahres aus den tatsächlichen Handelspreisen s und der Erhöhung der Grenzkosten bei einer Erhöhung der konventionellen Erzeugung um die jeweils fehlende Erzeugung $P_{el,Wind}$ aus Wind und $P_{el,PV}$ aus der Photovoltaik:

$$s^* = s + (s_m(P_{el,k} + P_{el,Wind} + P_{el,PV}) - s_m(P_{el,k}))$$

Abbildung 10 zeigt, wie mit der konventionellen Leistung auch der Spotpreis steigt. Im Mittel muss für 2013 eine konventionelle Leistung von 8775 MW zusätzlich bereitstehen, um Wind und Photovoltaik zu substituieren. Dadurch steigt der mittlere Handelspreis des konventionell erzeugten Stroms von 3,78 um 5,29 auf 9,07 ct/kWh.

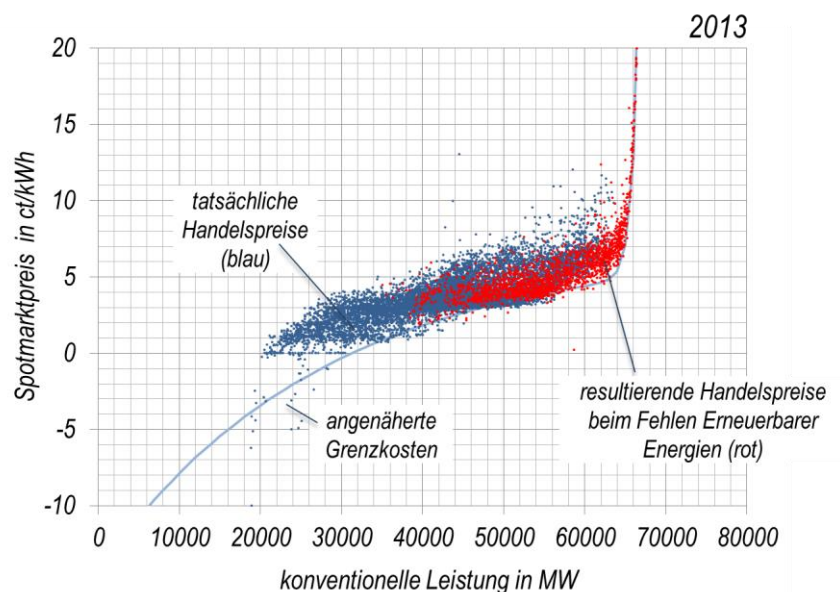


Abb. 10:
 Rekonstruierte Steigerung der Handelspreise beim Fehlen von Wind und PV für das Jahr 2013



Noch schwerer wiegt das Ergebnis, dass in vielen Situationen die in 2013 maximale angebotene konventionelle Kraftwerkskapazität nicht ausgereicht hätte, um den Strombedarf ohne die Einspeisung aus Wind und Sonne zu decken.

Im Day-Ahead Handel werden Angebot und Nachfrage nur von -3000 €/MWh bis +3000 €/MWh bzw. von -300 ct/kWh bis +300 ct/kWh gelistet. Der Maximalpreis von 3000 €/kWh wurde für die rekonstruierten Werte an 269 Stunden im Jahr überschritten (Abbildung 11).

Über 269 Stunden des Jahres hätte die Nachfrage mit der maximalen, im Jahr 2013 angebotenen Leistung also nicht gedeckt werden können. Dies bedeutet nicht automatisch, dass in diesen Situationen Großstörungen („Blackouts“) entstanden wären, da die Betrachtung Reservekraftwerke für Systemdienstleistungen („Regelreserve“) und mögliche Stromimporte nicht berücksichtigt.

Ein stabiler und sicherer Netzbetrieb war in diesen Situationen allerdings nur durch die Einspeisung Erneuerbarer Energien gewährleistet.

