

Diskussionspapier

„Deutschland ohne erneuerbare Energien?“ – Ein Update für die Jahre 2014 bis 2018

Stromkosten und Versorgungssicherheit
ohne die Einspeisung Erneuerbarer Energien

Lehrstuhl für Energieverfahrenstechnik
Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg



Diskussionspapier

„Deutschland ohne erneuerbare Energien?“ – Ein Update für die Jahre 2014 bis 2018

Stromkosten und Versorgungssicherheit
ohne die Einspeisung erneuerbarer Energien

Sebastian Kolb
Marius Dillig
Thomas Plankenbühler
Jürgen Karl

Lehrstuhl für Energieverfahrenstechnik
Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg



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

Heft 4 - Oktober 2019

Nürnberg, Oktober 2019

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

Vorwort

Als im Jahr 2000 das „Erneuerbare-Energien-Gesetz“ (EEG) in Kraft trat, ahnte niemand den Erfolg dieses Gesetzes. Der Ausbau erneuerbarer Energien erreichte in nur wenigen Jahren ungeahnte Dimensionen. In nur zehn Jahren, in den Jahren 2001 bis 2011, steigerte sich der Anteil des Stroms aus erneuerbaren Quellen am Bruttostromverbrauch von 6,6% auf 20,4% und machte den bundesdeutschen Kernenergie-Ausstieg nach der Reaktorkatastrophe in Fukushima am 11.3.2011 erst möglich.

Gleichzeitig setzte eine kontrovers geführte öffentliche Diskussion um die Kosten erneuerbarer Energien ein und mündete in den EEG-Novellen der Jahre 2012 bis 2014, die den Zubau von Wind, Photovoltaik (PV) und Biomasse von insgesamt 10,8 GW im Jahr 2012 auf nur mehr 5,4 GW im Jahr 2018 halbierte.

Dass die Steigerungen der Stromkosten der bundesdeutschen Endverbraucher nur teilweise dem Ausbau erneuerbarer Energien geschuldet waren und im Gegenteil das Überangebot erneuerbarer Energien zu massiv fallenden Großhandelspreisen an den europäischen Handelsplätzen führte, war daher Gegenstand des im Jahr 2014 von der Siemens AG beauftragten Diskussionspapiers „Deutschland ohne erneuerbare Energien – Stromkosten und Versorgungssicherheit ohne die Einspeisung erneuerbarer Energien in den Jahren 2011-2013“.

Die Studie rekonstruierte mithilfe historischer Börsendaten die Strompreise, die sich in diesen Jahren ohne die Einspeisung von Wind und Photovoltaik ergeben hätten. Aufgrund des geringeren Stromangebots errechneten sich Großhandelspreise, die im betrachteten Zeitraum zu signifikant höheren Letztverbraucherpreisen geführt hätten.

Die Ergebnisse wurden im Jahr 2015 kontrovers diskutiert. Heute ist der zugrundeliegende Merit-Order-Effekt in Fachkreisen akzeptiert und führte in den Folgejahren zu historisch niedrigen Großhandelspreisen.

Ziel des nun vorliegenden Updates der Studie ist es, diesen Merit-Order-Effekt – also die Minderung des Anteils der Stromerzeugung an den Strombezugskosten für Letztverbraucher – auch für die Jahre 2014 bis 2018 zu quantifizieren.

Vor allem soll die Studie aber die dringende Notwendigkeit vor Augen führen, den Ausbau erneuerbarer Energien wieder verstärkt voranzutreiben.

In den nächsten Jahren werden nicht nur in Deutschland, sondern in ganz Europa altersbedingt enorme nukleare und konventionelle Stromerzeugungskapazitäten vom Netz gehen. Diese müssen mit erneuerbaren Energien kompensiert werden.

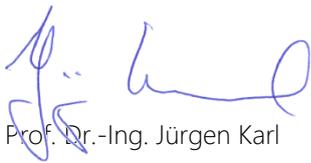
Wir danken den Elektrizitätswerken Schönau für die Beauftragung und allen beteiligten Kolleginnen und Kollegen für die intensiv geführte Diskussion unserer Ergebnisse.

Vor allem hoffen wir, mit dieser Studie einen Beitrag zu leisten, das in der öffentlichen Wahrnehmung so beschädigte Image der deutschen Energiewende zu korrigieren. Das Image einer Energiewende, die nicht Arbeitsplätze gekostet hat, sondern im Gegenteil hunderttausende Arbeitsplätze geschaffen hat. Einer Energiewende, die den Anstieg der Stromkosten nicht getrieben, sondern gebremst hat und einer Energiewende, die Pate

stand für eine nun weltweit stattfindende Energiewende. Die dafür sorgte, dass Wind und Photovoltaik auch in den USA, Kanada, Japan und China zu den nun günstigsten Stromerzeugungstechnologien überhaupt wurden.

Der Vorreiterrolle der deutschen Energiewende ist es zu verdanken, dass im Jahr 2018 über 40 % der deutschen Nettostromerzeugung von erneuerbaren Energien geliefert wurde – für einen nachhaltigeren Umgang mit den Ressourcen, dem Klima und der Zukunft unserer Kinder.

Nürnberg, im Oktober 2019



Prof. Dr.-Ing. Jürgen Karl



Dr.-Ing. Marius Dillig



Sebastian Kolb, M.Sc.



Dr.-Ing. Thomas Plankenbühler

Kurzfassung

Die FAU-Strompreisstudie des Jahres 2015 rekonstruierte auf Grundlage historischer Preisdaten des Day-Ahead-Marktes der deutschen Strombörse, welche Preise sich an der Strombörse in den Jahren 2011 bis 2013 ohne die Einspeisung aus Wind und Photovoltaik eingestellt hätten. Die Studie hatte gezeigt, dass die Mehrkosten aufgrund höherer Großhandelspreise die Kosten der EEG-Umlage in den Jahren 2011 bis 2013 um etwa 28,7 Mrd. Euro überschritten hätten¹.

Das hier vorliegende Update dieser Studie für die Jahre 2014 bis 2018 bestätigt diesen Trend. Zwar fielen die rekonstruierten Mehrkosten ohne die Einspeisung aus Wind und Photovoltaik aufgrund der Inbetriebnahme mehrerer neuer Kohlekraftwerke in den Jahren 2012 bis 2015 zunächst geringer aus als in den Jahren davor. Aufgrund mehrerer Kraftwerksstilllegungen in den Jahren 2017 und 2018 hätte sich der mittlere Börsenpreis allerdings um etwa 8,4 ct/kWh im Jahr 2017 und um 7,1 ct/kWh im Jahr 2018 erhöht.

Damit sparten die deutschen Letztverbraucher durch den Merit-Order-Effekt in den Jahren 2014 bis 2018 nochmals etwa 40 Mrd. Euro ein.²

Eine Projektion der Entwicklung der verfügbaren Erzeugungskapazität und der zu erwartenden Strompreise bis 2030 zeigt deutlich:

1. Die Rekonstruktion der Strompreise der Jahre 2014 bis 2018 ohne erneuerbare Energien bestätigt die Ergebnisse der FAU-Strompreisstudie 2015. Erneuerbare Energien sorgten für fallende Großhandelspreise und sparten bundesdeutschen Letztverbrauchern insgesamt etwa 40 Mrd. Euro ein. Der Strombedarf hätte auch in den Jahren 2014 bis 2018 ohne die Einspeisung erneuerbarer Energien nicht jederzeit gedeckt werden können.
2. Die CO₂-Reduktionsziele der Bundesregierung können mit dem Ausbaukorridor des EEG 2017 §4, den zusätzlichen Ausbauzielen des Energiesammelgesetzes vom 20.12.2018 und dem „Kohlekompromiss“ vom 26.01.2019 nicht erreicht werden.
3. Notwendig wäre eine Vervielfachung des geplanten Ausbaus erneuerbarer Energien, um die Klimaschutzziele der Bundesregierung nahezu zu erreichen und eine Verdreifachung, um die durchschnittlichen Strompreise an den Strombörsen bis 2023 auf etwa 7 ct/kWh zu begrenzen.

Durch eine Verdreifachung des Ausbaus erneuerbarer Energien würden deutsche Letztverbraucher durch reduzierte Großhandelspreise bis 2023 etwa 91 Mrd. Euro einsparen.

¹ Basis: prognostizierte EEG-Umlage

² Basis: EEG-Differenzkosten der nachträglichen Jahresabrechnung

Diese Einsparungen reichen aus, um den notwendigen Zubau zu finanzieren.

Ohne einen forcierten Ausbau erneuerbarer Energien wird die entstehende „Ökostromlücke“ zu steigenden Strompreisen und kritischen Versorgungssituationen führen.



Kosten der EEG-Umlage (EEG-Differenzbetrag der nachträglichen Jahresabrechnung, Quelle: BMWi) und rekonstruierte Steigerung der Großhandelspreise ohne die Einspeisung von Wind und Photovoltaik in den Jahren 2011 bis 2018

Inhaltsverzeichnis

Vorwort	3
Kurzfassung	5
Motivation und Zielsetzung der Studie	9
Entwicklung der Strompreise bundesdeutscher Endverbraucher	13
Methodik und Ergebnisse der FAU Strompreisstudie 2015	15
Verwendete Daten	15
Ergebnisse der Studie	15
Prognostizierte Strompreise bis 2023	16
Kritikpunkte an der FAU Strompreisstudie 2015	16
Rekonstruktion der Strompreise ohne erneuerbare Energien für die Jahre 2014 bis 2018	19
Datenbasis	19
Grenzkosten des deutschen Kraftwerksparks in den Jahren 2014 bis 2018	20
Erneuerbare Energien an der Strombörse	20
Berücksichtigung der Netzreserve (§13b Abs. 4 EnWG)	20
Rekonstruierte Börsenstrompreise ohne Wind und PV	21
Einfluss der Einspeisung erneuerbarer Energien auf die Versorgungssicherheit	24
Entwicklung der einsetzbaren Kraftwerkskapazität	24
Wäre ohne Wind und PV eine höhere Kraftwerksleistung angeboten worden?	26
Das Jahr 2017	27
Die Betriebsdauer von Kohlekraftwerken	29
Auswirkungen des Kernenergie- und Kohleausstiegs bis 2030	31
Zubau erneuerbarer Energien	31
Abbau von Kernkraftwerkskapazitäten	32
Altersbedingter Abbau von Kohlekraftwerkskapazitäten	32
Altersstruktur des konventionellen Kraftwerksparks	32
Künftige Entwicklung der CO ₂ -Emissionen der Energiewirtschaft	34

Entwicklung der Börsenstrompreise bis 2030	36
Zusammenfassung und Fazit	42
Abkürzungen.....	43
Anhang	44
Literatur.....	59

Motivation und Zielsetzung der Studie

Die Großhandelspreise an den europäischen Strombörsen hatten sich in den letzten Jahren stark reduziert.

Im Jahr 1996 beschloss die Europäische Union die „Elektrizitätsbinnenmarkt“-Richtlinien 96/92/EG. Ziel war eine Liberalisierung der europäischen Strommärkte. Im Jahr 2000 etablierte sich in Leipzig die Europäische Strombörse EEX. In den Jahren vor Fukushima war ein starker Preisanstieg des dort gehandelten Stroms zu verzeichnen.

Im Jahr 2008 wurde Grundlaststrom aufgrund der insgesamt gestiegenen Öl- und Gaspreise mit durchschnittlichen Preisen über 7 ct/kWh gehandelt (**Abbildung 1**).

Nach der Reaktorkatastrophe von Fukushima am 11.03.2011 kehrte sich der Trend um. Trotz des Wegfalls von etwa einem Sechstel der deutschen Stromproduktion in Folge der Abschaltung von acht Kernkraftwerken setzte ein starker Preisverfall an den europäischen Strombörsen ein.

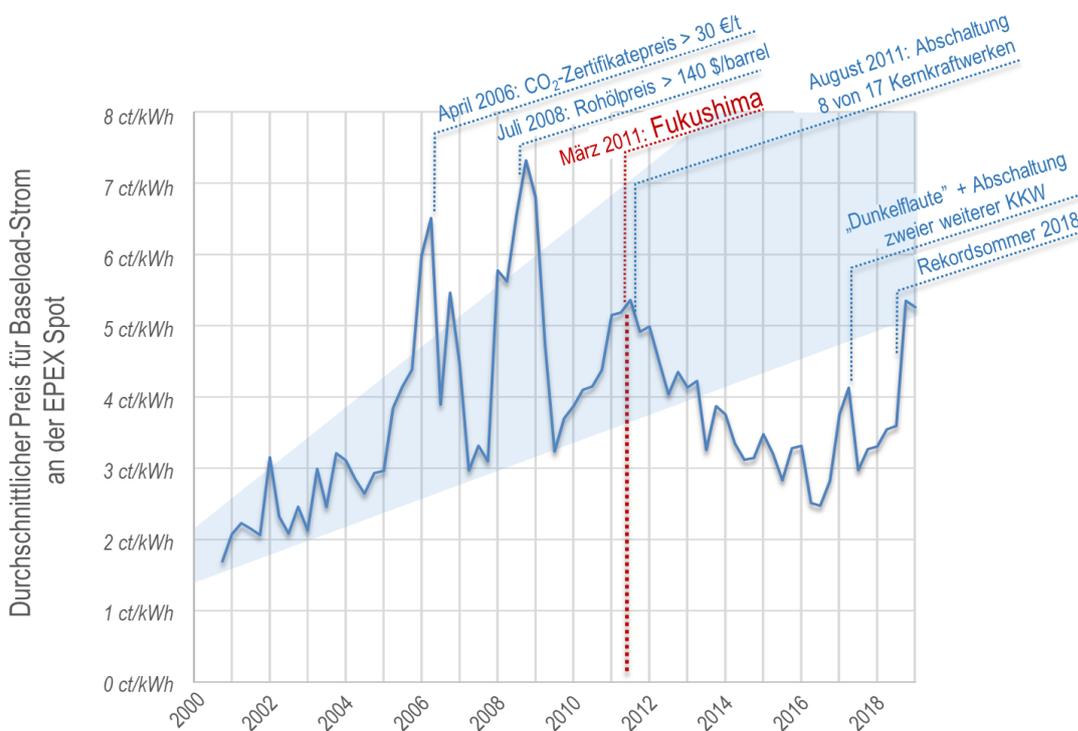


Abb. 1: „KWK-Index“ Referenzpreis für die EEG-Umlage an der Strombörse EPEX, Quelle: www.eex.com, Stand 30.3.2019

Der Grund dafür war das hohe Angebot an erneuerbaren Energien. Das Prinzip der Merit-Order führte dazu, dass selbst in den traditionell „teuren“ Mittagsstunden nur noch Kraftwerke mit geringen variablen Kosten (in der Regel Kern- und Kohlekraftwerke) zum Einsatz kamen und damit die Handelspreise setzten.

Ein hohes Angebot an konventionellen Kraftwerken bei gleichzeitig geringer Nachfrage führte also zum Preisverfall an den Strombörsen. Am Strommarkt ist dieser Effekt als **Merit-Order-Effekt** bekannt [1–7]. Die gesunkenen Großhandelspreise bewirkten zum einen, dass insbesondere die von der EEG-Umlage befreiten Industrieunternehmen von erheblichen Strompreissenkungen profitierten und zum anderen die EEG-Umlage – die ja den Mehrpreis erneuerbarer Energien gegenüber den an der Börse gehandelten Preisen wiedergibt – zusätzlich stieg.

Ziel der im Jahr 2015 erschienenen FAU-Studie „Deutschland ohne erneuerbare Energien - Stromkosten und Versorgungssicherheit ohne die Einspeisung erneuerbarer Energien in den Jahren 2011-2013“ [8,9] war es, den Merit-Order-Effekt für die Jahre 2011 bis 2013 zu quantifizieren. Die Analyse zeigte, dass sich im „Day-Ahead“-Handel des Spotmarktes die Strompreise für das Jahr 2013 ohne Wind und Photovoltaik 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 im Jahr 2013 Einsparungen für konventionell erzeugten Strom von ca. 31,6 Mrd. Euro gegenüber. Dies sparte für die deutschen Letztverbraucher 2013 also 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. In diesen gewährleistete nur die Einspeisung erneuerbarer Energien einen stabilen Netzbetrieb. 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.

Ziel dieser neuen Studie ist es nun, aus den an der Strombörse öffentlich zugänglichen Daten zu ermitteln, wie sich der Strompreis in den Jahren 2014 bis 2018 ohne die Einspeisung erneuerbarer Energien (d.h. ohne PV- und Windstrom) entwickelt hätte. Verwendet wurden hierzu wieder die an der Strombörse im sogenannten „Day-Ahead“-Handel des Spotmarktes gebildeten Angebots- und Nachfragekurven der dort gehandelten, mehrheitlich konventionellen Stromerzeugung.

Abbildung 1 verdeutlicht aber auch, dass seit 2015/2016 der Zubau an erneuerbaren Energien nicht mehr ausreicht, um den Wegfall des Angebots an Kernenergie und konventionell erzeugtem Strom weiterhin vollständig zu kompensieren. So führten beispielsweise Stillstände in einigen deutschen Kernkraftwerken im Winter 2016/2017 zu steigenden Strompreisen im ersten Quartal 2017: Neben den geplanten Wechseln der Brennelemente im Kraftwerk Emsland und dem Block 2 des Kraftwerks Isar produzierte auch Gundremmingen C über den Jahreswechsel 2016/2017 keinen Strom. Dazu kam noch der fünfmonatige, ungeplante Stillstand des Kernkraftwerks Philippsburg 2. Gleichzeitig sorgte in den letzten Januarwochen eine mehrtägige „Dunkelflaute“ mit geringer Einspeisung von Windenergie vor allem in den Morgen- und Abendstunden der letzten Januarwochen für Preisspitzen bis zu 16,3 ct/kWh.

In den Rekordsommern 2018 und 2019 sorgten Einschränkungen der Kühlleistung für konven-

tionelle und nukleare Kraftwerke für europaweite Stromengpässe und steigende Strompreise.

Durch die Abschaltung der letzten verbleibenden Kernkraftwerke und den Kohleausstieg wird sich das Stromangebot in den nächsten Jahren weiter verringern. Ein weiteres Ziel dieser Studie ist es deshalb, zu quantifizieren, mit

welchen Strompreissteigerungen in den nächsten Jahren zu rechnen ist und welche Leistungen an erneuerbaren Energien und Speicherkapazitäten entstehen müssen, um Engpassereignissen und weiteren Preissteigerungen in den nächsten Jahren wirksam vorzubeugen.

zum Querlesen

Bereits 2015 belegte die FAU-Strompreisstudie, dass Wind und Photovoltaik den bundesdeutschen Letztverbrauchern in den Jahren 2011 bis 2013 fast 30 Mrd. Euro einsparten.

Die nun vorgelegte Studie soll prüfen, ob und wie sich dieser Trend in den Jahren 2014 bis 2018 fortsetzte.

Entwicklung der Strompreise bundesdeutscher Endverbraucher

Ein wesentlicher Grund dafür, dass erneuerbare Energien in der öffentlichen Wahrnehmung noch immer als „Preistreiber“ gelten, sind die in den letzten Jahren für private Letztverbraucher gestiegenen Stromkosten.