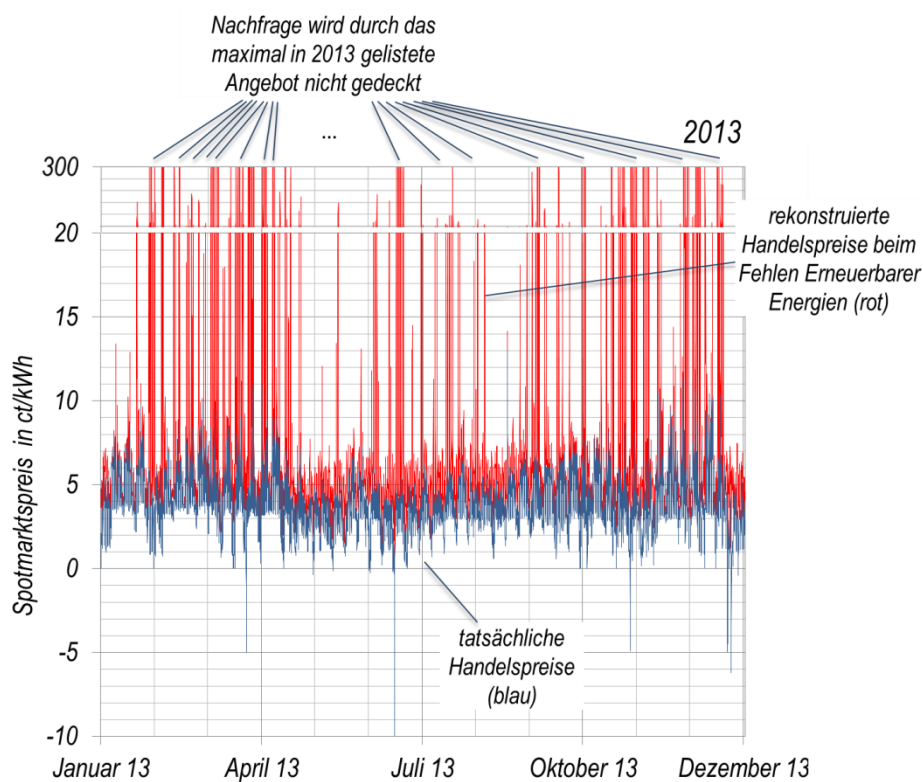


Abb. 11: Rekonstruierte Handelspreise beim Fehlen von Wind und PV und Engpassereignisse, bei denen die Nachfrage nicht durch die maximal angebotene konventionelle Kraftwerkskapazität hätte gedeckt werden können für das Jahr 2013.

Ergebnisse und Diskussion

Für die Jahre 2011 bis 2013 errechnet sich eine Strompreissteigerung von 3,23 ct/kWh im Jahr 2011 bis 5,29 ct/kWh im Jahr 2013. Die Preissteigerung liegt damit in derselben Größenordnung, wie die jeweils geltende EEG-Umlage. Für den nicht-privilegierten Letztverbraucher - also vor allem Privatkunden, Gewerbe und Handel - wären Strompreise also ohne Erneuerbare Energien im gleichen Maß gestiegen, wie sie durch die EEG Umlage gestiegen sind:

Tabelle 2:
 Mittlere gewichtete Handelspreise, EEG-Umlage und rekonstruierte Steigerung des Handelspreises ohne die Einspeisung von Wind und Photovoltaik in ct/kWh

	2011	2012	2013
Mittlerer realer Strompreis	5,16	4,26	3,78
Rekonstruierte Strompreissteigerung ohne Wind und PV	3,23	3,96	5,29
EEG-Umlage	3,530	3,592	5,277

Die Stromkosten für nicht privilegierte Letztverbraucher wären also ohne Wind und PV nahezu identisch zu den derzeitigen Strompreisen gewesen.

Deutlich ungünstiger hätten sich Stromkosten dagegen für privilegierte Letztverbraucher entwickelt, die als energieintensive Betriebe von der EEG-Umlage befreit sind. Diese Betriebe profitieren besonders vom Preisverfall an den Strombörsen der letzten Jahre. Der Anteil der Erzeugung an den Stromkosten hätte sich für diese Verbraucher ohne Wind und Photovoltaik zuletzt mehr als verdoppelt:

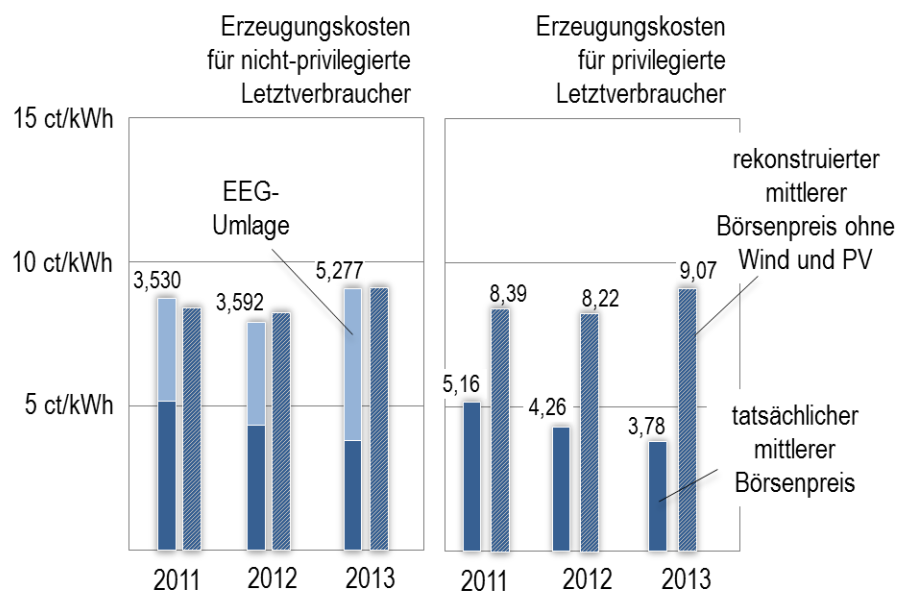


Abb. 12:
 Anteil der Erzeugung an den Strombezugskosten privilegierter (von der EEG-Umlage befreiter) und nicht privilegierter Letztverbraucher mit und ohne die Einspeisung von Wind und Photovoltaik in ct/kWh