Tatsächlich stiegen insbesondere die Strompreise privater Haushalte seit 2000 deutlich an (Abbildung 2) und verdoppelten sich in zehn Jahren nahezu [10]. In den Jahren von 2000 bis 2008, also lange vor der eigentlichen „Energie- wende“, stiegen die Endverbraucherpreise für

Haushaltskunden um etwa 8 ct/kWh, also etwa 1 ct/kWh jährlich. Die EEG-Umlage stieg in diesen Jahren von 0,19 auf 1,12 ct/kWh. Dieser Preisanstieg setzte sich für die Haushalte bis 2012 fort. Als im Jahr 2013 die stromintensiven Betriebe von der EEG-Umlage befreit wurden, kam es im Jahr 2013 letztmalig zu einem signifikanten Anstieg der Strompreise um etwa 2 ct/kWh.

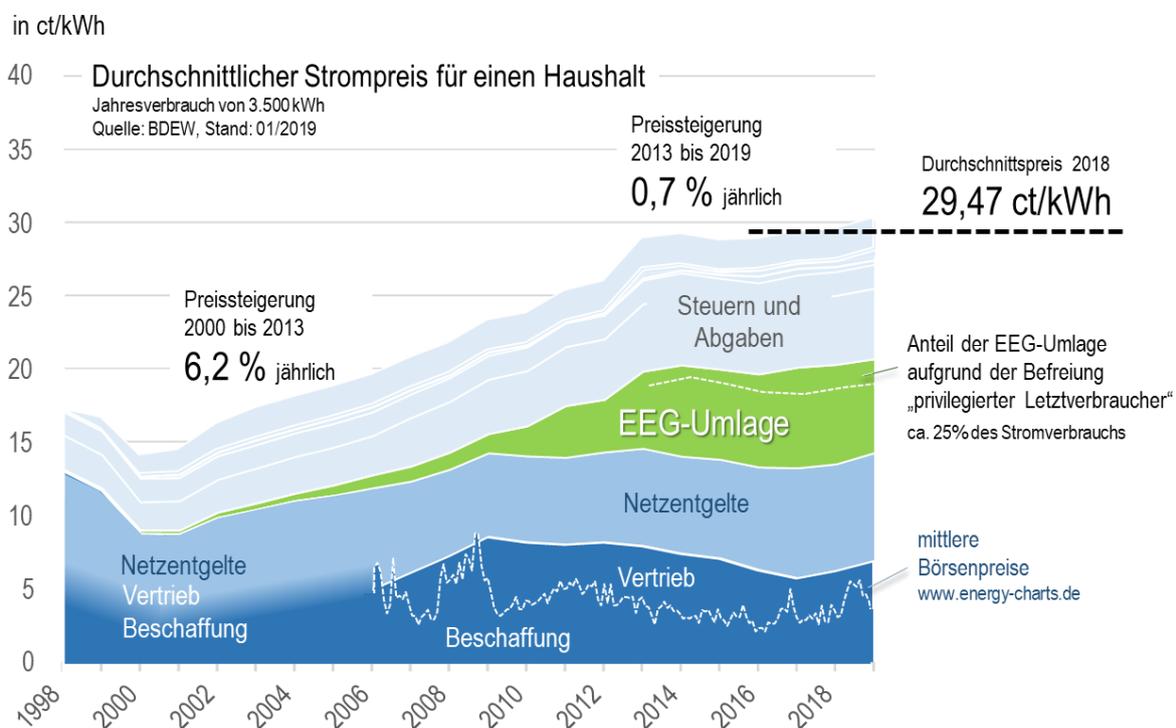


Abb. 2: Steigerung der durchschnittlichen Strompreise für Haushalte und Entwicklung der EEG-Umlage (Quelle: BDEW [10])

Seit 2013 blieben die Endverbraucherpreise für Haushaltskunden dagegen weitgehend konstant, der weitere Anstieg der EEG-Umlage wurde durch sinkende Großhandelspreise – den Merit-Order-Effekt – kompensiert.

Die Endverbraucherpreise für Industriekunden wurden maßgeblich davon bestimmt, ob die Stromkunden als energieintensive Betriebe nach §64 EEG 2017 von der EEG-Umlage befreit waren.

Nach BDEW-Strompreisanalyse 2019 [10] betrug die Bandbreite des Industriestroms für Großabnehmer im ersten Halbjahr 2018 nur 5,1 bis 17,0 ct/kWh. Dabei profitieren insbesondere Unternehmen, die als „Stromkostenintensive Unternehmen“ ganz oder teilweise von

der EEG-Umlage befreit sind. Diese Unternehmen können nicht nur ihren Strombezug mit den niedrigen Großhandelspreisen der Strombörse decken, sondern können zusätzlich ihre Netzkosten nach §19 StromNEV auf bis zu 10% des „veröffentlichten Netzentgeltes“ reduzieren.

Die Strompreise stromkostenintensiver Unternehmen betragen 2018 also teilweise nur ein Sechstel der Strompreise privater Haushalte.

zum Querlesen

Die Strompreise privater Haushalte stiegen lange, bevor die erneuerbaren Energien signifikant zur bundesdeutschen Stromversorgung beitrugen.

Seit 2012 blieben die Strompreise privater Haushalte annähernd konstant. Grund waren die sinkenden Börsenstrompreise in Folge des Überangebots von Wind und Photovoltaik („Merit-Order-Effekt“).

Methodik und Ergebnisse der FAU Strompreisstudie 2015

Verwendete Daten

Die Großhandelspreise Deutschlands werden an der European Power Exchange EPEX-Spot mit Sitz in Paris (davor an der Leipziger Strombörse EEX) im „Day-Ahead“-Handel für jede Stunde des Jahres mit Auktionen bereits am Vortag ermittelt. Die Strompreise werden aus stündlich gebildeten Angebots- und Nachfragekurven bestimmt.

Abbildung 3 zeigt die Angebots- und Nachfragekurven für den 15.01.2013, für die Zeit von 8⁰⁰-9⁰⁰ Uhr morgens. Der Marktpreis ergibt sich beim sogenannten „market clearing“ aus dem Schnittpunkt des aggregierten Angebots mit der entsprechenden aggregierten Nachfrage. Das Fehlen von Wind und Photovoltaik hätte zu diesem Zeitpunkt die Nachfrage um 2.079,8 MWh erhöht und dadurch den Schnittpunkt zwischen Angebots- und Nachfragekurve hin zu einem höheren Handelsvolumen und höheren Strompreisen verschoben. Um diesen Merit-Order-Effekt zu quantifizieren, wurde für alle Stunden der Jahre 2011 bis 2013 aus den historischen Angebots- und Nachfragekurven rekonstruiert, um welchen Betrag sich der Strompreis ohne Wind- und Photovoltaikeinspeisung erhöht hätte.

Ergebnisse der Studie

Die Analyse zeigte, dass sich im „Day-Ahead“-Handel des Spotmarktes die Strompreise ohne Wind und PV beispielsweise für das Jahr 2013

aufgrund des erheblich verringerten Stromangebots im Mittel um 5,29 ct/kWh erhöht hätten.

Den Kosten der EEG-Umlage von ca. 20,4 Mrd. Euro standen im Jahr 2013 Einsparungen für konventionell erzeugten Strom von ca. 31,6 Mrd. Euro gegenüber. Der Merit-Order-Effekt sparte für die deutschen Letztverbraucher 2013 insgesamt ca. 11,2 Mrd. Euro ein (siehe auch **Abbildung 12** im Anhang).

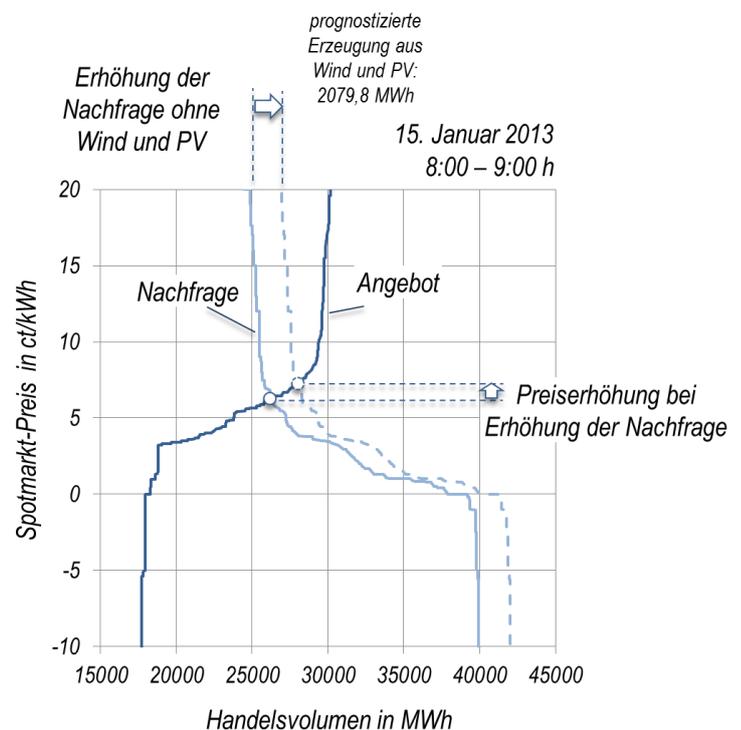


Abb. 3: Stundenaktuelle Angebots- und Nachfragekurve und prognostizierte Einspeisung für Wind und Photovoltaik vom 15.01.2013, 8⁰⁰ - 9⁰⁰ Uhr morgens [8]

Über 269 Stunden des Jahres hätte die Nachfrage an der Strombörse mit der maximal im Jahr 2013 angebotenen Leistung aus konventionellen Kraftwerken nicht gedeckt werden können (**Abbildung 13** im Anhang). Dies bedeutet nicht automatisch, dass in diesen Situationen Großstörungen („Blackouts“) entstanden wären. Zum einen wurden Reservekraftwerke für Systemdienstleistungen („Regelreserve“) nicht berücksichtigt, die in solchen Engpasssituationen zum Einsatz gekommen wären. Zum anderen blieben auch mögliche Stromimporte unberücksichtigt. Ein stabiler Netzbetrieb war in diesen Situationen allerdings nur durch die Einspeisung erneuerbarer Energien sicher gewährleistet. Für die Details zur Herangehensweise wird auf die Studie [8] verwiesen.

Prognostizierte Strompreise bis 2023

Die Studie prognostizierte für die Jahre 2014 bis 2020 weiter leicht fallende Strompreise für den Fall, dass die Ausbauziele der Bundesregierung für die erneuerbaren Energien (Ausbaukorridor nach §4, EEG 2014) erreicht würden. Tatsächlich fielen die Preise noch deutlicher, obwohl der geplante Ausbaukorridor nicht erreicht wurde.

Der Ausbaukorridor der Bundesregierung würde entsprechend bis 2021 ausreichen, um die durch den Kernenergieausstieg wegfallende Erzeugungskapazität zu kompensieren. Für die Kompensation der sechs dann verbleibenden Kernkraftwerke Grohnde, Brokdorf, Gundremmingen C, Isar II, Emsland und Neckarwestheim II in den Jahren 2021 und 2022 reicht der Ausbaukorridor der Bundesregierung nicht. Steigende Großhandelspreise in Folge des Kernenergieausstiegs wurden ab 2022 prognostiziert. Ein möglicher Kohleausstieg blieb dabei unberücksichtigt.

Ergebnis der Projektion war, dass es ab 2021 deutliche Preissteigerungen und vermehrt „netzkritische Situationen“ in Folge der wachsenden Ökostromlücke und der Abschaltung der letzten Kernkraftwerke geben wird.

Die FAU-Strompreisstudie kam 2015 zum Schluss, dass es spätestens ab 2023 unabdingbar ist, zusätzliche Erzeugungskapazitäten, insbesondere Technologien zur Spitzenlasterzeugung wie Gaskraftwerke und Speichertechnologien, zusätzlich zur Verfügung zu stellen.

Kritikpunkte an der FAU Strompreisstudie 2015

In der von der Veröffentlichung ausgelösten Diskussion wurden im Wesentlichen vier Kritikpunkte genannt. Kritisiert wurde, dass...

- ... die Daten des Day-Ahead-Handels nicht repräsentativ für den gesamten deutschen Strommarkt seien;
- ... unberücksichtigt bliebe, dass der Ausbau konventioneller Kraftwerke durch den Ausbau erneuerbarer Energien möglicherweise verhindert worden sei;
- ... der Merit-Order-Effekt durch die Verwendung einer Grenzkostenkurve für den deutschen Kraftwerkspark überschätzt worden sei;
- ... die hohen Investitionskosten für den Zubau erneuerbarer Energien sich in den Ergebnissen nicht widerspiegeln.

Der erste Kritikpunkt basiert auf der Tatsache, dass tatsächlich nur etwa 40% des Stromaufkommens an der Strombörse gehandelt wurden. Unstrittig ist allerdings, dass der Day-Ahead-Handel als Leitbörse gilt und als Letztpreis auch Grundlage für bilaterale Stromlieferverträge bildet.

Dass ein weiterer Ausbau konventioneller Kraftwerke die rekonstruierte Strompreissteigerung gemindert hätte (zweiter Kritikpunkt), ist unstrittig. In der Studie wurde deshalb betrachtet, wie sich der Zubau zusätzlicher Kraftwerke ausgewirkt hätte. Gerade in Situationen mit hoher Nachfrage hätten zusätzliche Kraftwerke den Strompreis gemindert.

Fraglich bleibt allerdings, ob der Ausbau weiterer Kraftwerkskapazitäten aufgrund des Ausbaus erneuerbarer Energien ausgeblieben ist. Tatsächlich wurden bereits seit der Jahrtausendwende keine signifikanten Kraftwerkskapazitäten zugebaut. In den Jahren 2003 bis 2011 ging kein größeres Kohlekraftwerk mehr ans Netz. Gründe hierfür waren die fehlende Investitionssicherheit aufgrund steigender Erdgaspreise, den Unsicherheiten eines bevorstehenden CO₂-Zertifikatehandels und die öffentliche Akzeptanz. Zudem beträgt die Bauzeit eines Großkraftwerks bis zu zehn Jahre³. Der Bau von Großkraftwerken, die 2002 bis 2012 ans Netz hätten gehen können, hätte also schon in den 90er Jahren begonnen werden müssen. Erneuerbare Energien waren zu diesem Zeitpunkt für die Entscheider der Energiewirtschaft kein relevanter Faktor.

Der dritte Kritikpunkt, wonach der Merit-Order-Effekt durch die Verwendung von Grenzkostenkurven überschätzt wurde, basiert im Wesentlichen darauf, dass andere Studien, z.B. [7], deutlich geringere Preissteigerungen für Situationen ohne Wind und PV annehmen. Dies resultiert daraus, dass diese Studien keine Verknappung des Stromangebots bei Engpassereignissen annehmen, die in der Realität aber zu einem steilen Anstieg der Grenzkosten des deutschen Kraftwerksparks führt (**Abbildung 17** im Anhang).

Dies setzt voraus, dass bei nationalen Engpassereignissen Strom aus Nachbarländern importiert werden kann. Die Versorgungssituation der anderen Europäischen Länder ist allerdings gerade in Engpassituation ähnlich kritisch, so dass in der Vergangenheit bei Strommangel und hohen Strompreisen Strom überwiegend exportiert werden musste. Andere Studien quantifizieren den Einfluss erneuerbarer Energien auf den Handelspreis der Strombörsen sogar gar nicht (z.B. [11]).

Eine Verknappung des Stromangebots am deutschen Strommarkt ging in der Vergangenheit auch meist mit einer Verknappung des Stromangebots in europäischen Nachbarländern einher. Zudem nehmen europäische Anbieter bereits heute am Strommarkt des Marktgebiets Deutschland teil und bestimmen so auch die Angebotssituation. Die Annahme, dass bei einer Verknappung des Stromangebots Preisanstiege mit Stromimporten gemindert worden wären, trifft also nicht zu.

Der verbreitetste Kritikpunkt blieb allerdings der Vorwurf, dass die hohen Investitionskosten für den Zubau erneuerbarer Energien sich in den Ergebnissen der Studie nicht widerspiegeln. Dies liegt daran, dass die Studie nicht die Stromerzeugungskosten bewertete, sondern ausschließlich Handelspreise.

Preise bilden sich in auf Angebot und Nachfrage basierenden Märkten aufgrund des Gleichgewichts von Angebot und Nachfrage und sind dadurch nur mittelbar von Produktionskosten abhängig. Bei hoher Nachfrage stellen sich Preise ein, die weit über den Produktionskosten eines Produkts liegen können und erhöhen dadurch den Gewinn des Anbieters. Eine niedrige Nachfrage führt zu Preisen, die unter den Produktionskosten liegen können.

³ Beispiel: Kohlekraftwerk Neurath Blocks F und G: Genehmigungsantrag 2004, Inbetriebnahme 2012,

übliche Planungsdauer bis zur Einreichung des Genehmigungsantrages: 2 Jahre

Hinzu kommt, dass das im deutschen Strommarkt geltende Marktsystem – der Energy-Only-Markt (EOM) – darauf basiert, dass im stündlichen Handel „Energy only“, also nur die gelieferte Strommenge, vergütet wird. Nach dem Prinzip der Merit-Order werden also nur die Grenzkosten eines Kraftwerks – dies sind im Wesentlichen die verbrauchsgebundenen Kosten – bei der Preisbildung berücksichtigt. Die investitionsgebundenen Kosten (Abschreibung, Kapitaldienst) und betriebsgebundene Kosten (z.B. Personalkosten) fallen als Fixkosten auch im Stillstand an. Im Gegensatz zum „Kapazitätsmarkt“, in dem auch die Bereitschaft, Strom zu produzieren, vergütet wird, bleiben im Energy-Only-Markt in der Vergangenheit getätigte Investitionen in Kraftwerke oder Windkraftanlagen für die stündliche Preisbildung und damit auch für die Strompreise der Letztverbraucher unberücksichtigt.

Eine eingehende Diskussion der Ergebnisse der Studie findet sich in [1]. Hier wird insbesondere auch ein möglicher Einfluss der Nachfrageelastizität diskutiert und abgeschätzt. So ist

bei steigenden Preisen davon auszugehen, dass die Nachfrage sich zum Beispiel durch die Abschaltung energieintensiver Verbraucher reduziert hätte. Neben diesen preismindernden Effekten wurden auch preissteigernde Effekte abgeschätzt. So wurde der Einfluss netzkritischer Situationen auf die mittleren Strompreise nicht berücksichtigt, da für Situationen, in denen die Nachfrage nicht gedeckt werden kann, ein Strompreis nicht zweifelsfrei begründbar festgelegt werden kann. Diese Ereignisse wurden folglich nicht in die Bildung des mittleren Strompreises einbezogen, auch wenn sie in der Realität mit deutlich höheren Strompreisen verbunden wären. Als volkswirtschaftlich signifikanter Effekt wurde auch die Rückkopplung auf den Gaspreis diskutiert. Ohne Wind und PV hätte sich der Gasverbrauch in Deutschland um bis zu 25% erhöht und zu entsprechenden Preissteigerungen für alle Gasverbraucher geführt.

zum Querlesen

Die Ergebnisse der FAU-Strompreisstudie 2015 basierten auf historischen Börsenpreisen. Rekonstruiert wurde, wie sich die Strompreise an der Börse ohne Wind und PV durch die höhere Nachfrage verändert hätten.

Rekonstruktion der Strompreise ohne erneuerbare Energien für die Jahre 2014 bis 2018

Die Rekonstruktion der Strompreise „ohne erneuerbare Energien“ für die Jahre 2014 bis 2018 erfolgte methodisch analog zur Rekonstruktion der Strompreise für die Jahre 2011 bis 2013 in der 2015 veröffentlichten FAU-Strompreisstudie 2015. Grundlage für die zu erwartende Preissteigerung bei gegebener Nachfrage waren wieder die für die einzelnen Jahre aus den Angebots- und Nachfragekurven ermittelten Grenzkosten des deutschen Kraftwerksparks.

Datenbasis

Die verwendeten Daten wurden von der europäischen Strombörse, der EPEX SPOT SE (European Power Exchange) bezogen. Die EPEX SPOT wurde 2008 in Paris gegründet. Im Jahr 2009 wurde der EEX-Spotmarkt (EEX Power Spot, früher: Leipziger Strömbörse) in den EPEX Spot Markt überführt.

Als Handelsdaten stellt die EPEX eine Vielzahl unterschiedlicher Indizes zur Verfügung. Für den Stromhandel maßgeblich ist der Physical Electricity Index (Phelix). Gehandelt werden die Indizes Phelix-Baseload (Grundlast), Phelix-Peakload (Spitzenlast) oder Phelix-Off-Peak (Schwachlast) und Phelix Monat (monatliche Durchschnittspreise). Daneben werden Phelix-Futures und Phelix-Future-Optionen gehandelt. Die Basis für diese Indizes bilden die Day-Ahead-Märkte der EPEX. Im Day-Ahead Handel werden auf Basis stündlicher Angebots-

und Nachfragekurven für die unterschiedlichen Preiszonen am Vortrag jeden Tages die letztendlich geltenden Preise gebildet. Die Day-Ahead-Auktion an der EPEX SPOT wird täglich um 12 Uhr geschlossen („Clearing“). Die Preisbildung für Deutschland basierte bis zum 30.09.2018 auf den Marktgebieten Deutschland, Österreich und Luxemburg. Seit dem 01.10.2018 wird Österreich als eigenes Marktgebiet betrachtet. Neben dem Day-Ahead Handel werden kleinere Strommengen noch kurzfristig in den Intraday-Märkten gehandelt.

Im Jahr 2017 betrug das Volumen des Day-Ahead-Handels an der EPEX SPOT 233 TWh [12], also etwa 38,9% des deutschen Bruttostromverbrauchs [13]. Das Volumen des Intraday-Handels betrug 2017 etwa 47 TWh. Da der Day-Ahead-Handel allgemein als Leitbörse auch für langfristige Verträge und den OTC- („Over-the-Counter“-) Handel gilt, wurden für diese Studie im Weiteren nur die Preise des Day-Ahead-Handels verwendet.

Als Datenbasis für die Bestimmung der historischen Nachfrage und zur Berechnung der rekonstruierten Nachfrage für das Szenario ohne Wind und PV dienten die tatsächlichen Leistungen der solaren Stromerzeugungen, der Stromerzeugung von On- und Offshore Windkraftanlagen sowie der an der EPEX gehandelten überwiegend fossilen und nuklearen Stromerzeugung der Versorgungsgebiete Deutschland, Österreich und Luxemburg.

Grenzkosten des deutschen Kraftwerksparks in den Jahren 2014 bis 2018

Die aus den Angebots- und Nachfragekurven der Jahre 2014 bis 2018 berechneten Grenzkostenkurven sind in **Abbildung 17** im Anhang dargestellt. Dabei wurde jeder jeweils am Markt gehandelten Erzeugungsleistung der innerhalb eines Jahres minimal angebotene Börsenpreis des Day-Ahead-Handels zugeordnet (eine detaillierte Beschreibung der Methodik findet sich im Anhang). Die Grenzkosten des Kraftwerksparks steigen mit zunehmender Erzeugungsleistung, da bei steigenden Preisen zusätzliche und teurere Kraftwerke angeboten werden. Insbesondere ältere Reservekraftwerke, die ansonsten in der sogenannten „Kaltreserve“ bereitstehen, werden bei höherer Nachfrage und bei höheren Preisen – in der Regel in den Wintermonaten – in die Betriebsbereitschaft überführt und erhöhen so die aktuell verfügbare Kraftwerksleistung. Die Grenzkosten dieser zusätzlich angebotenen Kraftwerke sind in der Regel höher, da diese älteren Kraftwerke aufgrund geringerer Wirkungsgrade höhere Grenzkosten (vor allem Brennstoffkosten) für die Stromerzeugung aufweisen.

Erneuerbare Energien an der Strombörse

Die über die Einspeisevergütung vergüteten erneuerbaren Energien werden als preisunabhängige Gebote am Day-Ahead-Handel von den Übertragungsnetzbetreibern vermarktet. Seit der Einführung der Direktvermarktung mit der EEG-Novelle des Jahres 2012 wird ein stetig steigender Anteil der erneuerbaren Energien auch direkt vermarktet. Dabei wird der Unterschied der üblichen Einspeisevergütung zum „Marktpreis“ als „Marktprämie“ vergütet. Dadurch versprach sich der Gesetzgeber eine bedarfsgerechtere Erzeugung des EEG-

Stroms, da Betreiber bei feststehender Marktprämie bevorzugt zu Zeiten mit hohem Bedarf und hohen Marktpreisen anbieten könnten.

Direktvermarkteter EEG-Strom wird nur teilweise an der Börse angeboten. Während Windenergie (zu 95%) und Bioenergie (zu 75%) überwiegend über die Direktvermarktung angeboten wurde, wurde Solarenergie im letzten Quartal 2018 nur zu etwa 26% direktvermarktet [14]. Der überwiegende Teil des Solarstroms wird also nach wie vor von den Übertragungsnetzbetreibern an der Strombörse vermarktet. Da dieser EEG-Strom „preisunabhängig“ angeboten wird, wird dieses Angebot von den stündlichen Angebots- und Nachfragekurven nicht mit abgebildet.

Berücksichtigung der Netzreserve (§13b Abs. 4 EnWG)

Abweichend von der FAU-Strompreisstudie 2015 wurde für die Jahre 2014 bis 2018 ein höheres Angebot berücksichtigt als die maximal an der Börse angebotene Kraftwerksleistung. Dies lag daran, dass seit 2014 technisch einsetzbare Kraftwerke in die Netzreserve überführt wurden (vgl. **Tabelle 6** im Anhang) und nicht mehr am Strommarkt teilnahmen. Tatsächlich nahmen die Kraftwerke der Netzreserve (nach §13b Abs. 4 EnWG) in den letzten Jahren nicht am Stromhandel teil. Für diese Kraftwerke wurde von den Betreibern aus wirtschaftlichen Gründen die Stilllegung beantragt. Wurden diese Kraftwerke von der Bundesnetzagentur als „systemrelevant“ bewertet, wurde die Stilllegung verweigert und die Kraftwerke wurden in die Netzreserve überführt.

Für die Rekonstruktion der Strompreise ohne erneuerbare Energien wurde aber konservativ davon ausgegangen, dass die Stilllegung dieser Kraftwerke ohne die Einspeisung von Wind und Photovoltaik von den Betreibern nicht beantragt worden wäre. Ohne die Annahme,

dass die Netzreserve ohne Wind und PV vollständig dem Energiemarkt zur Verfügung stehen würde, würden sich bei der Rekonstruktion der Strompreise ohne Wind und PV noch deutlich höhere Preissteigerungen einstellen.

Rekonstruierte Börsenstrompreise ohne Wind und PV

Abbildung 5 zeigt die rekonstruierten Strompreissteigerungen (rechter Teil der Grafik) für die Jahre 2011 bis 2018 am Beispiel eines Durchschnittshaushaltes im Vergleich zur tatsächlichen Strompreisentwicklung und dem Anteil der EEG-Umlage (linker Teil der Grafik) für nichtprivilegierte Letztverbraucher. Auf die Stromerzeugung entfallen die Börsenpreise und die Kosten der EEG-Umlage. In den letzten Jahren betragen die Kosten für die Stromerzeugung (d.h. Börsenstrompreise plus EEG-Umlage) etwa 30% (in 2012) bis 38% (in 2018) der Kosten der Endverbraucher. Im Falle der Stromerzeugung ohne Wind und Photovoltaik entfielen auf die Stromerzeugung unter der Annahme gleichbleibender Netzkosten und sonstiger Abgaben dagegen zwischen 28% (in 2014) und 39% (2017). In dem Fall wäre die EEG-Umlage natürlich nicht entstanden.

Auffallend ist, dass die rekonstruierten Börsenpreise in den Jahren 2014 bis 2016 zunächst unter das rekonstruierte Niveau des Jahres 2013 fallen und erst im Jahr 2017 und 2018 wieder deutlich steigen. Dies erklärt sich aus der sich stark ändernden Angebotssituation. Nachdem in den Jahren 2012 bis 2015 insgesamt 9,8 GW_{el} Stein- und Braunkohlekraftwerke neu in Betrieb gingen, stieg die insgesamt angebotene Kraftwerkskapazität von 68,9 auf 75,0 GW_{el} (siehe auch **Abbildung 4**). Zwar wurde im gleichen Zeitraum ähnlich viel

Kraftwerksleistung vom Netz genommen, diese Kraftwerke waren aber in den Jahren davor offenbar nicht in dem Maße angeboten worden, wie dies für die neuen Kraftwerke der Fall war.

Drastisch reduzierte sich das Kraftwerksangebot dann in den Jahren 2017 und 2018 (siehe auch **Abbildung 16** im Anhang), zum einen aufgrund der Stilllegung des Kernkraftwerks Gundremmingen B am 31.12.2017 und eines mehrmonatigen ungeplanten Stillstands des Kraftwerks Philippsburg Block II in den ersten Monaten des Jahres 2017. Zum anderen wurden zahlreiche konventionelle Kraftwerke stillgelegt. Die Entwicklung dieses maximalen Angebots am Energiemarkt von 2011 bis 2018 ist in **Abbildung 4** dargestellt. Auffallend ist, dass die maximale Nachfrage (rote Linie) seit 2017 ohne Wind und Photovoltaik mit der maximal angebotenen Kraftwerksleistung selbst im Sommer nicht mehr hätte gedeckt werden können. Durch das erhöhte Angebot in den Jahren 2014 bis 2015 fielen die Mehrkosten ohne Wind und PV an der Strombörse unter die Kosten der EEG-Umlage, wie in **Abbildung 6** dargestellt. Dennoch hätte sich der reine Börsenstrompreis in diesen Jahren gegenüber den historischen Börsenpreisen in etwa verdoppelt. Für die von der EEG-Umlage befreiten privilegierten Letztverbraucher hätte sich also der Anteil der Stromerzeugung an den Stromkosten etwa verdoppelt.

Die Mehrkosten durch gestiegene Großhandelspreise ohne die Einspeisung von Wind und Photovoltaik wären also auch in den Jahren 2014 bis 2018 vollständig zu Lasten stromintensiver Unternehmen gegangen.

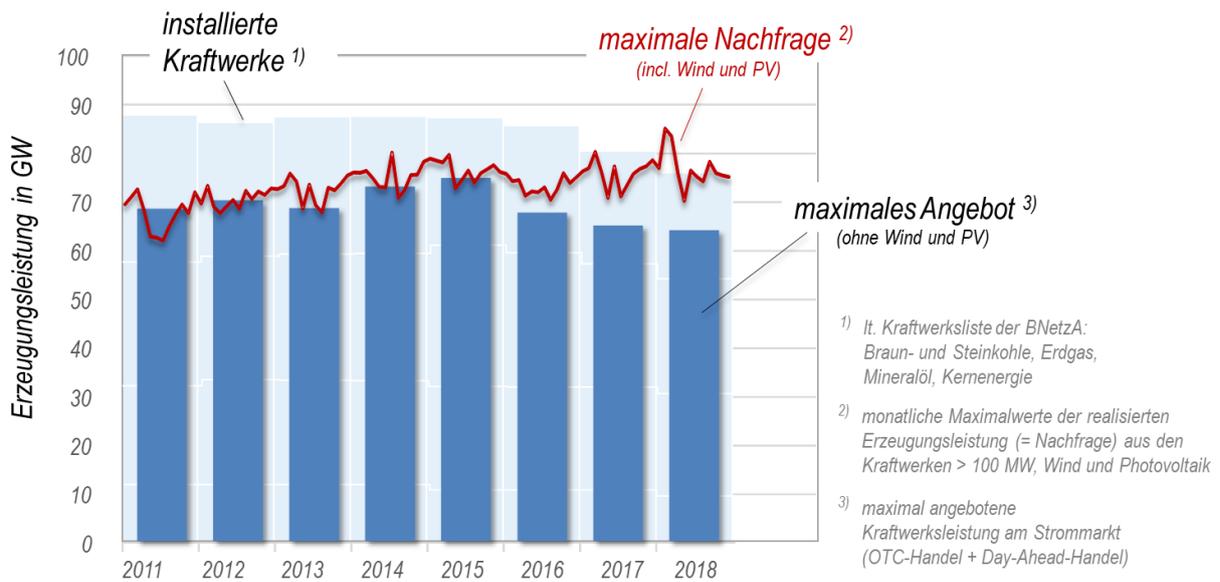


Abb. 4: Entwicklung der am Energiemarkt (Day-Ahead-Handel und OTC-Handel) maximal angebotenen Kraftwerksleistung sowie der monatlichen maximalen Nachfrage (entspricht der maximalen Erzeugung der Kraftwerke > 100 MW zzgl. Wind und PV) für die Jahre 2011 bis 2018.

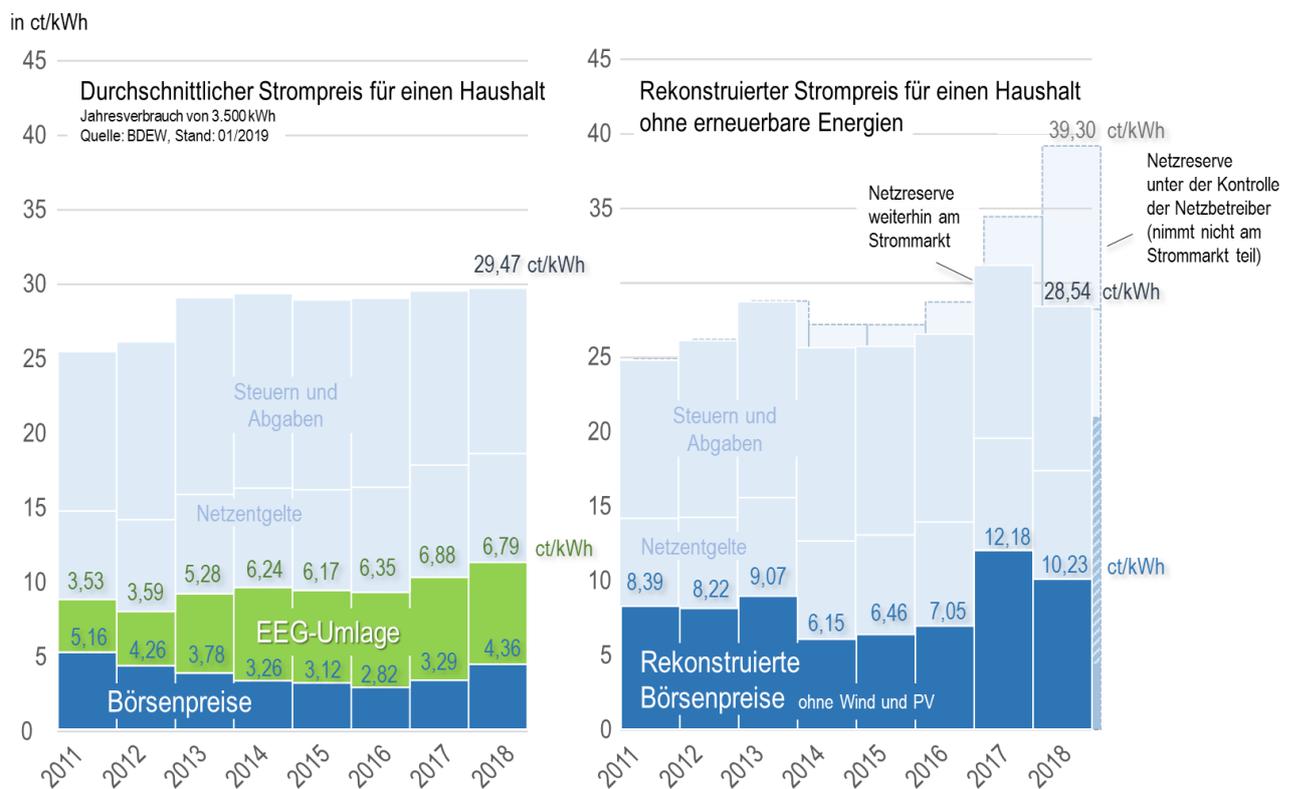


Abb. 5: Entwicklung der tatsächlichen Großhandelspreise (links, mengengewichtete Jahresmittelwerte) und der EEG-Umlage im Vergleich zu den rekonstruierten Börsenpreisen ohne Wind und PV am Beispiel der Endverbraucherpreise eines Durchschnittshaushalts für die Jahre 2011 bis 2018.