Für die Bundesrepublik Deutschland insgesamt wären Mehrkosten zwischen 6,1 Mrd. Euro (2011) und 11,4 Mrd. Euro (2012) angefallen:

Tabelle 3:
Gesamtkosten der EEG-Umlage und rekonstruierte Mehrkosten
für den Strombezug der Letztverbraucher ohne die Einspeisung von Wind und Photovoltaik
Quellen: www.bmwi.de, www.netztransparenz.de

		2011	2012	2013
nicht-privilegierter Letztverbrauch	in TWh	383,1	392,8	385,9
gesamter Stromverbrauch der BRD	in TWh	606,8	606,7	597,6
Kosten der EEG Umlage	in Mrd. €	13,5	14,1	20,4
rekonstruierte Mehrkosten der Stromerzeugung ohne Wind und PV	in Mrd. €	19,6	25,5	31,6
Differenz aus den Kosten EEG der Umlage und den rekonstruierten Mehrkosten	in Mrd. €	+ 6,1	+11,4	+11,2

Zuletzt wurden durch das EEG im Jahr 2013 für die Letztverbraucher der Bundesrepublik Deutschland also 11,2 Mrd. Euro eingespart.

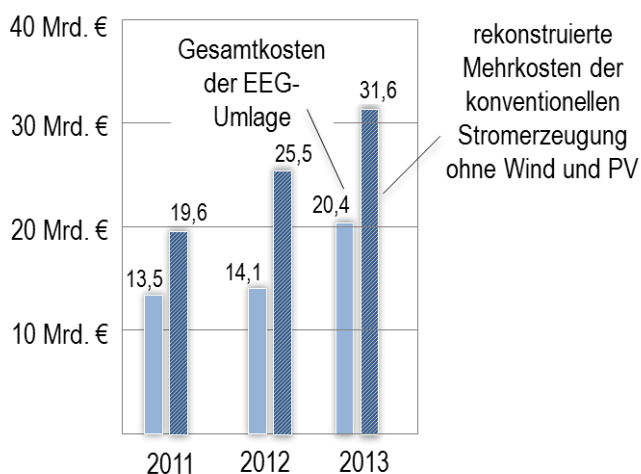


Abb. 13:
Gesamtkosten der EEG-Umlage und rekonstruierte Mehrkosten ohne die Einspeisung von Wind und Photovoltaik für Letztverbraucher in der Bundesrepublik Deutschland in Mrd. €

Betrachtet man die Preisapproximationen, so erkennt man, dass in einigen Situationen die Maximalpreise von 300 ct/kWh der Angebotskurven erreicht werden. Das konventionelle Angebot am Spotmarkt kann die Nachfrage also nicht mehr decken. Diese Unterdeckung führt nicht zwangsläufig zu einer Störung des Stromnetzbetriebes, da Reservekraftwerke und zusätzliche Stromimporte die fehlende Kapazität teilweise hätten ersetzen können. Dennoch können diese Situationen als Hinweis auf netzkritische Situationen gewertet werden, in denen die Sicherheitsreserve des Stromnetzes eingesetzt werden muss und möglicherweise eine unzureichende Absicherung bei zusätzlichen Kraftwerksausfällen besteht. Insofern ist die Anzahl dieser Situationen ein Indikator für die Systemsicherheit und Stabilität der Elektrizitätsversorgung:

Tabelle 4:
 Handelsperioden mit Unterdeckung am Spotmarkt (maximal verfügbares Angebot < Nachfrage)
 als Indikator für netzkritische Situationen und der Leistungsbetrag der Unterdeckung

		2011	2012	2013
mit Erneuerbarer Einspeisung	in h	0	0	0
ohne Erneuerbare Einspeisung	in h	77	126	269
maximal benötigte Zusatzleistung	in MW	3.986	4.020	5.638

Im Jahr 2013 wäre es beispielsweise in 269 Handelsperioden zu einer Situation gekommen, in der das maximale Angebot nicht mehr die Nachfrage am Spotmarkt hätte decken können. Eine zusätzliche Leistung von bis zu 5.638 MW wäre benötigt worden, um diese Unterdeckung auszugleichen. Dies entspricht der Leistung von 4 bis 5 Kernkraftwerken. Demgegenüber steht eine maximale elektrische Nettoimportleistung 2013 von 7.400 MW. Diese ist allerdings stark abhängig von der Auslastung der jeweiligen Netzkoppelstellen und von der Nachfragesituation im Ausland. Geht man von einer starken Korrelation von Jahreshöchstlastmomenten in allen europäischen Nachbarstaaten aus, kann dieser maximale Importbeitrag nur zu kleinen Teilen oder gar nicht angesetzt werden.