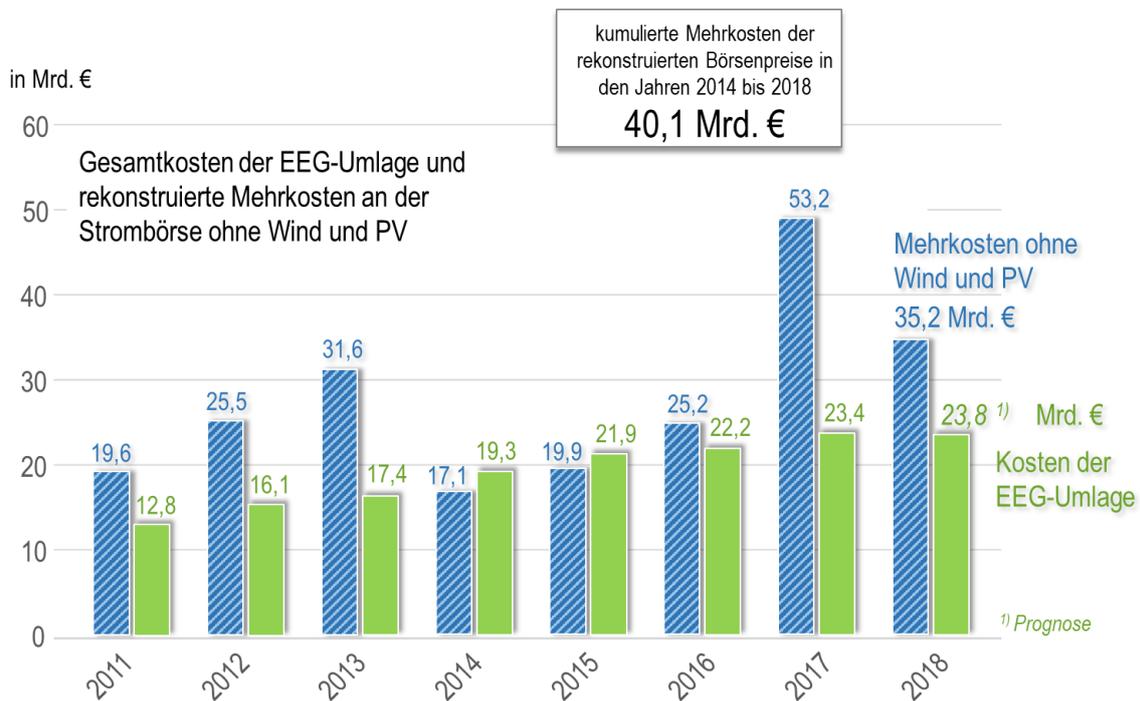


Abb. 6: Rekonstruierte Mehrkosten durch steigende Börsenpreise ohne Wind und PV für die Letztverbraucher der Bundesrepublik Deutschland im Vergleich zu den tatsächlichen Kosten der EEG-Umlage und Einsparungen der deutschen Letztverbraucher durch das Überangebot an Wind und Photovoltaik. (Basis: EEG-Differenzkosten der nachträglichen Jahresabrechnung [15])

Im Jahr 2017 und 2018 dann wären die Strompreise ohne Wind und PV selbst für EEG-pflichtige Letztverbraucher auf das jetzige Niveau gestiegen. Entsprechend überstiegen in diesen Jahren die Mehrkosten, die ohne Wind und PV angefallen wären, die tatsächlich entstandene EEG-Umlage deutlich (**Abbildung 6**). Noch deutlich höher wären die rekonstruierten Mehrkosten an der Strombörse ohne Berücksichtigung der Netzreserve (§13b Abs. 4 EnWG) ausgefallen (**Abbildung 5**). Der Betrieb dieser Kraftwerke obliegt heute den Übertragungsnetzbetreibern, die Kraftwerke nehmen deshalb nicht am Strommarkt teil.

Wie oben ausgeführt, wurde für die Rekonstruktion der Mehrkosten ohne Wind und PV allerdings angenommen, dass für diese Kraftwerke noch keine Stilllegung beantragt worden wäre. Ohne diese Annahme hätte sich das Angebot am Strommarkt gerade in den Jahren

2017 und 2018 drastisch reduziert und es wäre zu erheblich höheren Mehrkosten gekommen. So hätte der rekonstruierte Börsenpreis im Jahr 2018 ohne Berücksichtigung der Netzreserve als zusätzliches Angebot beispielsweise 20,62 ct/kWh statt 10,23 ct/kWh betragen.

Im Jahr 2016 wäre der Strompreis noch nicht im selben Umfang gestiegen wie 2017 und 2018, obwohl die maximal angebotene Erzeugung aus Großkraftwerken bereits signifikant gesunken war. Die reduzierte Erzeugung aus Kraftwerken > 100 MW konnte in dem Jahr teilweise noch mit bestehenden Erzeugungskapazitäten kompensiert werden, die nicht an der Börse gehandelt werden. Der Anteil der Stromerzeugung aus Erdgaskraftwerken stieg dabei von 2015 auf 2016 um etwa 31% oder 20 TWh [13].

Das Ergebnis der Strompreisstudie 2015 bestätigt sich also auch in den Jahren 2014 bis 2018: Wind und PV konnten dank des Merit-Order-Effekts den Börsenstrompreis signifikant senken und den bundesdeutschen Letztverbrauchern im Betrachtungszeitraum Mehrkosten in Höhe von 40,1 Mrd. Euro ersparen.

Einfluss der Einspeisung erneuerbarer Energien auf die Versorgungssicherheit

Die in den Jahren 2014 bis 2016 verbesserte Angebotssituation führte auch zu einer Abnahme netzkritischer Situationen, in denen das Angebot im Marktgebiet die Nachfrage nicht mehr gedeckt hätte (**Abbildung 7**).

Die Anzahl dieser kritischen Marktsituationen reduzierte sich auch durch die Berücksichtigung der Netzreserve in den Jahren 2014 bis 2015 drastisch, bevor in den Jahren 2017 und 2018 an 212 bzw. 424 Stunden des Jahres das maximal verfügbare Angebot nicht ausgereicht hätte. Trotz vollständig eingesetzter Netzreserve wäre im Jahr 2018 am 01.03.2018 um 11⁰⁰ bis 12⁰⁰ Uhr ein Leistungsdefizit von bis zu 14,6 GW entstanden.

Bundesweit herrschten am 01.03.2018 sehr niedrige Temperaturen (-11,2 bzw. -11,6 °C in München und Berlin), die zu einem besonders hohen Stromverbrauch führten. Zu diesem Zeitpunkt trugen Wind und Photovoltaik immerhin 49,6 GW bei und sicherten so die Stromversorgung. Selbst ohne Berücksichtigung des Stromexports zu diesem Zeitpunkt von 11,2 GW [16] hätte sich für diesen Zeitpunkt ohne Wind und PV ein Defizit von etwa 3 GW ergeben.

Auch in den letzten Jahren erhöhte sich also durch die Einspeisung erneuerbarer Energien die Versorgungssicherheit, da aufgrund des fehlenden Zubaus am konventionellen Kraftwerkmarkt seit Ende der neunziger Jahre eine Deckung des Bedarfs ohne Wind und Photovoltaik nicht mehr hätte gewährleistet werden können.

Entwicklung der einsetzbaren Kraftwerkskapazität

Maßgeblich für die Steigerung der mittleren, rekonstruierten Börsenpreise ist wie bereits erwähnt die maximal zur Verfügung stehende Kraftwerkskapazität. In Situationen, in denen die maximal zur Verfügung stehende Kraftwerkskapazität nicht mehr ausreicht, um die Nachfrage zu decken, steigt der Börsenpreis steil an (vergleiche **Abbildung 17** im Anhang). Situationen, in denen der Bedarf nicht mehr gedeckt werden kann, wurden für die Berechnung der mittleren Preissteigerung wie schon für die FAU-Strompreisstudie 2015 nicht berücksichtigt, da diesen Fällen kein eindeutiger Preis zugeordnet werden kann.

Die Rekonstruktion der Börsenpreise ohne Wind und Photovoltaik der letzten Jahre zeigt, wie stark sich das Angebot an einsetzbaren konventionellen Kraftwerken auf den mittleren Börsenpreis auswirkt.

Auffällig ist vor allem das variierende Angebot im Marktgebiet in den letzten Jahren. Dieses Angebot ist nicht mit dem Handelsvolumen gleichzusetzen, da stets nur ein Teil des Kraftwerksparks im stundenaktuellen Day-Ahead-Handel angeboten wird.

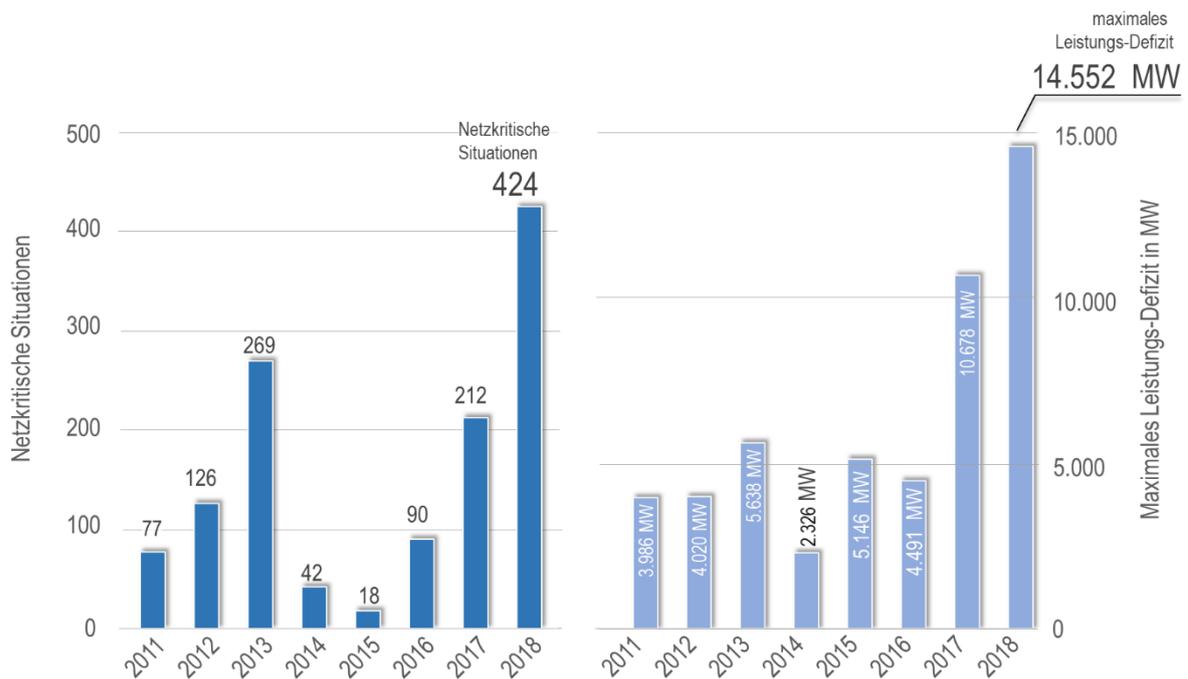


Abb. 7: Entwicklung der netzkritischen Handelsperioden mit Unterdeckung am Spotmarkt (maximal verfügbares Angebot < Nachfrage) und der Leistungsbetrag der Unterdeckung 2011 bis 2018

Die jeweils maximale verfügbare Kraftwerksleistung kann für jede Stunde des Jahres aus dem außerbörslichen Handelsvolumen und dem Maximalwert der Angebotskurve berechnet werden (siehe **Abbildung 14** im Anhang).

In den letzten Jahren lag die an der Börse maximal angebotene Kraftwerksleistung stets unter der insgesamt am Strommarkt vorhandenen Kraftwerksleistung. Aus dem Quotienten zwischen vorhandener und maximal angebotener Kraftwerksleistung lässt sich also unmittelbar die maximale Verfügbarkeit des Kraftwerksparks berechnen.

Die Analyse der Altersstruktur des Kraftwerksparks zeigt, dass in den letzten Jahren zunehmend auch sehr alte Kraftwerke mit angeboten werden mussten (vergleiche die in **Abbildung 18** im Anhang dargestellte verfügbare und angebotene konventionelle und nukleare Kraftwerkskapazität). Während 2011 überwiegend Kraftwerke angeboten wurden, die noch

unter einer Altersgrenze von 40 Jahren lagen, mussten 2018 schon in erheblichem Umfang noch ältere Kraftwerke angeboten werden.

Dies lag daran, dass gerade in den 70er Jahren des letzten Jahrhunderts ein massiver Zubau an Kohlekraftwerken stattfand. In dieser Zeit entstanden vor allem Braun- und Steinkohlekraftwerke mit Leistungen um oder über 300 MW_{el}. Ältere und kleinere Kraftwerke wurden offensichtlich seit 2011 in der „Kaltreserve“ nur sehr selten eingesetzt und leisteten kaum einen Beitrag zur Preisbildung an der Börse.

Die in den Jahren 2016 bis 2018 nach §13g EnWG in die „Sicherheitsreserve“ überführten Braunkohlekraftwerksblöcke in Frimmersdorf und Niederaußem sind die ältesten Kraftwerke dieser 300 MW-Klasse. Sie wurden in den Jahren 1966 bis 1971 in Betrieb genommen und müssen im Bedarfsfall innerhalb von 10 Tagen betriebsbereit sein. Der Block C des Kraftwerks Neurath soll im Oktober 2019 mit 46 Jahren in

die Sicherheitsreserve überführt werden. Demgegenüber sind die anderen Kraftwerke der Sicherheitsreserve, die Kraftwerke Buschhaus und Jänschwalde erst in den Jahren 1985 und 1987 resp. 1989 in Betrieb genommen worden.

Möglicherweise haben diese Kraftwerke also aufgrund ihrer Fahrweise ihre technisch-wirtschaftliche Altersgrenze bereits nach 34, 32 und 30 Jahren nahezu erreicht und ein Weiterbetrieb war gegenüber den Vergütungen für die Sicherheitsreserve nicht wirtschaftlich.

Wäre ohne Wind und PV eine höhere Kraftwerksleistung angeboten worden?

Dass die rekonstruierten Strompreise immer dann stark steigen, wenn die Nachfrage ohne Wind und PV die innerhalb eines Jahres maximal angebotene Erzeugungsleistung erreicht hätte, liegt daran, dass die Grenzkostenkurve des Kraftwerksparks für diese Leistungen überproportional stark ansteigt.

Dieser überproportional starke Anstieg des Strompreises bei drohenden Versorgungsengpässen trat in der Vergangenheit wiederholt auf und führte beispielsweise in den heißen Sommern der Jahre 2001 und 2004 wiederholt zu Strompreisen von 50 bis 60 ct/kWh und im Januar 2003 in Folge eines Kraftwerksausfalls von über 1,70 €/kWh [17]. In den Jahren 2011 bis 2018 lagen die maximalen Strompreise am Day-Ahead-Markt dagegen bei lediglich 16,4 ct/kWh (24.01.2017, 7⁰⁰-8⁰⁰ Uhr) und 21,0 ct/kWh (08.02.2012, 18⁰⁰-9⁰⁰ Uhr). Dass also eine Verknappung des Angebots zu überproportional starken Preisanstiegen führt, ist an historischen Engpassereignissen belegt.

Einer der Hauptkritikpunkte der FAU Strompreisstudie 2015 war allerdings die Frage, ob

ohne Wind und PV mehr Erzeugungsleistung am Markt angeboten worden wäre.

Ob ohne Wind und PV mehr Kraftwerke gebaut worden wären, wurde oben bereits diskutiert. Dass seit der Inbetriebnahme des Kraftwerks Niederaußem Block K im Jahr 2002 bis 2012 keine großen Kohlekraftwerke und nur sehr wenige Gaskraftwerke neu in Betrieb gegangen sind, lag an den Unsicherheiten aufgrund der Liberalisierung des Strommarktes und den damit verbundenen Investitionsrisiken, nicht an den damals von den Entscheidern noch nicht ernst genommenen Anfängen des Ausbaus erneuerbarer Energien.

Kritischer ist die Tatsache zu betrachten, dass die am Markt maximal angebotene Kraftwerksleistung signifikant unter der rechnerisch verfügbaren Erzeugungsleistung lag. So wurden im Jahr 2018 nur maximal 64,3 GW angeboten, obwohl nach **Tabelle 1** rechnerisch eine Erzeugungsleistung von 76,9 GW verfügbar gewesen wären [18]. Dies lässt die Vermutung zu, dass die Differenz theoretisch noch zur Verfügung steht und im Falle ohne Wind und PV das Angebot erhöhen hätte können.

Allerdings ist die tatsächlich einsetzbare Erzeugungsleistung nach dem „Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2016-2020“ [19] um etwa 15,5 GW zu reduzieren (**Tabelle 1**). Die nach diesen Ausfällen, Revisionen und Systemdienstleistungen tatsächlich vermarktbar, „anbietbare“ Erzeugungskapazität liegt also tatsächlich in der Größenordnung der maximal angebotenen Erzeugungskapazität. Tatsächlich hätte also nicht mehr konventionelle Kraftwerksleistung angeboten werden können.

Unsicherheiten bei der Bilanzierung der tatsächlich anbietbaren Erzeugungskapazität ergeben sich aus dem Angebot der Wasserkraftwerke. Die Erzeugungsleistung dieser Kraftwerke wird auch am Strommarkt vermarktet

und beträgt bis zu 14,6 GW (3,8 GW Laufwasser, 1 GW Speicherwasser und 9,8 GW Pumpspeicher).

Diese Erzeugungskapazitäten stehen aber nicht jederzeit vollständig zur Verfügung, da sich die Produktion der Lauf- und Speicherkraftwerke gerade in den Wintermonaten reduziert und Pumpspeicherkraftwerke nur kurzzeitig zur Verfügung stehen. Zudem ist üblicherweise ein großer Anteil der Leistung der Pumpspeicherkraftwerke für Systemdienstleistungen (Sekunden- und Minutenreserve) reserviert und steht als Angebot im Day-Ahead-Handel nicht zur Verfügung.

Tabelle 1: Handelbare nukleare und konventionelle Erzeugungsleistung am Strommarkt und nicht verfügbare Leistungen im Jahr 2018 (Quelle: Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur, Stand 7.3.2019 [18], Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2016-2020, Stand 31.10.2017 [19])

	Erzeugungsleistung	Quelle
Kraftwerke lt. Kraftwerksliste der BNetzA ¹⁾	88.414 MW	[18]
- Netzreserve	- 6.851 MW	[18]
- Sicherheitsreserve	- 1.973 MW	[18]
- vorläufig stillgelegt	-2.734 MW	[18]
am Markt maximal verfügbar ¹⁾	76.856 MW	
Revisionen	- 3.200 MW	[19]
nicht einsetzbare Leistung („eingemottete“ Gaskraftwerke)	- 2.100 MW	[19]
Ausfälle exkl. Netzreservekraftwerke/ Sicherheitsbereitschaft	- 6.600 MW	[19]
Reserve für Systemdienstleistungen	- 3.600 MW	[19]
am Markt maximal anbietbar ¹⁾	61.356 MW	
am Markt maximal angeboten ²⁾ (am 07.02.2018, 05 ⁰⁰ – 6 ⁰⁰ Uhr)	64.256 MW	
- davon Wasserkraftwerke	- 1.798 MW	
am Markt maximal angeboten ¹⁾ (am 07.02.2018, 05 ⁰⁰ – 6 ⁰⁰ Uhr)	62.458 MW	

¹⁾ Braun- und Steinkohle, Erdgas, Mineralöl, Kernenergie

²⁾ incl. Lauf- und Pumpspeicherkraftwerke und sonstige Kraftwerke

Zum Zeitpunkt der maximal angebotenen Kraftwerksleistung des Jahres 2018, am in **Tabelle 1** aufgeführten 07.02.2018 um 5⁰⁰- 6⁰⁰ Uhr wurde nahezu keine Leistung von Pumpspeicherkraftwerken (0,024 GW) am Day-Ahead-Handel vermarktet. Auch die am Day-Ahead-Handel vermarktete Windleistung betrug gleichzeitig nur 0,054 GW. Gleichzeitig wurden 1,8 GW exportiert [16]. **Tabelle 1** legt also nahe, dass zu diesem Zeitpunkt tatsächlich alle verfügbaren Kraftwerke und darüber hinaus noch etwa 1 GW der von den Übertragungsnetzbetreibern als „nicht einsetzbar gewerteten“, „eingemotteten“ Gaskraftwerke am Strommarkt angeboten wurden.

Insgesamt legen die Daten also nahe, dass zum Zeitpunkt des maximalen Angebots tatsächlich alle verfügbaren Kraftwerkskapazitäten mobilisiert waren. Zudem war in der 6. Kalenderwoche 2018 das Windangebot über mehrere Tage hinweg sehr gering, so dass die Mobilisierung aller verfügbaren Reserven zweifellos geboten war. Dies rechtfertigt den gewählten Modellierungsansatz: Die ermittelten Grenzkostenkurven repräsentieren also auch im besonders kritischen Kurvenabschnitt der hohen Leistungen offenbar gut die realen Grenzkostenkurven, die sich ohne Wind und Photovoltaik ergeben hätten. Das verfügbare Kraftwerksangebot wird von diesen Grenzkostenkurven also nicht unterschätzt, sondern im Gegenteil realistisch wiedergegeben.

Das Jahr 2017

Wie in **Abbildung 4 bis 7** deutlich wird, hängen Strompreise und die Versorgungssicherheit vor allem vom angebotenen Kraftwerkspark ab. Dass zusätzlich zum Ausbau erneuerbarer Energien auch durch die Inbetriebnahme mehrerer Kohlekraftwerke in den Jahren 2012 bis 2015 zusätzliche Erzeugungskapazität entstand, ließ sowohl die historischen Börsenpreise als auch die rekonstruierten Börsenpreise ohne Wind und Photovoltaik zunächst

stark fallen und nach der Stilllegung weiterer konventioneller Kraftwerke vor allem im Jahr 2017 wieder steigen.

Auffällig ist der starke Anstieg der rekonstruierten Börsenpreise des Jahres 2017. Eine Ursache dafür sind zahlreiche vorläufige und endgültige Stilllegungen von Kohle- und Gaskraftwerken. Diese Kraftwerke standen damit nicht mehr für den Stromhandel zur Verfügung, das verfügbare Angebot verringerte sich entsprechend.

Insgesamt verringerte sich das Angebot allein im Jahr 2017 um über 6,6 GW (zur Verdeutlichung siehe **Abbildung 16** und **Tabelle 9** im Anhang). Zwar erfolgte die Abschaltung des Kernkraftwerks Gundremmingen B erst zum 31.12.2017, bereits zu Beginn des Jahres 2017 sorgte aber ein fünfmonatiger, ungeplanter Stillstand (20.12.2016 bis 14.05.2017) des Kernkraftwerks Philippsburg 2 für eine zusätzliche Verknappung des Angebots um etwa 1,4 GW. Revisionen und Brennelementewechsel in zahlreichen weiteren Kernkraftwerken (Isar 2,

Emsland, Gundremmingen C) verknäpften das Angebot zeitweise zusätzlich.

Das Jahr 2017 zeigt aber auch, wie sich die sogenannten „Dunkelflauten“ auf die Strompreisentwicklung auswirken (**Abbildung 8**). Teils mehrtägige Perioden mit geringer Windleistung ließen im Januar und im Dezember die Strompreise gerade in den Morgenstunden, vor Sonnenaufgang und nach Sonnenuntergang stark ansteigen. So fielen die Tagesmittelwerte der Winderzeugung in der Zeit vom 16.01. bis zum 25.01.2017 zehn Tage lang unter 10 GW. Gleichzeitig waren zu dem Zeitpunkt in Frankreich gleichzeitig fünf Kernkraftwerke mit einer Leistung von 5,5 GW wegen Wartungs- und Prüfarbeiten nicht verfügbar [12].

Zwar wirkte sich dies auf den historischen Jahresmittelwert der Strompreise nur wenig aus, in den kommenden Jahren werden sich diese Situationen aber aufgrund des weiteren Rückgangs der konventionellen Kraftwerkskapazität weitaus stärker auswirken.

Leistung in MW

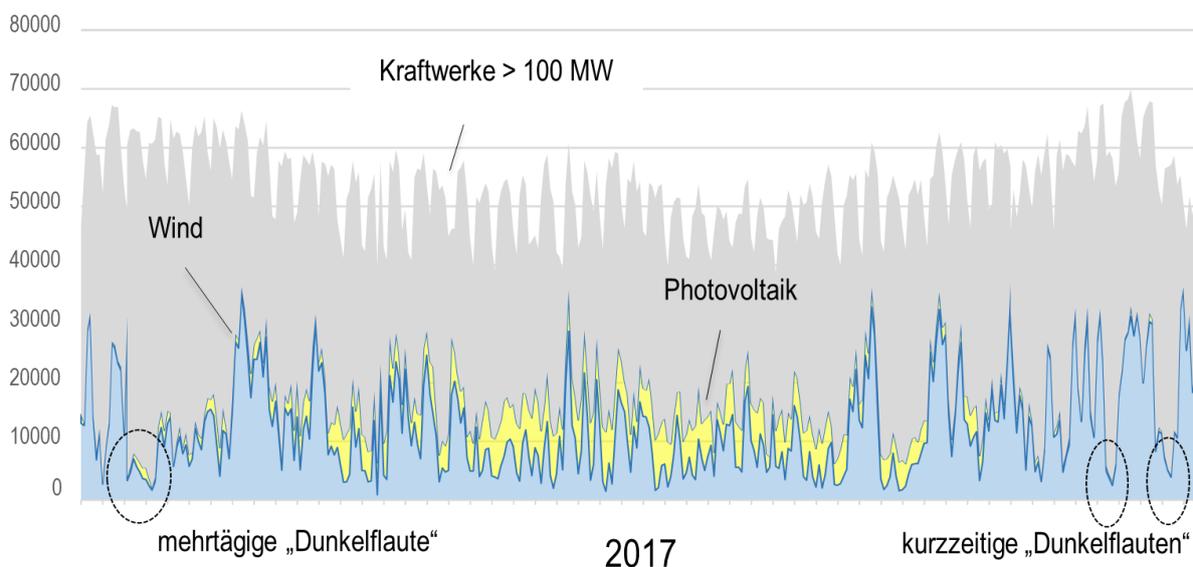


Abb. 8: Beitrag von Wind und Photovoltaik zur Stromerzeugung und der Kraftwerke > 100 MW im Jahr 2017 (Tagesmittelwerte)

Der Besicherung der „Dunkelflauten“ auch in künftigen Systemen mit noch höheren Anteilen erneuerbarer Energien kommt eine entscheidende Rolle für die künftige Strompreisentwicklung zu. Die starke Abhängigkeit des Marktpreises von der zur Verfügung stehenden konventionellen Kraftwerkskapazität legt natürlich zunächst nahe, die Stilllegung weiterer konventioneller Kraftwerke weiter auszusetzen, wie dies im „Kohlekompromiss“ [20] beschlossen wurde. Tatsächlich sind Laufzeitverlängerungen konventioneller Kraftwerke nicht zu erwarten, da

- die in den nächsten Jahren vom Netz gehenden Kraftwerke ihre technische Lebensdauer längst überschritten haben und schon heute nur mit unverhältnismäßig hohem Wartungsaufwand und hohen Kosten weiter betrieben werden könnten;
- sich die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für den Betrieb von Kohlekraftwerken in den letzten Jahren durch sinkende Jahresvolllaststunden und geringe Börsenpreise stetig verschlechtert hatten

und

- weil der gesellschaftliche Konsens über die dringende Notwendigkeit der CO₂-Reduktion einen Weiterbetrieb fossiler Kraftwerke nicht erlaubt.

Auch der Neubau fossiler Kraftwerke ist aus betriebswirtschaftlicher und unternehmerischer Sicht nicht wahrscheinlich, da die unternehmerischen Risiken für den Bau neuer Großkraftwerke wie schon in den letzten zwanzig Jahren aufgrund der Liberalisierung der Strommärkte, unklarer Preisentwicklungen an den Rohstoff- und Strommärkten und stetig steigender Akzeptanzrisiken für Neuinvestitionen zu hoch sind.

Die Betriebsdauer von Kohlekraftwerken

Als Gegenargument gegen die künftige Verknappung der Erzeugungskapazität und der damit einhergehenden Strompreiserhöhungen wird häufig die Möglichkeit einer Laufzeitverlängerung von Kohlekraftwerken angeführt.

Die technische und wirtschaftliche Betriebsdauer von Stein- und Braunkohlekraftwerken wurde für den Netzentwicklungsplan der deutschen Übertragungsnetzbetreiber (NEP) [21] für unterschiedliche Szenarien zwischen 35 und 45 Jahre festgelegt. Die Laufzeit liegt also wesentlich unter dem faktischen Alter vieler noch heute in der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur [18] als „in Betrieb“ gekennzeichneten Kraftwerke. Die Bundesnetzagentur begründet dies in ihrem Bericht zur „Genehmigung des Szenariorahmens NEP“ [22] damit, dass *„[...]die Reduktion der technisch-wirtschaftlichen Betriebsdauer von Braun- und Steinkohlekraftwerken (im Vergleich zum ersten Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, Anm. d. Autoren) [...] vordergründig den Ergebnissen der Koalitionsverhandlungen der aktuellen Bundesregierung geschuldet [ist], in denen eine Kommission für „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ vereinbart wurde.“*

Die tatsächliche technische und wirtschaftliche Lebensdauer hängt dagegen wesentlich von der Betriebsdauer, der Fahrweise und dem Wartungszustand eines Kraftwerks ab. Die Lebensdauer wird im Wesentlichen von den im Dampferzeuger eingesetzten Stählen limitiert. Diese Dampferzeuger werden üblicherweise für eine Betriebsdauer von 200.000 Stunden dimensioniert [23]. Bei einer durchschnittlichen Betriebsdauer von 3835 bzw. 6577 Stunden pro Jahr von Stein- bzw. Braunkohlekraftwerken⁴ errechnet sich daraus eine technische

⁴ Mittelwerte der Jahre 2007 bis 2017 nach [13]

Lebensdauer von 52 Jahren für Steinkohlekraftwerke und 30 Jahren für Braunkohlekraftwerke. Lastwechsel und häufiges An- und Abfahren, wie dies zuletzt besonders für Steinkohlekraftwerke üblich war, reduzieren die Lebensdauer darüber hinaus.

Die für die Szenarien des Netzentwicklungsplans (NEP) angenommene Lebensdauer der Braun- und Steinkohlekraftwerke zwischen 35

und 45 Jahren entsprechen also auch gut der faktisch realistischen Nutzungsdauer der Kraftwerke.

Eine Laufzeitverlängerung von Kohlekraftwerken über die Fristen des Kohlekompromisses hinaus ist somit keine Option zur Besicherung von Dunkelflauten und der Erhöhung des Angebots im Sinne einer mittelfristigen Strompreisreduktion.

zum Querlesen

Auch für die Jahre 2014 bis 2018 bestätigt sich, dass sich **der Börsenstrompreis ohne die Einspeisung von Wind und Photovoltaik wesentlich erhöht hätte.**

Zwar hätten sich die Mehrkosten in den Jahren 2014 und 2015 aufgrund der Inbetriebnahme neuer Kohlekraftwerke etwas reduziert, die Stilllegung weiterer Kern- und Kohlekraftwerke hätte den Börsenstrompreis aber in den Jahren 2017 und 2018 von etwa 3 bis 4 ct/kWh auf über 10 ct/kWh steigen lassen.

Die Einsparungen für die deutschen Letztverbraucher betragen in diesem Zeitraum (2014-2018) etwa 40 Mrd. Euro.

Eine Laufzeitverlängerung der stillgelegten Kohlekraftwerke wäre keine Option gewesen, da die technische und wirtschaftliche Lebensdauer dieser Kraftwerke längst überschritten war.

Auswirkungen des Kernenergie- und Kohleausstiegs bis 2030

Die aktuelle Situation der Energiewirtschaft legt nahe, dass die künftige Reduktion der Stromerzeugungskapazitäten die Grenzkosten des deutschen Kraftwerksparks auch für Situationen mit geringerer Stromnachfrage erhöhen wird. Ursachen sind zum einen der Kernenergieausstieg und zum anderen auch die Altersstruktur des konventionellen Kraftwerksparks und der Kohleausstieg. Hinzu kommt, dass sich mit der EEG-Novelle des Jahres 2012 der Zubau an Wind und Photovoltaik von 2012 auf 2013 etwa halbiert hat. Ein Zubau an Bioenergie kam sowohl für Biogasanlagen als auch für Heizkraftwerke mit Holz hackschnitzeln nahezu vollständig zum Erliegen. Die Definition eines Ausbaukorridors für erneuerbare Energien mit der EEG-Novelle des Jahres 2014 begrenzt seither den Zubau auf etwa 60% des Zubaus des Jahres 2012. Zwar wurden die Zielzahlen für den Zubau mit dem Energiesammelgesetz geringfügig erhöht, allerdings ist fraglich, ob die Zahlen angesichts des stagnierenden Zubaus überhaupt erreicht werden.

Eine Kompensation für die in den nächsten Jahren vom Netz gehenden nuklearen und konventionellen Kraftwerkskapazitäten ist also derzeit nicht in Sicht. Eine Reduktion der Strom-Nachfrage am Stromsektor ist aufgrund der Trends zur Sektorenkopplung und zur Elektromobilität nicht zu erwarten. Für die kommenden Jahre ist also mit steigender Nachfrage bei gleichzeitig reduziertem Angebot und damit mit steigenden Großhandelspreisen für Elektrizität zu rechnen.

Interessant ist nun, wie sich diese Entwicklungen einerseits auf die zu erwartenden Strompreise und andererseits auf die resultierenden Treibhausgasreduktionen auswirken.

Zubau erneuerbarer Energien

Der Zubau erneuerbarer Energien wurde durch die beiden EEG-Novellen des Jahres 2012 massiv eingeschränkt. Während diese „Vollbremsung“ zunächst durch eine Reduktion der bis dahin überwiegend maßgeblichen Einspeisevergütung erfolgte, wird der Ausbau zunehmend durch die Ausschreibungen von Ausbaukontingenten reguliert. Diese Ausbaukontingente wurden erstmals in §3 „Ausbaupfad“ der EEG-Novelle des Jahres 2014 festgelegt. Der aktuelle „Ausbaupfad“ der Bundesregierung ist im §4 „Ausbaupfad“ des EEG 2017 definiert. Darin wurde der erstmals in 2014 festgelegte Ausbaukorridor noch etwas korrigiert. Grundlage des Ausbaukorridors ist die Absicht, bis 2030 in etwa eine Verdoppelung von Wind und PV gegenüber 2014 zu erreichen. Dadurch hat sich der rasante Ausbau erneuerbarer Energien seit 2013 drastisch reduziert.

Vor allem der Zubau an Photovoltaik-Leistung reduzierte sich 2013 um 68% gegenüber dem Vorjahreszeitraum. Während sich die EEG-Novellen der Jahre 2012 bis 2017 auf den Ausbau der Photovoltaik unmittelbar auswirkten, ist ein

Rückgang des Ausbaus der Windenergie erst mit einer zeitlichen Verzögerung von mehreren Jahren zu beobachten. Durch die Inbetriebnahme mehrerer Offshore-Windparks und die verzögerte Fertigstellung vieler in den Jahren zuvor genehmigter Onshore-Windkraftanlagen stieg der Zubau an Windkraftanlagen zunächst. Für das Jahr 2018 wurden die Auswirkungen der EEG-Novellen auch für die Windkraft spürbar und die Ausbauziele des Ausbaukorridors wurden auch für die Windenergie nicht mehr erreicht.

Abbau von Kernkraftwerkskapazitäten

Der Zeitplan für die Abschaltung der Kernkraft wurde im Jahr 2011 im Atomgesetz §7 festgelegt. Nachdem bereits im August 2011 acht von 17 Kernkraftwerken vom Netz gingen, wurden Grafenrheinfeld (27.06.2015) und Gundremmingen B (31.12.2017) in den folgenden Jahren außer Betrieb gesetzt. Zum 31.12.2019 wird das Kernkraftwerk Philippsburg 2 stillgelegt. Die Kernkraftwerke Grohnde, Gundremmingen C und Brokdorf folgen zum 31.12.2021, die Kernkraftwerke Isar 2, Emsland und Neckarwestheim 2 zum 31.12.2022. Damit gehen innerhalb nur eines Jahres sechs Kernkraftwerke mit einer Leistung von 8,1 GW Kraftwerksleistung vom Netz. Diese sechs Kraftwerke trugen in 2018 noch mit etwa 60 TWh oder 10% zur bundesdeutschen Stromerzeugung bei.

Altersbedingter Abbau von Kohlekraftwerkskapazitäten

Während die Reduktion der Leistungen der Kernkraftwerke klar definiert ist, ist die Reduktion der tatsächlich am Markt teilnehmenden Kohlekraftwerke nicht einfach bestimmbar. Das in **Abbildung 20** dargestellte Ausstiegssze-

nario wurde mit den Meilensteinen des Beschlusses der Kohlekommission vom 26.01.2019 definiert. Dieser Kompromiss sieht vor, dass sowohl die Kraftwerkskapazität der bundesdeutschen Braunkohlekapazitäten als auch die Kapazität der Steinkohlekraftwerke bis 2022 auf jeweils 15 Gigawatt reduziert werden. Bis 2030 soll eine weitere Reduktion auf 8 GW für Steinkohlekraftwerke und 9 GW für Braunkohlekraftwerke erfolgen. Bis spätestens 2038 sollen die deutschen Kohlekraftwerke vollständig vom Netz gehen.

Altersstruktur des konventionellen Kraftwerksparks

Abbildung 9 zeigt die Altersstruktur und die Anzahl der Blöcke, die entsprechend in den nächsten Jahren vom Netz gehen werden. (Basis: Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur, [18]) Angenommen wird, dass die Kohlekraftwerke so lange am Netz gehalten werden, bis eine Abschaltung durch die Zielvorgaben des Kohlekompromisses erzwungen wird. Dann wird die entsprechende Kraftwerkskapazität binär abgeschaltet, wobei die Reihenfolge gemäß dem Betriebsalter erfolgt. Ausgenommen von dieser Annahme sind Kraftwerke, für welche heute schon konkrete Angaben zum Stilllegungszeitpunkt vorliegen. Diese werden im vorgesehenen Jahr stillgelegt.

Es zeigt sich, dass bereits bis 2022 voraussichtlich 32 der deutschen Steinkohlekraftwerke und 19 der deutschen Braunkohlekraftwerke vom Netz gehen sollen. Unklar ist allerdings, inwieweit sich dies auf das Stromangebot auswirken wird. Das Durchschnittsalter der bis 2022 vom Netz gehenden Steinkohlekraftwerke beträgt dann 48,3 Jahre, das der Braunkohlekraftwerke 50,9 Jahre. Technisch erscheint es unwahrscheinlich, dass diese Kraftwerke tatsächlich noch am Strommarkt teilnehmen.