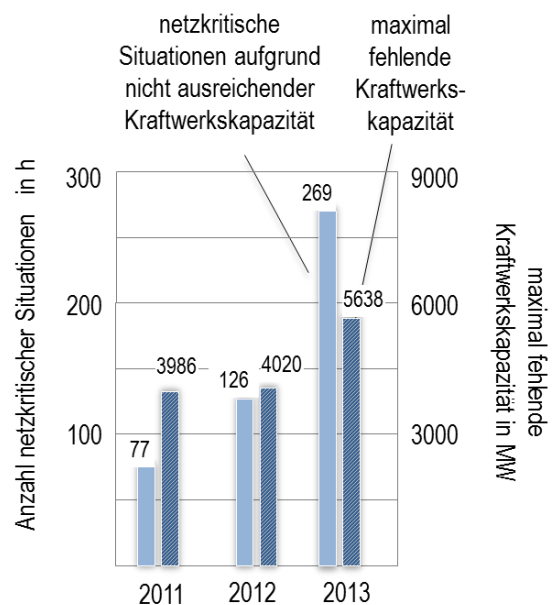


Abb. 14:
 Anzahl der netzkritischen Handelsperioden mit Unterdeckung am Spotmarkt (maximal verfügbares Angebot < Nachfrage) und der Leistungsbetrag der Unterdeckung

In den vergangenen Jahren war es vielmehr während solcher Engpass-Situationen, beispielsweise im Februar 2012, oft der Fall, dass Deutschland Strom in Nachbarländer (v.a. Frankreich mit einem Peak-Verbrauch > 100 GW) exportieren musste, um die dortigen Netze zu Spitzenlastmomenten zu unterstützen.

Insgesamt reduzierten sich durch den massiven Ausbau Erneuerbarer Energien also für die Letztverbraucher nicht nur die Gesamtkosten des Strombezugs. Erneuerbare Energien erhöhen vor dem Hintergrund reduzierter konventioneller und nuklearer Kraftwerkskapazitäten auch wesentlich die Versorgungssicherheit am bundesdeutschen Strommarkt.



Die rekonstruierten Ergebnisse können die tatsächlichen Strompreisentwicklungen ohne den Ausbau der Erneuerbaren Energien selbstverständlich nicht exakt wiedergeben, da die Energiewirtschaft auf veränderte Randbedingungen reagiert hätte. In der Realität hätten sich folgende preismindernde und preissteigernde Effekte eingestellt:

Preismindernde Effekte

Zusätzlicher Ausbau des Kraftwerksparks

Die Approximation der Angebotsseite, d.h. der konventionellen Kraftwerkskapazität, basiert auf dem historisch tatsächlich vorhandenen Kraftwerkspark 2011-2013. Ein Ausbau konventioneller Erzeugungskapazitäten hätte Preissteigerungen und netzkritische Situationen deutlich gemindert:

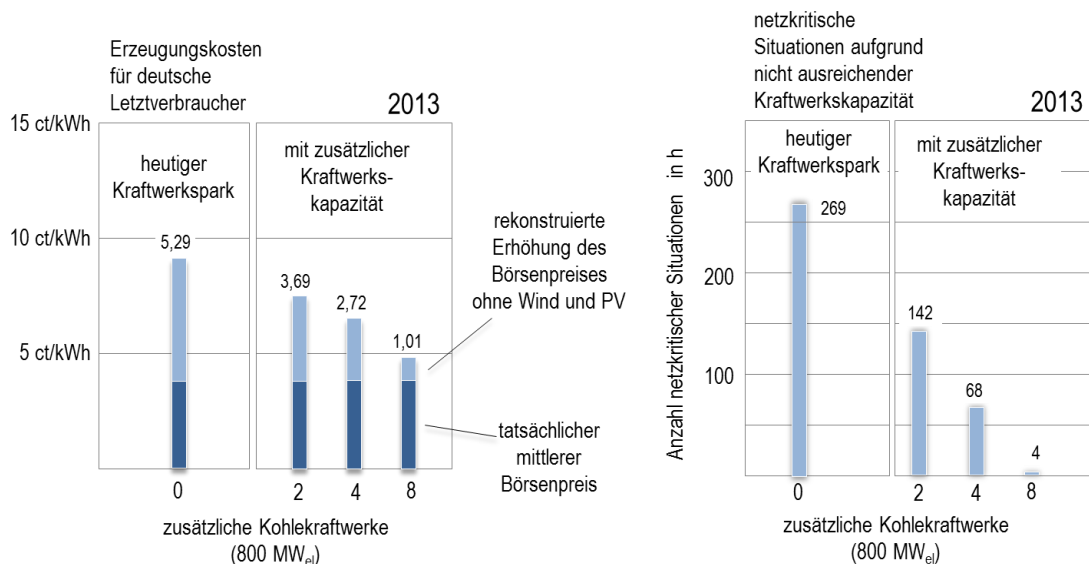


Abb. 15: Anzahl der rekonstruierten Börsenpreise und netzkritischen Situationen bei höherer konventioneller Kraftwerkskapazität

Die Berechnungen basieren auf der Annahme, dass der Anteil der konventionellen Erzeugungskapazitäten in der kurzen Frist (< 5 Jahre), in der der überwiegende Anteil an erneuerbarer Kapazität zugebaut wurde, konstant geblieben wäre, auch wenn es den Zubau Erneuerbarer Energien so nicht gegeben hätte.