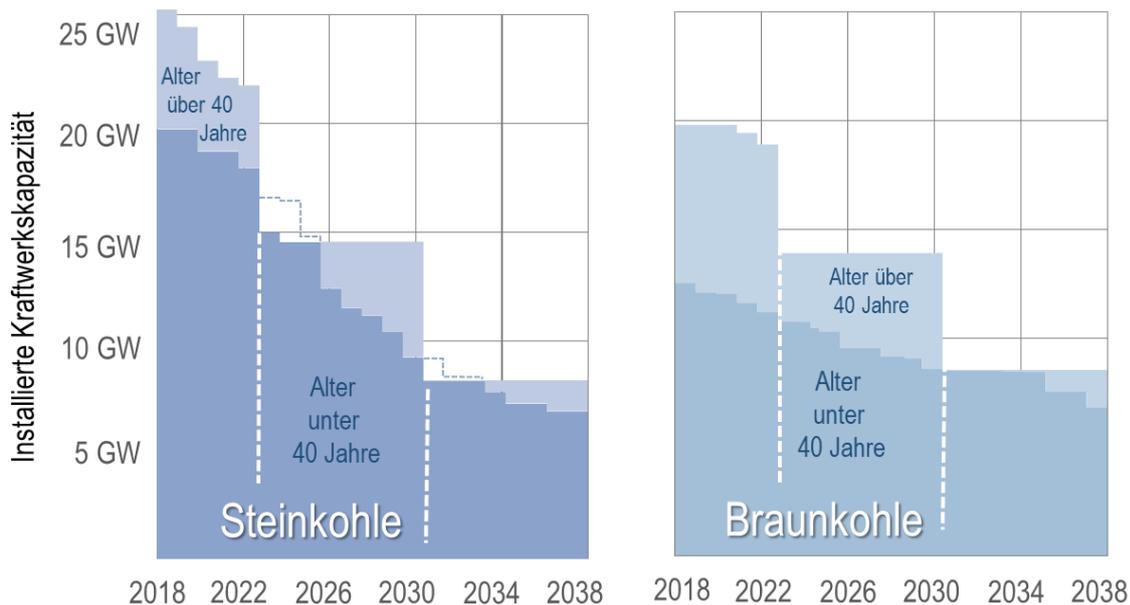


Abb. 9: Angenommene Reduktion an Stein- und Braunkohlekraftwerkskapazität in den Jahren 2018-2038 nach „Kohlekompromiss“ vom 26.01.2019 [20] unter der Annahme einer Abschaltung basierend auf dem Inbetriebnahme-Datum bzw. feststehendem Stilllegungsdatum (Quelle: Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur, Stand 07.03.2019 [18])

Die vollständige Altersstruktur der in der Kraftwerksliste der BNetzA geführten Kohlekraftwerke ist in den **Tabellen 3** und **4** zusammengeführt.

Die Kraftwerksliste der BNetzA führt noch fünf Kohlekraftwerke mit einem aktuellen Alter von über 80 Jahren. Diese Kraftwerke wurden für die Berechnung des Durchschnittsalters und in **Abbildung 9** nicht berücksichtigt.

Mit einer signifikanten Reduktion der Stromerzeugung aus Braun- und Steinkohle ist bis 2022 wahrscheinlich nicht zu rechnen. Im Gegenteil wird sich der Anteil an Kohlestrom durch die zu erwartende Verschiebung der Kohlekraftwerke in die Grundlast in Folge der Abschaltung der verbliebenen Kernkraftwerke erhöhen. Entsprechend werden auch die CO₂-Emissionen aus der Stromerzeugung in den nächsten Jahren steigen.

Im Mittel gehen die Übertragungsnetzbetreiber im von der Bundesnetzagentur genehmigten Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan (NEP) [22] von einer üblichen Lebensdauer von Stein- und Braunkohlekraftwerken von 40 Jahren aus. Viele der Kraftwerke sind bereits heute erheblich älter. Bis 2022 werden also entsprechend dem Kohlekompromiss vom 26.01.2019 nur die konventionellen Kraftwerke vom Netz gehen, die altersbedingt ohnehin hätten vom Netz gehen müssen. Ob die Kraftwerke tatsächlich noch im vorgesehenen Umfang einsetzbar wären, ist fraglich.

Künftige Entwicklung der CO₂-Emissionen der Energiewirtschaft

Um die mögliche künftige Entwicklung der CO₂-Emissionen der Energiewirtschaft sowie der Großhandelspreise durch den Kohlekompromiss und den aktuell vorgesehenen Ausbaupfad des deutschen Kraftwerksparks zu prognostizieren, wird im Folgenden auf Basis der Erzeugungsdaten und der Grenzkostenkurve des Jahres 2017 die mögliche Entwicklung bis 2030 abgeschätzt.

Für die Projektion des Rückgangs der zur Verfügung stehenden konventionellen Erzeugungskapazitäten wurde das Szenario A2030 des Netzentwicklungsplans Strom (NEP) der Netzbetreiber (Version 2019) zugrunde gelegt. Der Ausbau erneuerbarer Energien entspricht in diesem Szenario bis 2022 dem im EEG 2017 festgelegten Ausbaukorridor der Bundesregierung inklusive der im Koalitionsvertrag sowie dem Energiesammelgesetz festgehaltenen Sonderausschreibungen für Wind und PV in Höhe von jeweils 4 GW. Über diesen Zeitraum hinaus wird vom NEP ein Ausbaupfad angenommen, der über den aktuell vorgegebenen Werten des EEG liegt.

Abweichend von dem Szenario wurde angenommen, dass die Braun- und Steinkohlekraftwerke, mit Ausnahme der Kraftwerke für die bereits eine Stilllegungsanzeige vorliegt, nach den Vorgaben des Kohlekompromisses der Kohlekommission vom 26.01.2019 stillgelegt werden, also länger als von den Netzbetreibern vorgesehen in Betrieb bleiben (vgl. auch **Abbildung 9**).

Basierend auf diesen Annahmen und unter der Voraussetzung, dass für den Kraftwerkseinsatz weiterhin das Prinzip der Merit-Order gilt, errechnet sich auf Basis der Stromerzeugung des Referenzjahres 2017 die im Anhang in **Abbildung 20, links** dargestellte Stromerzeugung.

Die Projektion geht davon aus, dass zunächst die Stromerzeugung aus Wind und Photovoltaik privilegiert eingesetzt wird und danach die konventionellen „Must-Run“-Kapazitäten, also Kohle und Gas-Kraftwerke für die Kraft-Wärme-Kopplung, Kraftwerke in Stahlwerken sowie Biomasse, Müll und sonstige kleinere Kraftwerke < 10 MW eingesetzt werden. Danach werden Großkraftwerke > 10 MW entsprechend der Merit-Order mit einer Verfügbarkeit von 90% eingesetzt. Dies sind zunächst Kernkraftwerke, dann Braunkohlekraftwerke danach Steinkohle, Erdgas und Ölkraftwerke.

Abbildung 20, rechts zeigt die aus dem Szenario resultierenden Treibhausgasemissionen unter Zuhilfenahme der Emissionsfaktoren nach Umweltbundesamt [24]. Für die Stromerzeugung aus Mineralöl und sonstigen fossilen Energieträgern errechneten sich die Emissionsfaktoren aus den Energiedaten des BMWi [13] (**Tabelle 2**). Nicht betrachtet werden dabei im Sinne eines echten Life-Cycle-Assessments (LCA) Aufwendungen für die Herstellung der Anlagen und vorgelagerte Emissionen wie beispielsweise die Grubengasemissionen des Steinkohlebergbaus. Mit zunehmendem Einsatz von Gaskraftwerken würden sich aufgrund des hohen Treibhausgaspotentials die Methanverluste der Erdgaswirtschaft besonders stark auswirken. Im nationalen Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar werden nur Verluste der Gasleitungen und der Erdgasinfrastruktur in Deutschland bewertet. Vorgelagerte Verluste, beispielsweise die der russischen Erdgasförderung, gehen in die Bewertung derzeit nicht ein.

Aber auch ohne Berücksichtigung vorgelagerter Methanverluste wird deutlich, dass mit dem aktuell gültigen Ausbaukorridor für erneuerbare Energien und dem Ausstiegsszenario des Kohlekompromisses die 2014 definierten Klimaschutzziele der Bundesregierung nicht erreicht werden. Die Klimaschutzziele sehen vor, dass die Treibhausgasemissionen der Energie-

wirtschaft bis 2030 gegenüber den Treibhausgasemissionen des Jahres 2014 etwa halbiert werden sollen. Tatsächlich erreicht werden mit dem in **Abbildung 20** dargestellten Ausbauszenario allerdings nur CO₂-Einsparungen in Höhe von 17,7%. Dies wird in **Abbildung 10** nochmals veranschaulicht. Um den Klimaschutzziele der Bundesregierung zumindest nahe zu kommen, müsste der Ausbau erneuerbarer Energien vervierfacht werden.

Besonders negativ auf die CO₂-Bilanz wirkt sich der Umstand aus, dass durch den Wegfall der Kernkraftwerke mehr und mehr Kohlekraftwerke in die Grundlast verschoben werden. Durch die entsprechend längeren Laufzeiten erhöhen sich die absoluten CO₂-Emissionen dieser Kraftwerke erheblich.

Noch wesentlich schlechter würde die CO₂-Bilanz des Szenarios, wenn auch vorgelagerte Methanemissionen der Erdgasförderung betrachtet würden. Andererseits ist der Ausbau

von Gaskraftwerken zur Besicherung der fluktuierenden Einspeisung von Wind und Photovoltaik vor dem Hintergrund des altersbedingten Rückgangs der kohlebasierten Erzeugungsleistung in den nächsten Jahren unverzichtbar. Daraus resultiert die Notwendigkeit, dass ...

- ... die Einsatzzeiten von Gaskraftwerken auch künftig so weit wie möglich zugunsten erneuerbarer Energien reduziert werden müssen;
- ... Gaskraftwerke vorzugsweise dezentral für die Kraft-Wärme-Kopplung (z.B. mit Gasmotoren, Brennstoffzellen) einzusetzen sind, um fossiles Erdgas möglichst effizient zu nutzen;
- ... mittelfristig eine Umstellung auf erneuerbare Gase (Power-to-Gas, Biomethan, Substitute Natural Gas, erneuerbarer Wasserstoff etc.) forciert werden muss.

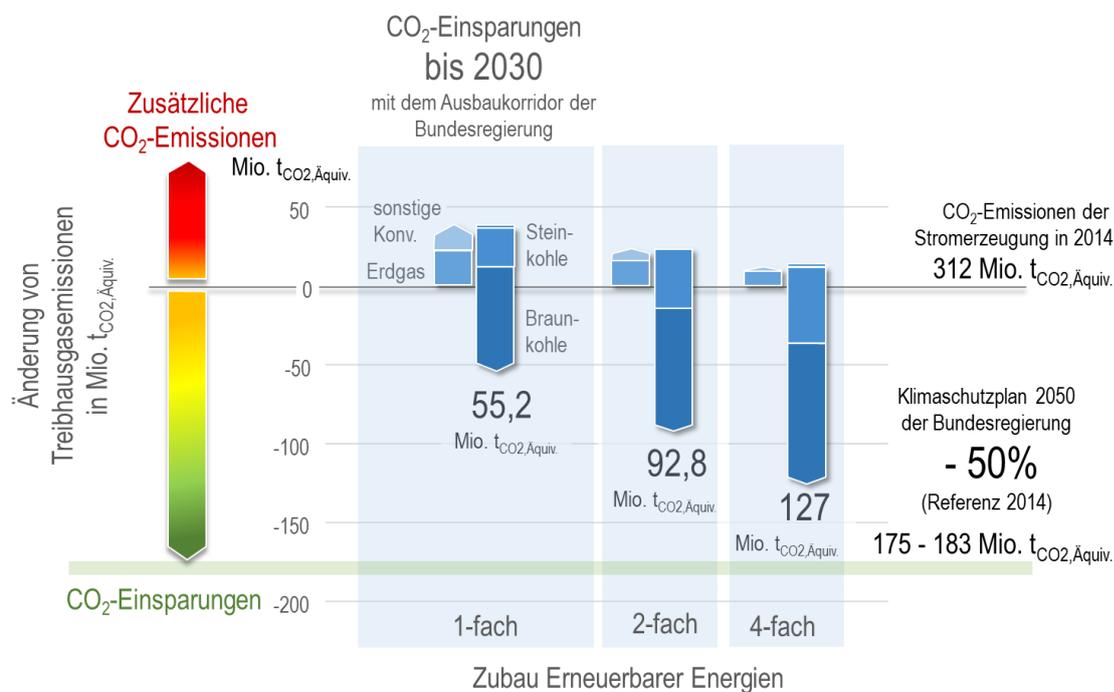


Abb. 10: Projektion der eingesparten CO₂-Emissionen der Energiewirtschaft auf Grundlage des Ausbaukorridors der Bundesregierung, des NEP Strom 2019, Szenario A2030 und des Kohlekompromisses bis 2030 (Basis der Projektion 2017).

Tabelle 2: Bruttostromerzeugung und CO₂-Emissionen der fossilen Stromerzeugung der Jahre 2014 und 2017 (Quelle: [13]) und Änderung der CO₂-Emissionen bis 2030 im Szenario der **Abbildung 20**

	Referenzjahr 2014			2017		2030	
	Bruttostromerzeugung	CO ₂ -Emissionen	spezifische CO ₂ -Emissionen	Bruttostromerzeugung	CO ₂ -Emissionen	Bruttostromerzeugung	eingesparte CO ₂ -Emissionen
	TWh	Mio. t _{CO₂,Aq}	kg/kWh	TWh	Mio. t _{CO₂,Aq}	TWh	Mio. t _{CO₂,Aq}
Braunkohle	155,8	158,7	1,019	148,4	151,1	82,9	66,7
Steinkohle	118,6	97,4	0,821	93,6	76,9	62,7	25,4
Erdgas	61,1	21,8	0,356	86,7	30,9	131,5	-15,9
Mineralöle	5,7	5,5	0,957	5,6	5,4	4,1	1,4
sonstige ¹⁾	21,2	29,5	1,391	21,0	29,2	37,1	-22,4
	362,4	312,8	4,544	355,3	293,5	318,3	55,2

¹⁾ Gichtgas, Grubengas, Kokereigas, Brenngas, Müll

Entwicklung der Börsenstrompreise bis 2030

Wie bei der Rekonstruktion der historischen Strompreise ohne erneuerbare Energien für die Jahre 2011 bis 2018 wurde für die Projektion künftiger Strompreisentwicklungen bis ins Jahr 2030 für die prognostizierte Erzeugung von Wind und PV wieder nur die für jede Stunde des Jahres tatsächlich zur Verfügung gestandene Erzeugungskapazität herangezogen. Für die Projektion wurde als Basisjahr 2017 gewählt. Die Erzeugungsleistung jeder Stunde des Jahres 2017 wurden für die Projektion bis 2030 mit den zu erwartenden Ausbauraten korrigiert.

Die maximal zur Verfügung stehende Erzeugungskapazität ist stets kleiner als die installierte Erzeugungskapazität im dargestellten Ausbauszenario, da

- die über Deutschland verteilten Wind- und Photovoltaikanlagen nie gleichzeitig die maximale Leistung bereitstellen sowie
- die konventionellen Kraftwerke nie zu 100% verfügbar sind.

Die daraus resultierende künftige Entwicklung der Erzeugungskapazität ist in **Abbildung 19** dargestellt. Auch hier wurden die für **Abbildung 20** erklärten Annahmen getroffen. Die Kapazität der für den Day-Ahead-Handel maßgeblichen Kraftwerke > 100 MW fällt bis 2023 signifikant, ohne dass der geplante Ausbau von Wind und Photovoltaik die insgesamt verfügbare Erzeugungskapazität erhöhen würde. Nach 2023 bleibt die verfügbare konventionelle Kraftwerksleistung unter den Vorgaben des Kohlekompromisses weitgehend konstant bis 2030. Entsprechend steigt die gesamte installierte Erzeugungskapazität – und damit auch die maximal verfügbare Erzeugungskapazität – entsprechend dem Ausbaukorridor durch den Zubau von Wind und Photovoltaik kontinuierlich an.

Für eine realistische Abschätzung künftiger Börsenpreise ist die Berücksichtigung von Speicherkapazitäten unerlässlich. Ohne Speicher müsste der Bedarf bei Dunkelflaute auch bei einer Vervielfachung der installierten Erzeugungsleistung von Wind und PV durch konventionelle Stromerzeugungskapazitäten gedeckt werden.

Abgesehen von den an **Abbildung 8** diskutierten Dunkelflauten reicht in den meisten Situationen die kurzzeitige Speicherung von Strom mit Batterie-Speichern aus, um beispielsweise im Frühjahr und Herbst Strombedarfsspitzen in den Morgen- und den frühen Abendstunden oder den Grundlastbedarf nachts zu überbrücken. Für private Letztverbraucher sind solche Batteriespeicher schon heute vielfach wirtschaftlich, da über eine Erhöhung des Autarkiegrades teurer Fremdbezug reduziert wird.

Für länger andauernde Perioden ohne ausreichende Wind- und Photovoltaikleistung würden hingegen sehr große Speicherkapazitäten notwendig, die als Batteriespeicher unverhältnismäßig teuer wären.

Im Netzentwicklungsplan Strom (NEP) der Übertragungsnetzbetreiber ist der Ausbau von Stromspeichern in Szenario A2030 bis zu einer Speicherkapazität von insgesamt 9 GW bis 2030 vorgesehen. Vereinfachend wurde im Folgenden angenommen, dass beginnend im Jahr 2018 jährlich 690 MW Speicherkapazität zugebaut werden, bis im Jahr 2030 eine Gesamtleistung von 9 GW erreicht ist. Die Speicherarten wurden im Folgenden nicht unterschieden. Stattdessen wurde eine Speichergröße angenommen, die eine Speicherung der maximalen Leistungsaufnahme und -abgabe über 10 Stunden gewährleistet.

Abbildung 11 zeigt die resultierende Projektion künftiger Strompreise. Die Projektion basiert auf dem in **Abbildung 20** im Anhang dargestellten Ausbauszenario. Für jede Stunde des Jahres wurde die erneuerbare Erzeugung des Basisjahres 2017 mit den im Ausbauszenario für künftige Jahre vorgesehenen Erzeugungskapazitäten skaliert. Die zu erwartende Änderung der Börsenstrompreise wurde mit Hilfe der Grenzkostenkurve des Jahres 2017 an die jeweils resultierende Nachfrage nach konventionellen Erzeugungskapazitäten angepasst.

Die Projektion belegt eklatant den zu erwartenden Einfluss der reduzierten Kraftwerkskapazität in den kommenden Jahren. Da dem Rückgang der Kohle- und Kernkraftwerke kein adäquater Ausbau erneuerbarer Energien gegenübersteht, entstehen zunehmend Situationen mit Strommangel. In der Folge steigen die Großhandelspreise signifikant an. Die gewichteten Jahresmittelwerte vervierfachen sich bis 2023 gegenüber 2017 von 3,3 ct/kWh auf 13,6 ct/kWh.

Der Ausbau der Kurzzeit-Speicher mindert den Strompreisanstieg etwas, bleibt aber im Szenario des Netzentwicklungsplans weit hinter dem zurück, was notwendig wäre, um den Strompreisanstieg bis 2023 signifikant zu mindern. Nach dem Anstieg bis 2023 sorgt der kontinuierlich geplante Ausbau der erneuerbaren Energien bei gleichzeitig nur geringem Rückbau der konventionellen Kraftwerke für mehr Angebot und damit für eine Entspannung der Handelspreise, bis der Rückgang des Angebots im Jahr 2030 (zweiter Meilenstein des Kohlekompromisses) die Preise erneut steigen lässt.

Die Projektion künftiger Strompreise ist naturgemäß mit großen Unsicherheiten behaftet und kann stets nur Tendenzen aufzeigen. Zudem ist unklar, inwieweit das Jahr 2017 repräsentativ für künftige Jahre sein wird und inwieweit die Annahme eines etwa gleichbleibenden Stromverbrauchs gerechtfertigt ist. Dass eine Verknappung des konventionellen Stromangebots bei gleichzeitig zu geringem Ausbau erneuerbarer Energien und Speichertechnologien zu steigenden Preisen führen wird, ist dagegen unstrittig. Die Projektionen zeigen aber, dass ein weiterer Ausbau erneuerbarer Energien den künftigen Anstieg der Großhandelspreise gleichermaßen reduzieren kann, wie dies in den letzten Jahren schon der Fall war.

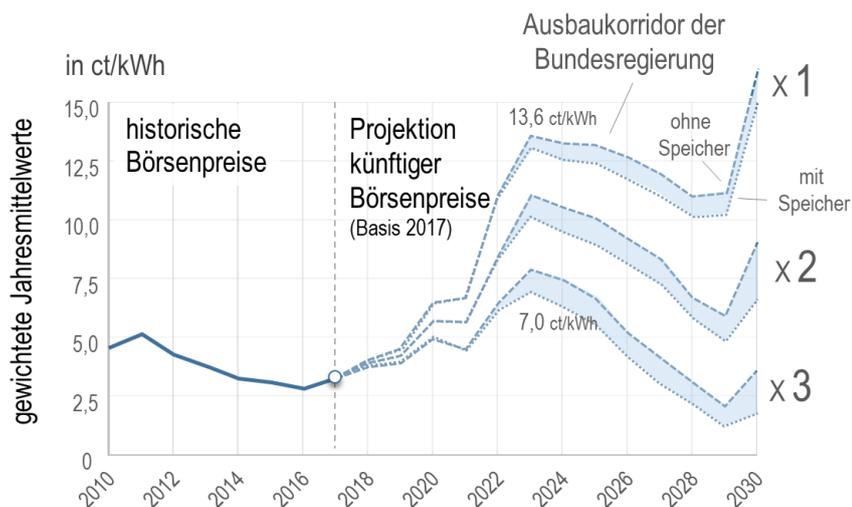


Abb. 11: Projektion der Börsenpreise auf Grundlage des NEP Strom 2019, Szenario A2030 und des Kohlekompromisses bis 2038 (Basisjahr der Projektion 2017).

Die Projektion kommt mit den getroffenen Annahmen zum Ergebnis, dass es notwendig wäre, den Ausbau erneuerbarer Energien gegenüber dem Ausbaukorridor der Bundesregierung in etwa zu verdreifachen, um den Strompreis im Jahr 2023 auf etwa 7 ct/kWh zu begrenzen.

Können die Großhandelspreise so von 13,6 ct/kWh auf 7 ct/kWh, also um 6,6 ct/kWh gemindert werden, errechnet sich dadurch al-

lein für das Jahr 2023 bei einem gleichbleibenden Stromverbrauch von etwa 600 TWh bundesweit eine Einsparung von 39,6 Mrd. Euro jährlich. Insgesamt errechnet sich für die Jahre 2020 bis 2023 eine Einsparung von etwa 91 Mrd. Euro. Mit diesen Einsparungen wäre der notwendige Zubau von 47,5 GW PV-Leistung und 52,6 GW Wind-Leistung bis 2023 leicht finanzierbar.

zum Querlesen

Mit den aktuellen Ausbauzielen für erneuerbaren Energien sind die Klimaschutzziele der Bundesregierung nicht zu erreichen.

Auch um zu erwartende Strompreissteigerungen in den Jahren 2022 und 2023 im Rahmen zu halten, ist ein **massiver und schneller Ausbau der erneuerbaren Energien unabdingbar**.

Tabelle 3: Altersstruktur der deutschen Braunkohlekraftwerke und späteste Stilllegung nach „Kohlekompromiss“ vom 26.01.2019 [20] unter der Annahme einer Abschaltung basierend auf dem Inbetriebnahme-Datum bzw. feststehendem Stilllegungsdatum (nur Kraftwerke > 10 MW, Quelle: Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur, Stand 07.03.2019 [18])

	Braunkohle-Kraftwerke	Inbetriebnahme	Netto-Nennleistung in MW	kumulierte Leistung in MW	verbleibende Leistung in MW	Alter in Jahren am 2.8.2019	Kommentar	
1	Ville/Berrenrath	01.01.1917	98	98	20.794	102,7	Stilllegung bis 2022	
2	Deuben	09.10.1936	67	165	20.727	82,9	Stilllegung bis 2022	nicht berücksichtigt
3	Fortuna Nord	01.01.1939	15	180	20.712	80,6	Stilllegung bis 2022	
4	Kraftwerk Frechen/Wachtberg	01.01.1959	176	356	20.536	60,6	Stilllegung bis 2022	
5	HKW Sachtleben	30.06.1964	28	384	20.508	55,1	Stilllegung bis 2022	
6	Smurfit Kappa Zülpich Kohle-KW	30.06.1964	20	404	20.488	55,1	Stilllegung bis 2022	
7	Niederaußem Block C	27.06.1965	295	699	20.193	54,1	Stilllegung bis 2022	
8	Weisweiler Block E	02.12.1965	321	1020	19.872	53,7	Stilllegung bis 2022	Stilllegungen bis zum 31.12.2022
9	Frimmersdorf Block P	20.05.1966	284	1304	19.588	53,2	Sicherheitsbereitschaft	
10	Weisweiler Block F	04.09.1967	321	1625	19.267	51,9	Stilllegung bis 2022	
11	Niederaußem Block D	31.05.1968	297	1922	18.970	51,2	Stilllegung bis 2022	19 Anlagen
12	Niederaußem Block E	12.04.1970	295	2217	18.675	49,3	Sicherheitsbereitschaft	
13	Frimmersdorf Block Q	27.04.1970	278	2495	18.397	49,3	Sicherheitsbereitschaft	
14	Niederaußem Block F	03.02.1971	299	2794	18.098	48,5	Sicherheitsbereitschaft	Durchschnittsalter am 31.12.2022
15	Neurath Block B	30.06.1972	294	3088	17.804	47,1	Stilllegung bis 2022	50,9 Jahre
16	Neurath Block A	14.10.1972	294	3382	17.510	46,8	Stilllegung bis 2022	
17	Weisweiler Block G	14.02.1974	663	4045	16.847	45,5	Stilllegung bis 2022	
18	Niederaußem Block H	16.09.1974	648	4693	16.199	44,9	Stilllegung bis 2022	
19	Buschhaus D	30.07.1985	352	5045	15.847	34,0	Sicherheitsbereitschaft	
20	KW Jänschwalde E	06.10.1987	465	5510	15.382	31,8	Sicherheitsbereitschaft	
21	Kraftwerk Dessau	01.01.1996	49	5559	15.333	23,6	Stilllegung bis 2022	
22	Neurath Block C	21.03.1973	292	5851	15.041	46,4	Sicherheitsbereitschaft	
23	Niederaußem Block G	23.10.1974	628	6479	14.413	44,8	Stilllegung bis 2030	
24	Weisweiler Block H	18.01.1975	656	7135	13.757	44,6	Stilllegung bis 2030	
25	Neurath Block D	24.06.1975	607	7742	13.150	44,1	Stilllegung bis 2030	
26	Neurath Block E	22.02.1976	604	8346	12.546	43,5	Stilllegung bis 2030	
27	Boxberg Block N	01.01.1979	465	8811	12.081	40,6	Stilllegung bis 2030	
28	ROMONTA Grubenheizkraftwerk	01.07.1979	45	8856	12.036	40,1	Stilllegung bis 2030	
29	Boxberg Block P	01.07.1980	465	9321	11.571	39,1	Stilllegung bis 2030	Stilllegungen bis zum 31.12.2030
30	KW Jänschwalde A	01.10.1981	465	9786	11.106	37,9	Stilllegung bis 2030	
31	KW Jänschwalde B	29.11.1982	465	10251	10.641	36,7	Stilllegung bis 2030	
32	Papierfab. Schoellershammer K4	25.03.1983	9	10260	10.632	36,4	Stilllegung bis 2030	18 Anlagen
33	KW Jänschwalde C	01.02.1984	465	10725	10.167	35,5	Stilllegung bis 2030	
34	KW Jänschwalde D	06.10.1985	465	11190	9.702	33,8	Stilllegung bis 2030	Durchschnittsalter am 31.12.2030
35	HKW Chemnitz Nord II Block B	01.09.1988	57	11247	9.645	30,9	Stilllegung bis 2030	47,6 Jahre
36	KW Jänschwalde F	09.03.1989	465	11712	9.180	30,4	Sicherheitsbereitschaft	
37	SW Energie+Wärme FKK	21.12.1989	34	11746	9.146	29,6	Stilllegung bis 2030	
38	HKW Chemnitz Nord II Block C	15.06.1990	91	11837	9.055	29,2	Stilllegung bis 2030	
39	P&L Werk Euskirchen Kessel 4/6	01.12.1991	15	11852	9.040	27,7	Stilllegung bis 2030	
40	Südzucker AG EZ1 WSK	01.09.1993	23	11875	9.017	25,9	Stilllegung bis 2030	
41	HKW Cottbus 1	16.12.1999	74	11949	8943	19,6	Stilllegung bis 2038	
42	Wahlitz	25.08.1994	31	11980	8912	25,0	Stilllegung bis 2038	Stilllegungen bis zum 31.12.2038
43	Martinswerk Kraftwerk 1	01.02.1995	10	11990	8902	24,5	Stilllegung bis 2038	
44	Martinswerk Kraftwerk 2	01.02.1995	10	12000	8892	24,5	Stilllegung bis 2038	
45	Schkopau A	01.01.1996	450	12450	8442	23,6	Stilllegung bis 2038	20 Anlagen
46	Schkopau B	01.01.1996	450	12900	7992	23,6	Stilllegung bis 2038	
47	Stadtwerke Frankfurt HKW FFO	30.09.1997	45	12945	7947	21,9	Stilllegung bis 2038	Durchschnittsalter am 31.12.2038
48	Schwarze Pumpe A	15.12.1997	750	13695	7197	21,6	Stilllegung bis 2038	
49	Schwarze Pumpe B	25.05.1998	750	14445	6447	21,2	Stilllegung bis 2038	36,2 Jahre
50	Braunkohle-KW Lippendorf S	01.12.1999	875	15320	5572	19,7	Stilllegung bis 2038	
51	Lippendorf R	20.06.2000	875	16195	4697	19,1	Stilllegung bis 2038	
52	Boxberg Block Q	01.10.2000	857	17052	3840	18,8	Stilllegung bis 2038	

53	Niederaußem Block K	30.08.2002	944	17996	2896	16,9	Stilllegung bis 2038
54	CropEnergies Bioethanol Zeitz	15.01.2005	18	18014	2878	14,6	Stilllegung bis 2038
55	HKW Merkenich Block 6	16.12.2010	75	18089	2803	8,6	Stilllegung bis 2038
56	Neurath F BoA 2	08.07.2012	1060	19149	1743	7,1	Stilllegung bis 2038
57	Neurath G BoA 3	03.08.2012	1060	20209	683	7,0	Stilllegung bis 2038
58	Boxberg Block R	06.11.2012	640	20849	43	6,7	Stilllegung bis 2038
59	P&L Werk Jülich Kessel 5	15.09.2013	23	20872	20	5,9	Stilllegung bis 2038
60	P&L Werk Könnern Kessel 1/2	16.12.1999	20	20892	0	5,3	Stilllegung bis 2038

Tabelle 4: Altersstruktur der deutschen Steinkohlekraftwerke und späteste Stilllegung nach „Kohlekompromiss“ vom 26.01.2019 [20] unter der Annahme einer Abschaltung basierend auf dem Inbetriebnahme-Datum bzw. feststehendem Stilllegungsdatum (nur Kraftwerke > 10 MW, Quelle: Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur, Stand 07.03.2019 [18])

	Steinkohle-Kraftwerke	Inbetriebnahme	Netto-Nennleistung in MW	kumulierte Leistung in MW	verbleibende Leistung in MW	Alter in Jahren am 2.8.2019	Kommentar	
1	Solvay Kraftwerk Rheinberg	28.05.1905	79	79	23.623	114,3	Stilllegung bis 2022	
2	Reno De Medici Arnsberg	01.01.1923	19	98	23.604	96,7	Stilllegung bis 2022	nicht berücksichtigt
3	Kraftwerk L 57	01.01.1957	26	124	23.578	62,6	Stilllegung bis 2022	
4	Wedel 1	01.01.1961	137	261	23.441	58,6	Stilllegung bis 2022	
5	Currenta GmbH G-Kraftwerk	01.01.1962	103	364	23.338	57,6	Stilllegung bis 2022	
6	Wedel 2	23.07.1962	123	487	23.215	57,1	Stilllegung bis 2022	
7	Kraftwerk Walheim 1	01.01.1964	96	583	23.119	55,6	Netzreserve	
8	HKW Heilbronn Block 5	25.08.1965	125	708	22.994	54,0	Netzreserve	Stilllegungen bis zum 31.12.2022
9	Nordzucker Werk Uelzen	20.09.1965	40	748	22.954	53,9	Sonderfall	
10	HKW Heilbronn Block 6	03.07.1966	125	873	22.829	53,1	Netzreserve	
11	Kraftwerk Walheim 2	01.01.1967	148	1021	22.681	52,6	Netzreserve	32 Anlagen
12	Kraftwerk Scholven B	01.01.1968	345	1366	22.336	51,6	Stilllegung bis 2022	
13	Reuter C	01.01.1969	124	1490	22.212	50,6	Stilllegung bis 2020	
14	KW Farge	01.01.1969	350	1840	21.862	50,6	Stilllegung bis 2019	Durchschnittsalter am 31.12.2022
15	Kraftwerk Scholven C	01.01.1969	345	2185	21.517	50,6	Stilllegung bis 2022	48,3 Jahre
16	HKW der Sappi Stockstadt	01.01.1970	25	2210	21.492	49,6	Stilllegung bis 2020	
17	Gemeinschaftskraftwerk Kiel	02.10.1970	323	2533	21.169	48,9	Stilllegung bis 2022	
18	Kraftwerk N 230	01.01.1971	110	2643	21.059	48,6	Stilllegung bis 2019	
19	Kraftwerk I Block 4	01.06.1971	56	2699	21.003	48,2	Stilllegung bis 2022	
20	Wilhelmshaven 1	01.01.1976	757	3456	20.246	43,6	Stilllegung bis 2022	
21	Weiber III	24.09.1976	656	4112	19.590	42,9	Netzreserve	
22	Lausitz Energie KWM Block 3	01.06.1979	690	4802	18.900	40,2	Stilllegung bis 2022	
23	KW Bremen Hafen 6	01.12.1979	303	5105	18.597	39,7	Stilllegung bis 2022	
24	Bergkamen A	02.07.1981	717	5822	17.880	38,1	Stilllegung bis 2022	
25	Restmüll-HKW Stgt.-M. DT12	01.01.1982	45	5867	17.835	37,6	Stilllegung bis 2022	
26	HKW Erlangen K6 DT 2	04.03.1982	17	5884	17.818	37,4	Stilllegung bis 2022	
27	Modellkraftwerk Völklingen	15.08.1982	179	6063	17.639	37,0	Stilllegung bis 2022	
28	GKM Block 7	01.11.1982	425	6488	17.214	36,8	Stilllegung bis 2022	
29	Kraftwerk Bexbach	01.01.1983	726	7214	16.488	36,6	Netzreserve	
30	Kraftwerk I Block 5	15.10.1983	68	7282	16.420	35,8	Stilllegung bis 2019	
31	HKW Altbach/Deizisau Block 1	01.01.1985	433	7715	15.987	34,6	Netzreserve	
32	FWK Buer	01.01.1985	70	7785	15.917	34,6	Stilllegung bis 2020	
33	SWM Services Nord 2	15.12.1991	333	8118	15.584	27,7	Stilllegung bis 2022	
34	HKW Stuttgart-Gaisburg	01.01.2009	23	8141	15.561	10,6	Stilllegung bis 2022	
35	Gersteinwerk K2	01.06.1984	614	8755	14.947	35,2	Stilllegung bis 2030	
36	Restmüll-HKW Stgt.-M. DT12	01.01.1984	45	8800	14.902	35,6	Stilllegung bis 2030	
37	Braunschweig HKW-Mitte B1	10.07.1984	43	8843	14.859	35,1	Stilllegung bis 2030	
38	Zolling Block 5	01.01.1985	472	9315	14.387	34,6	Stilllegung bis 2030	
39	Ibbenbüren B	19.06.1985	794	10109	13.593	34,1	Stilllegung bis 2030	
40	Rheinhafen-DKW RDK 7	21.06.1985	517	10626	13.076	34,1	Stilllegung bis 2030	
41	HKW Flensburg Block 9	01.10.1985	33	10659	13.043	33,9	Stilllegung bis 2030	
42	HKW West Block 1	01.11.1985	139	10798	12.904	33,8	Stilllegung bis 2030	