Aufgrund der sehr langen Projektentwicklungs- und -realisierungszeiten von Großkraftwerksprojekten (häufig 5 - 10 Jahre und mehr) und der mit der Marktliberalisierung einhergehenden Planungsunsicherheit für Investoren scheint diese Annahme gerechtfertigt. Diese Planungsunsicherheit hatte schon vor dem Boom Erneuerbarer Energien dazu geführt, dass in Deutschland beispielsweise in den Jahren 2003 bis 2012 keine großen Kohlekraftwerke in Betrieb genommen wurden. Insbesondere die Abschaltung großer Kernkraft-Erzeugungsleistung im August 2011 wäre im Betrachtungszeitraum ohne Ausgleich durch Neubau geblieben.

Inelastizität der Nachfrage

Die Nachfrage nach Elektrizität wurde bei der Berechnung der Preisänderungen als inelastisch angenommen. Insbesondere bei starken Preisspitzen ist jedoch zu erwarten, dass die Nachfrage teilweise durch verstärkten Import gedeckt werden kann oder sich speziell im industriellen Bereich reduziert hätte. In der Folge ergibt sich eine Gegentendenz, die die hier angegebenen Preissteigerungen in Teilen kompensiert.

Verminderte Stilllegung von Kraftwerkskapazitäten

Möglicherweise hätte eine höhere Nachfrage an den Strommärkten dazu geführt, dass in den letzten Jahren weniger Kraftwerke stillgelegt worden wären. Tatsächlich ist in den Jahren 2010 bis 2012 die konventionelle Kraftwerkskapazität - ohne Kernenergie - um 2,1 GW gestiegen. Dies liegt auch daran, dass bis Ende 2012 durch die kostenlose Zuteilung an EU CO₂-Emissionszertifikaten eine quasi-Kapazitätsprämie für bestehende Kraftwerke gezahlt wurde, so dass diese auch bei vollständiger Verdrängung verfügbar gehalten und nicht stillgelegt wurden.

Preissteigernde Effekte

Reaktion von Rohstoffpreisen

Durch die Schätzung der Grenzkosten auf Basis historischer Daten wurde der Effekt eines steigenden Verbrauchs an den Rohstoffmärkten (v.a. Kohle und Gas) vernachlässigt. Hier hätte sich jedoch eine Preissteigerung aufgrund der gestiegenen Nachfrage ergeben, so dass sich auch die Grenzkosten der Stromerzeugung im Vergleich zum historischen Niveau erhöht hätten.

So wäre beispielsweise in 2013 der bundesdeutsche Gasverbrauch um ca. 270 TWh und damit 24% gestiegen, wenn die Einspeisung aus regenerativen Energien in Höhe von 147 TWh durch die Erzeugung mit hocheffizienten Gaskraftwerken hätte ersetzt werden müssen². Weniger effiziente, einfache Gasturbinenanlagen hätten den Erdgasverbrauch entsprechend um ca. 50% erhöht. Diese Effekte hätten nicht nur an Elektrizitätsmärkten sondern auch an anderen Energiemärkten (insbesondere am Wärmemarkt) Preissteigerungen zur Folge und somit weiterreichende volkswirtschaftliche Auswirkungen.

² mittlerer Wirkungsgrad bundesdeutscher Gaskraftwerke: 55,4%



Steigerung der CO₂-Zertifikatepreise

Eine erhöhte Erzeugung aus fossilen Energieträgern hätte auch die Nachfrage und damit den Preis für CO₂ Zertifikate erhöht. Dadurch wären die Erzeugungskosten wiederum gestiegen.

Erhöhte Nachfrage aus dem Ausland

Ein reduziertes Stromangebot in Europa hätte sich möglicherweise auf die Preissituation in anderen Europäischen Staaten mit schlechterer Versorgungssituation (z.B. Italien) noch wesentlich drastischer ausgewirkt als in Deutschland. Dortige Preissteigerungen hätten indirekt wiederum auch auf den deutschen Strommarkt zurück gewirkt.

Insgesamt ergeben sich damit durch die getroffenen Vereinfachungen sowohl gleich- als auch gegenläufige Effekte hinsichtlich der Preissteigerung. In der Summe erscheint der verwendete Ansatz jedoch valide und die Ergebnisse als quantitativ aussagekräftig. Insbesondere die Berechnungsmethode basierend allein auf **historisch tatsächlich vorhandene Preise und Angebotskurven** gibt dem Ansatz eine sehr große Realitätsnähe, ohne dass die Ergebnisse durch Modellannahmen und Extrapolation verzerrt werden.

Fazit

Die Analyse historischer Angebots- und Nachfragekurven der Europäischen Strommärkte zeigt deutlich, dass eine signifikante Erhöhung der Stromkosten für die bundesdeutschen Letztverbraucher in den Jahren 2011 bis 2013 auch ohne den Ausbau Erneuerbarer Energien erfolgt wäre.

Aufgrund des zu geringen Angebots an konventionellen Kraftwerkskapazitäten wirkte sich der Ausbau Erneuerbarer Energien und das daraus resultierende Überangebot an den Strommärkten sogar erheblich preismindernd aus und sparte für die Letztverbraucher 2013 insgesamt ca. 11,2 Mrd. Euro ein.

Wesentlich ist jedoch, dass der Strombedarf der Bundesrepublik Deutschland ohne Wind und Photovoltaik zuletzt an 269 Stunden des Jahres 2013 durch das verfügbare Angebot konventioneller Erzeugungseinheiten nicht hätte gedeckt werden können.



Ausblick:

Künftige Preisentwicklung bei weiterem Ausbau Erneuerbarer Energien nach §3 EEG

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse der Extrapolation der Strompreise im Zeitraum der beschlossenen Abschaltung der Kernkraftwerke dargestellt. Basierend auf den Handelsdaten des Jahres 2013 wurde ermittelt, wie sich die Strompreise bis 2023 in Folge der Abschaltung der verbleibenden Kernkraftwerke entwickeln würden, wenn der geplante Ausbaukorridor für Erneuerbare Energien nach §3 EEG

- zu 100% (Szenario 1)
- zu 50% (Szenario 2)
- nur zu 20% (Szenario 3)

erreicht wird.

Für die Abschaltung der Kernkraft wurde der im Jahre 2011 beschlossene und im Atomgesetz § 7 festgelegte Zeitplan herangezogen, wonach mit Ablauf des 31.12. des jeweiligen Jahres die Blöcke Grafenrheinfeld (2015), Gundremmingen B (2017), Philippsburg 2 (2019), Grohnde, Gundremmingen C und Brokdorf (2021) sowie Isar 2, Emsland und Neckarwestheim 2 (2022) endgültig stillgelegt werden sollen.

Tabelle 4:
 Angenommene jährlicher Leistungszubau in MW_{el}/a,
 angelehnt an §3 EEG bis 2022

	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3
	Ausbauziele werden zu 100% erreicht	Ausbauziele werden zu 50% erreicht	Ausbauziele werden zu 20% erreicht
	in MW _{el} /a	in MW _{el} /a	in MW _{el} /a
Wind (Onshore)	2500	1250	500
Wind (Offshore)	850	425	170
Solare Strahlungsenergie	2500	1250	500
Biomasse	100	50	20



Deutlich als bei bloßer Betrachtung der sich ändernden installierten Kraftwerksleistungen (in GW) wird die Bedeutung der Abschaltung der Kernkraftwerke bei der Berücksichtigung der dann fehlenden Strommengen (TWh). Da Kernkraftwerke mit deutlich mehr Stunden eingesetzt werden (7834 Volllaststunden in 2012) wirken sich die Abschaltungen besonders auf die zur Verfügung stehende Strommenge aus:

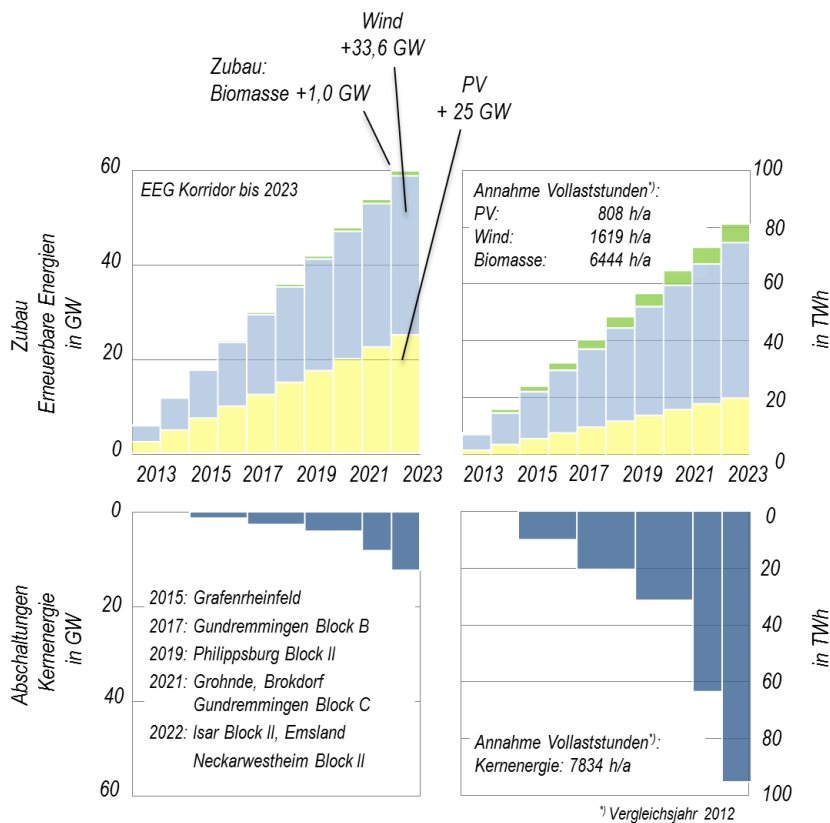


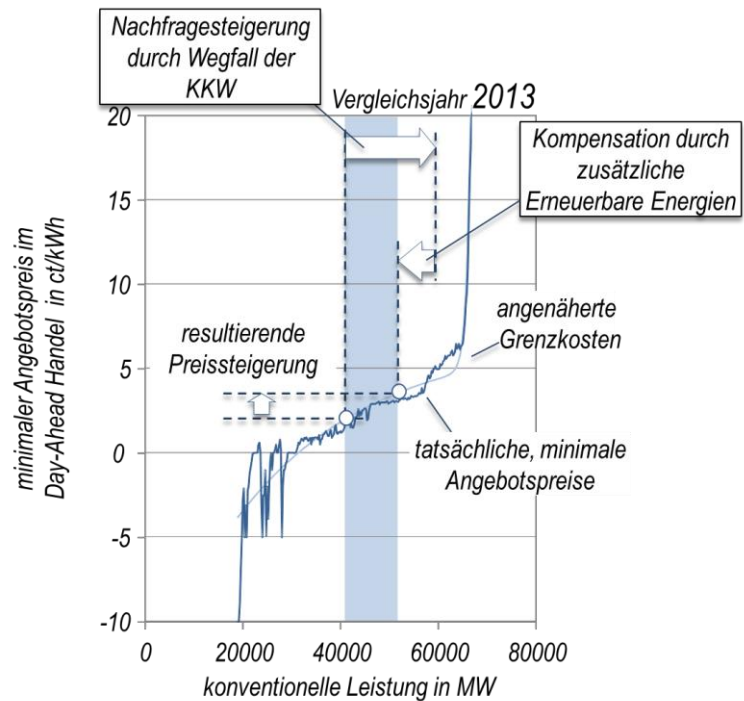
Abb. 16:
Rückbau der deutschen Kernkraftwerke gemäß §7 AtG und Ausbaukorridor erneuerbarer Erzeugungslleistung gemäß §3 EEG

Auf Basis der wie oben beschriebenen Ermittlung der Angebotskurve des Handelsjahres 2013 wurde die Entwicklung der Jahresdurchschnittspreise in die Jahre 2014 -2023 extrapoliert. Auch hier wurde der residuale Kraftwerkspark (ohne Kernkraftwerke und Erneuerbare Energien) als konstant angenommen, um die Effekte der Ausbau- bzw. Ausstiegsszenarien isoliert herauszustellen.

Aufgrund der jeweils sehr geringen Grenzkosten der Kernkraftwerke und der Erneuerbaren Energien wurde der Wegfall der Kernkraftwerke durch eine relative Rechtsverschiebung, das zusätzlich vorhandene Angebot an EE durch eine Linksverschiebung der konventionellen Nachfragekurve zur jeweiligen Handelsstunde abgebildet.

Die stündlichen Erzeugungsleistungen von PV und Windleistung wurden dabei auf Basis der 2013 ermittelten Daten linear extrapoliert und berücksichtigen somit keine Veränderung der internen Erzeugungsstruktur von PV und Windanlagen.

Abb. 17:
 Mechanismus zur Ermittlung der Preissteigerung bei einer Extrapolation der Strompreise auf Basis der Angebotskurve des Handelsjahres 2013 unter Berücksichtigung von KKW Rückbau und EEG Zubau



Die Ergebnisse der Projektionen zeigen, dass bis 2021 der EE- Ausbau die Abschaltung der Kernkraftwerke kompensieren kann. Werden die Ausbauziele zu 50% erreicht, kann bis 2021 das Preisniveau an den deutschen Strombörsen konstant gehalten werden. Bei vollem Erreichen des Ausbauziels würde sogar eine zusätzliche Reduktion der Handelspreise um rund 0,7 ct/kWh bewirkt (Abb. 18).

Durch die hohen Abschaltleistungen Ende 2021 und 2022 entsteht danach jedoch ein Erzeugungsdefizit, das selbst durch Erfüllung des kompletten EEG-Korridors nicht kompensiert werden kann und zu Versorgungsengpässen und stark steigenden Preisen führen würde. Im Jahre 2023 wäre somit mit einem maximalen Erzeugungsdefizit von 5,6 GW selbst im 100% EEG Szenario zu rechnen.

Spätestens ab 2023 ist es daher unabdingbar, dass zusätzlich Erzeugungskapazitäten, insbesondere mit Technologien zur Spitzenlastherzeugung, z.B. **Gaskraftwerke oder Speichertechnologien zur Verfügung stehen,** um den Wegfall der Kernkraftwerke auszugleichen.

Bei einem zusätzlichen Abschalten von Kohlekraftwerkskapazitäten oder einem rückläufigem Angebot sonstiger konventioneller Erzeugungsleistung, rückt dieser Zubaubedarf zeitlich dementsprechend näher und erfordert noch zügigere Investitionsentscheidungen.

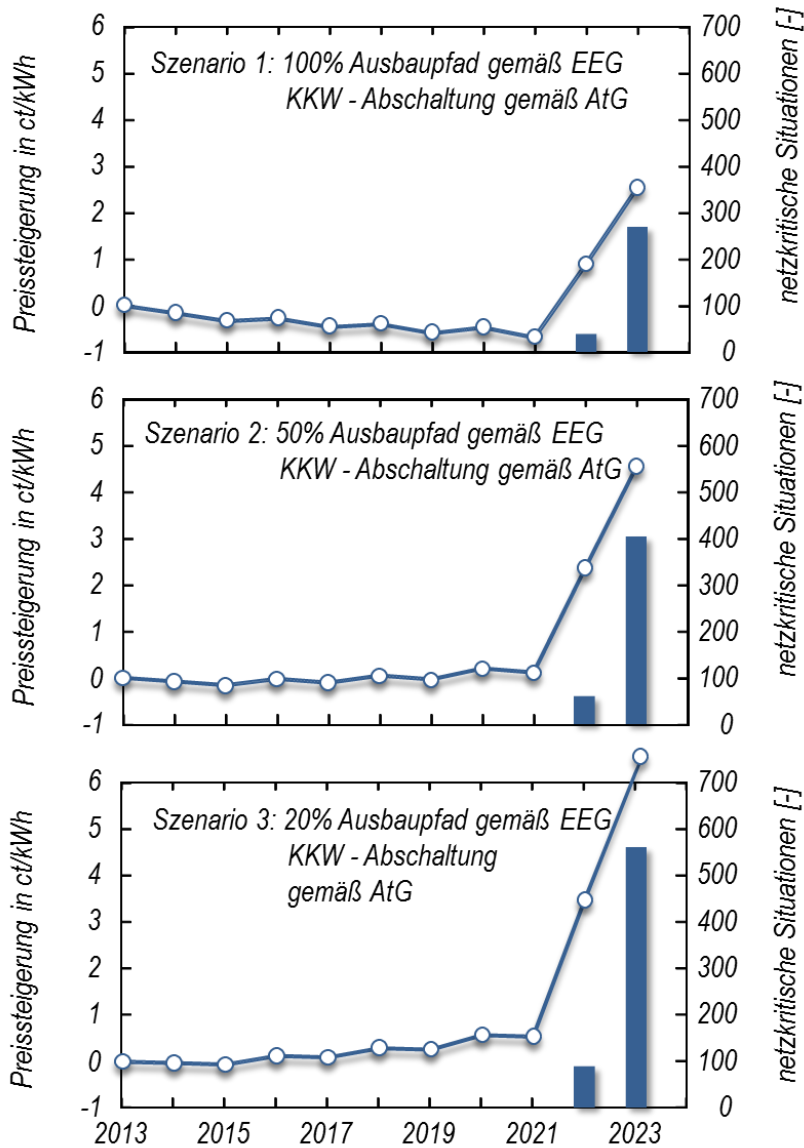


Abb. 18:
 Preisentwicklung und Anzahl
 netzkritischer Momente bei Rückbau
 der Kernkraft lt. AtG in 3 EEG
 Ausbauszenarien (100%, 50%, 20%)

Die Autoren

Der Lehrstuhl für Energieverfahrenstechnik wurde im März 2011 am Department für Chemie- und Bioingenieurwesen der Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg neu gegründet. Forschungsschwerpunkte sind die energetische Nutzung von Biomasse, die Erzeugung synthetischer Energieträger, die CO₂ freie Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern und energiewirtschaftliche Fragestellungen.

Der Leiter des Lehrstuhls, Prof. Dr.-Ing. Jürgen Karl, promovierte und habilitierte sich an der Technischen Universität München, leitete von 2007 bis 2011 das Institut für Wärmetechnik der Technischen Universität Graz und gründete 2007 die Agnion Inc., ein innovatives Start-up-Unternehmen zur Entwicklung und Vermarktung einer Technologie zur thermochemischen Konversion von Biomasse, dem Heatpipe Reformer. Er ist Mitglied des Steering Boards der Initiative Campus Future Energy Systems - CampusFES.

Dipl.-Ing. Marius Dillig studierte an der Technischen Universität München und promoviert derzeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter des Lehrstuhls für Energieverfahrenstechnik über die lastflexible Elektrolyse zur Erzeugung von Wasserstoff aus Erneuerbaren Energien.



Im Auftrag der Siemens AG im Rahmen der Initiative Campus Future Energy Systems. Das Diskussionspapier gibt die Meinung der Verfasser, nicht notwendigerweise der Siemens AG wieder.

Energiewirtschaftliche Schriften
des Lehrstuhls für Energieverfahrenstechnik der
Friedrich-Alexander-Universität Erlangen Nürnberg

Heft 1 - Dezember 2014



© Copyright Lehrstuhl für Energieverfahrenstechnik
Friedrich-Alexander-Universität Erlangen/Nürnberg,
Fürther Straße 244f, D-90429 Nürnberg

www.evt.cbi.fau.de