43	HKW West Block 2	01.11.1985	139	10937	12.765	33,8	Stilllegung bis 2030	
44	HKW Heilbronn Block 7	01.12.1985	778	11715	11.987	33,7	Stilllegung bis 2030	
45	Koehler SE	01.12.1986	19	11734	11.968	32,7	Stilllegung bis 2030	
46	Heyden 4	01.01.1987	875	12609	11.093	32,6	Stilllegung bis 2030	
47	Reuter West D	14.12.1987	282	12891	10.811	31,7	Stilllegung bis 2030	
48	Mainova HKW West Block 2	01.01.1988	62	12953	10.749	31,6	Stilllegung bis 2030	
49	KW Walsum Block 9	01.06.1988	370	13323	10.379	31,2	Stilllegung bis 2030	Stilllegungen bis zum 31.12.2030
50	Reuter West E	04.08.1988	282	13605	10.097	31,0	Stilllegung bis 2030	
51	Mainova HKW West Block 3	01.01.1989	62	13667	10.035	30,6	Stilllegung bis 2030	
52	HKW Flensburg Block 10	23.01.1989	33	13700	10.002	30,5	Stilllegung bis 2030	32 Anlagen
53	enercity GKH Block 1	26.01.1989	136	13836	9.866	30,5	Stilllegung bis 2030	
54	enercity GKH Block 2	21.06.1989	136	13972	9.730	30,1	Stilllegung bis 2030	
55	HKW Römerbrücke	01.07.1989	50	14022	9.680	30,1	Stilllegung bis 2030	Durchschnittsalter am 31.12.2030 42,2 Jahre
56	KW Herne 4	25.07.1989	449	14471	9.231	30,0	Stilllegung bis 2030	
57	Infraserv/Höchst HKW Block B	21.08.1989	66	14537	9.165	30,0	Stilllegung bis 2030	
58	Moabit A	24.11.1989	89	14626	9.076	29,7	Stilllegung bis 2030	
59	HKW Völklingen-Fenne	30.11.1989	211	14837	8.865	29,7	Stilllegung bis 2030	
60	HKW Pforzheim GmbH	18.01.1990	27	14864	8.838	29,6	Stilllegung bis 2030	
61	Heizkraftwerk Offenbach	15.02.1990	54	14918	8.784	29,5	Stilllegung bis 2023	
62	Staudinger 5	01.01.1992	510	15428	8.274	27,6	Stilllegung bis 2030	
63	HKW Flensburg Block 11	02.06.1992	31	15459	8.243	27,2	Stilllegung bis 2030	
64	Heizkraftwerk Magirusstraße	17.11.1992	21	15480	8.222	26,7	Stilllegung bis 2030	
65	HKW Nord Generator A	01.05.2000	62	15542	8.160	19,3	Stilllegung bis 2030	
66	HKW Nord Generator B	01.05.2000	62	15604	8.098	19,3	Stilllegung bis 2030	
67	Tiefstack	01.03.1993	194	15798	7.904	26,4	Stilllegung bis 2038	
68	GKM Block 8	05.04.1993	435	16233	7.469	26,3	Stilllegung bis 2038	
69	KNG Kraftwerk Rostock	01.10.1994	514	16747	6.955	24,9	Stilllegung bis 2038	Stilllegungen bis zum 31.12.2038
70	SW Kaiserslautern HKW	26.11.1996	13	16760	6.942	22,7	Stilllegung bis 2038	
71	HKW Altbach/Deizisau Block 2	01.01.1997	336	17096	6.606	22,6	Stilllegung bis 2038	
72	GKM Block 6	26.12.2005	255	17351	6.351	13,6	Stilllegung bis 2038	15 Anlagen
73	Trianel Kohlekraftwerk Lünen	01.01.2013	735	18086	5.616	6,6	Stilllegung bis 2038	
74	KW Walsum Block 10	20.12.2013	725	18811	4.891	5,6	Stilllegung bis 2038	
75	KW Bremen Hastedt 15	01.03.2014	119	18930	4.772	5,4	Stilllegung bis 2038	Durchschnittsalter am 31.12.2038 31,5 Jahre
76	Rheinhafen-DKW RDK 8	01.07.2014	834	19764	3.938	5,1	Stilllegung bis 2038	
77	Westfalen E	02.07.2014	764	20528	3.174	5,1	Stilllegung bis 2038	
78	Moorburg B	28.02.2015	800	21328	2.374	4,4	Stilllegung bis 2038	
79	GKM Block 9	02.05.2015	843	22171	1.531	4,3	Stilllegung bis 2038	
80	Moorburg A	31.08.2015	800	22971	731	3,9	Stilllegung bis 2038	
81	Kraftwerk Wilhelmshaven	30.10.2015	731	23702	0	3,8	Stilllegung bis 2038	

Zusammenfassung und Fazit

Der bereits in der FAU-Strompreisstudie 2015 für die Jahre 2011 bis 2013 beschriebene Merit-Order-Effekt bestätigte sich für die Jahre 2014 bis 2018. Am stärksten wirkte sich der Effekt auf die Großhandelspreise des Jahres 2017 aus. In den Jahren 2014 bis 2018 sparte ein Überangebot an erneuerbaren Energien dem bundesdeutschen Letztverbraucher gegenüber dem Szenario ohne die Einspeisung von Wind und Photovoltaik etwa 40 Mrd. Euro. Die jährlichen Einsparungen fielen etwas geringer aus, als noch in den Jahren 2011 bis 2013, da in den Jahren 2012 bis 2015 mehrere moderne Kohlekraftwerke in Betrieb gingen und das Angebot an den Strombörsen – zusätzlich zum Ausbau der erneuerbaren Energien – erhöhten.

Die Daten der Jahre 2014 bis 2018 bestätigten auch, dass eine sichere Stromversorgung ohne erneuerbare Energien heute nicht mehr gewährleistet wäre. Die Anzahl der netzkritischen Situationen hätte sich in diesen Jahren gegenüber 2013 nochmals auf bis zu 424 Stunden im Jahr 2018 erhöht.

Deutlich wird aus den aktuellen Zahlen aber auch, dass der im EEG 2014 definierte Ausbaukorridor der Bundesregierung weder ausreicht, um den Strombedarf auch im Jahr 2030 noch sicher zu decken, noch um die Klimaziele der Bundesregierung zu erreichen

Zu erwarten sind nicht nur kurzfristige Leistungsdefizite, sondern auch mehrtägige Perioden mit Leistungsdefiziten, beispielsweise beim Auftreten einer „Dunkelflaute“. Diese müssten mit dem Zubau von Stromspeichern oder Gaskraftwerken gedeckt werden. Die Kohlekraftwerke, die in den nächsten Jahren – voraussicht-

lich mit finanzieller Kompensation für die Betreiber – abgeschaltet werden sollen, stehen am Ende ihrer technischen Lebenszeit und würden in den kommenden Jahren ohnehin vom Netz gehen. Daraus ergibt sich die Notwendigkeit, den Ausbau erneuerbarer Energien gegenüber dem Ausbaukorridor der Bundesregierung mindestens zu verdoppeln und den Zubau von Stromspeichern signifikant zu steigern.

Die drei wesentlichen Ergebnisse dieser Studie sind damit:

1. Das Überangebot an erneuerbaren Energien sorgte auch in den letzten Jahren für fallende Großhandelspreise an den deutschen Strombörsen. Die Energiewende sparte bundesdeutschen Letztverbrauchern auch in den Jahren 2014 bis 2018 insgesamt etwa 40 Mrd. Euro ein.
2. Der Strombedarf hätte auch in den Jahren 2014 bis 2018 ohne die Einspeisung erneuerbarer Energien nicht zu jedem Zeitpunkt gedeckt werden können.
3. Die CO₂-Reduktionsziele der Bundesregierung werden mit dem Ausbaukorridor des EEG 2017 und dem „Kohlekompromiss“ vom 26.01.2019 weit verfehlt.

Notwendig wäre ein erheblich stärkerer Ausbau von erneuerbaren Stromerzeugungskapazitäten und Speichern als vorgesehen, um künftigen Versorgungsengpässen vorzubeugen. Um die Großhandelspreise an den deutschen Strombörsen bis 2023 auf etwa 7 ct/kWh zu begrenzen, müsste der geplante Ausbau erneuerbarer Energien verdreifacht werden.

Abkürzungen

AT	Versorgungsgebiet Österreich
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BNetzA	Bundesnetzagentur
ct	Euro-Cent
DE	Versorgungsgebiet Deutschland
DKW	Dampfkraftwerk
DT	Dampfturbine
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
EEX	European Energy Exchange
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity (Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber)
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EOM	Energy-Only-Markt
EPEX	European Power Exchange
FAU	Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg
GT	Gasturbine
GW	Gigawatt
h	Stunden
HKW	Heizkraftwerk
kW	Kilowatt
KW	Kraftwerk
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LCA	Lebenszyklusanalyse (Life Cycle Assessment)
Mrd.	Milliarden
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
NEP	Netzentwicklungsplan Strom
Phelix	Physical Electricity Index
PV	Photovoltaik
Strom NEV	Stromnetzentgeltverordnung
TWh	Terrawattstunde

Anhang

Ergebnisse der FAU-Strompreisstudie 2015

Die wesentlichen Ergebnisse der FAU Strompreisstudie 2015 sind in den **Abbildungen 12** und **13** dargestellt. Den berechneten Mehrkosten der konventionellen Stromerzeugung im Szenario ohne Wind und PV in Höhe von 31,6 Mrd. Euro im Jahr 2013 stehen Kosten der EEG-Umlage von nur 20,4 Mrd. Euro gegenüber. Insgesamt sparten Erneuerbare Energien in den Jahren 2011 bis 2013 den bundesdeutschen Endverbrauchern 28,8 Mrd. Euro ein.

Zudem lieferten Wind und PV einen wesentlichen Beitrag zur Stabilität des Netzbetriebes: Über 269 Stunden des Jahres hätte die Nachfrage an der Strombörse mit der maximal im Jahr 2013 angebotenen Leistung aus konventionellen Kraftwerken nicht gedeckt werden können. Solche Situationen sind nicht gleichbedeutend mit Blackouts, da in der Betrachtung einerseits Reservekraftwerke für Systemdienstleistungen („Regelreserve“), die in solchen Engpasssituationen zum Einsatz gekommen wären, nicht berücksichtigt wurden und zum anderen auch mögliche Stromimporte unberücksichtigt blieben. Ein stabiler Netzbetrieb war in diesen Situationen allerdings nur durch die Einspeisung erneuerbarer Energien sicher gewährleistet.

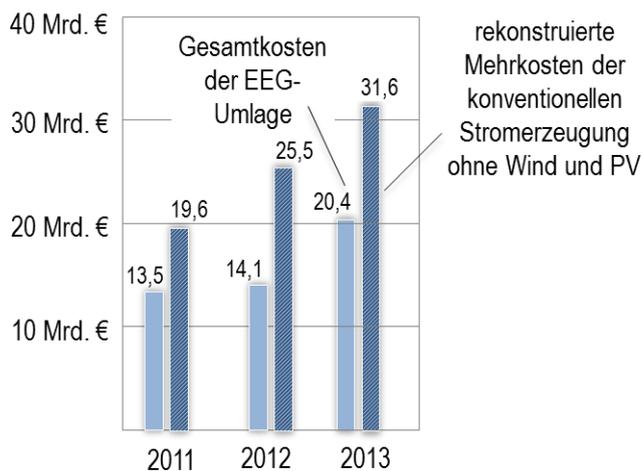


Abb. 12: Gesamtkosten der EEG-Umlage und rekonstruierte Mehrkosten ohne die Einspeisung von Wind und Photovoltaik für Letztverbraucher in der Bundesrepublik Deutschland in Mrd. Euro [8]

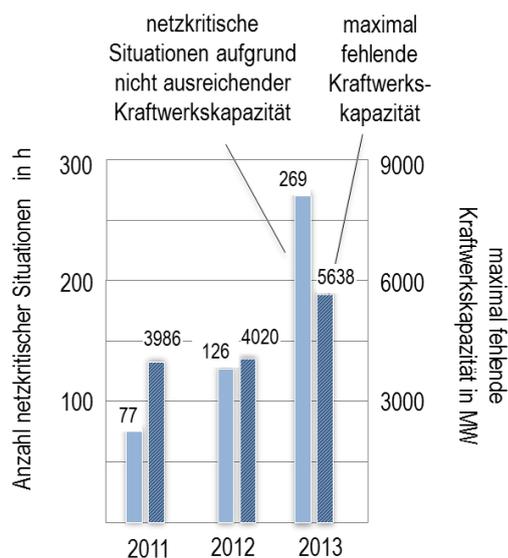


Abb. 13: Anzahl der netzkritischen Handelsperioden mit Unterdeckung am Spotmarkt (maximal verfügbares Angebot < Nachfrage) und der Leistungsbeitrag der maximalen Unterdeckung [8]

Verwendete Daten und Auswertemethodik

Ausgangspunkt für die folgende Betrachtung sind die historischen, am „Day Ahead“-Spotmarkt der Strombörse EPEX-Spot gebildeten Strompreise. Die erzielten Strompreise hängen von der aktuell verfügbaren Wind- und Photovoltaikleistung, der Tageszeit, vom Strombedarf und von der zur Verfügung stehenden Kraftwerkskapazität ab. Eine geringe Nachfrage nach konventionellen Kraftwerksleistungen resultiert in niedrigen Strompreisen. Bei hohem Leistungsbedarf werden aufgrund des Merit-Order-Prinzips zusätzlich Kraftwerke mit höheren variablen Kosten – also z.B. Gaskraftwerke – eingesetzt.

Verwendete Daten

Als Datenbasis dienen die tatsächlichen Leistungen der solaren Stromerzeugung und der Stromerzeugung von On- und Offshore Windkraftanlagen der EPEX⁵ der Versorgungsgebiete Deutschland, Österreich und Luxemburg⁶. Die Daten basieren auf den Daten der Transparency Platform „Transparency in Energy Markets“ der EEX [25]. Diese Plattform veröffentlicht auf Grundlage der EU Transparency Regulation EU 543/2013 regelmäßig Erzeugungs- und Verbrauchsdaten mehrerer Europäischer Versorgungsgebiete und ist Teil der ENTSO-E Transparency Platform. Nach Artikel 16, 1 der Richtlinie EU 543/2013 enthalten die veröffentlichten Daten

(a) *actual generation output (MW) per market time unit and per generation unit of*

*100 MW or more installed generation capacity*⁷

(b) *actual or estimated wind and solar power generation (MW) in each bidding zone per market time unit*⁸

Nach [26] sind die verwendeten „*Aggregated Generation per Type*“, insbesondere die geschätzte Erzeugung von Wind und PV mittlerweile nahezu vollständig abgebildet (weniger als 0,1% der Daten fehlen). Dagegen fehlen für die Daten der „*generation unit of 100 MW or more*“ einige Prozent der Daten. Da die fehlenden Daten nur einzelne Kraftwerke und damit nur kleine Erzeugungskapazitäten betreffen, sind die daraus entstehenden Fehler vernachlässigbar. Die Daten sind stundenaufgelöst bzw. als Viertelstundendaten verfügbar. Eine detaillierte Beschreibung und Wertung der Datenqualität findet sich auch in [27].

Auswertemethodik

Aus den für jede Stunde des Jahres analysierten Angebots- und Nachfragekurven wurde für jedes Jahr eine **Grenzkostenkurve** aus den im Jahresverlauf für jede konventionelle Leistung minimal realisierten bzw. angebotenen Preisen gebildet. Die minimale Angebotskurve für den minimalen Angebotspreis s_m wurde in Abhängigkeit der angebotenen konventionellen elektrischen Leistung $P_{el,k}$ mit einer Doppexponential-Funktion der Form

⁵ Stand März 2019

⁶ Aufgrund der Teilung der Preiszone Deutschland/Österreich/Luxemburg in zwei Preiszonen (Deutschland/Luxemburg und Österreich) zum 1.10.2018 wurden zur Bestimmung der Grenzkostenkurve für das Jahr 2018 nur die Daten bis zum 30.9.2018 verwendet.

⁷ Dateien `#ExPostInformationActualUnitGenerationPower` und `#ExPostInformationActualGenerationPowerEOD`

⁸ Dateien `#ExPostInformationGenerationSolarPowerEOD` und `#ExPostInformationGenerationWindPowerEOD`

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

approximiert, um die Grenzkosten der Stromerzeugung des konventionellen Kraftwerks-parks abzubilden. Die Kurve drückt also aus, zu welchem minimalen Preis eine bestimmte konventionelle und nukleare Leistung aus Kraftwerken > 100 MW im jeweiligen Jahr angeboten bzw. realisiert wurde. Die Koeffizienten k_1 - k_5 wurden dabei 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. Im zweiten Schritt wird also für jede Stunde des Jahres die Preissteigerung ermittelt, die sich bei einer Steigerung der Nachfrage aufgrund des Fehlens von Wind und Photovoltaik eingestellt hätte. 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 $P_{el,k}$ um die jeweils fehlende Erzeugung $P_{el,Wind}$ aus Wind und $P_{el,PV}$ aus der Photovoltaik:

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

In **Abbildung 15** ist exemplarisch die zu erwartende Preissteigerung für das Jahr 2017 dargestellt. Die historischen Handelspreise (blau) hätten sich ohne die Einspeisung von Wind und Photovoltaik aufgrund der erhöhten Nachfrage entlang der Grenzkostenkurve wieder zu höheren konventionellen Leistungen und Handelspreisen (rot) verschoben. Für alle weiteren Betrachtungsjahre sind die rekonstruierten Preissteigerungen in **Abbildung 21** und **22** dargestellt. Die im Folgenden noch erklärte Annahme, dass im Falle eines Mangels an Erzeugungsleistung die Netzreserve vollständig zur Deckung

des Strombedarfs herangezogen werden kann, führt dazu, dass die den (rot eingetragenen) rekonstruierten Handelspreisen ohne Wind und PV zugeordneten Kraftwerksleistungen die maximal verfügbaren Kraftwerksleistungen der aus den historischen Angebotskurven ermittelten maximal angebotenen Erzeugungsleistungen überschreiten können.

Die mittleren historischen Strompreise s_m und rekonstruierten Strompreise s_m^* errechnen sich aus den gewichteten Mittelwerten der 8760 bzw. 8784 Stunden des Jahres nach der Gleichung

$$s_m = \frac{\sum_i^{8760} s_i \cdot P_{el,k,i}}{\sum_i^{8760} P_{el,k,i}} \quad s_m^* = \frac{\sum_i^{8760} s_i^* \cdot P_{el,k,i}}{\sum_i^{8760} P_{el,k,i}}$$

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 €/MWh wurde für die rekonstruierten Werte an teils mehreren hundert Stunden des Jahres überschritten. Diese Stunden gingen in die Berechnung der mittleren rekonstruierten Strompreise nicht ein.

Bestimmung der maximal verfügbaren Kraftwerksleistung

Wie in **Abbildung 14** dargestellt war das maximale Angebot des Jahres 2017 am 17.01.2017 um 6⁰⁰ bis 7⁰⁰ Uhr morgens im Markt. Obwohl das Clearing zu dem Zeitpunkt bei einem Preis von 5,829 ct/kWh und einer eingesetzten Kraftwerksleistung von nur 58.340 MW zustande kam, wurden insgesamt maximal 65.219 MW angeboten (**Tabelle 5**).

Zu beachten ist, dass die eingesetzte Kraftwerksleistung aus den Transparency Daten für Kraftwerke mit Leistungen > 100 MW errechnet wurde, während an der Börse auch (aggregierte) Erzeugungsleistungen kleinerer

Leistungen mit angeboten werden. Da davon ausgegangen werden kann, dass die Erzeugungseinheiten < 100 MW (z.B. Biomasse-Kraftwerke, KWK-Anlagen etc.) überwiegend als „Must-Run“-Einheiten marktunabhängig eingesetzt werden, kann davon ausgegangen werden, dass im Falle des Fehlens von Wind und PV die fehlende Leistung überwiegend mit den Einheiten > 100 MW kompensiert werden müsste.

Die Grenzkostenkurven des Kraftwerksparks wurde deshalb auf Erzeugungseinheiten mit einer Kraftwerksleistung > 100 MW bezogen. Entscheidend für den Strompreis ist naturgemäß die tatsächlich zur Verfügung stehende Kraftwerkskapazität. Diese Kraftwerkskapazität ergibt sich gemäß **Abbildung 14** unmittelbar aus der Grenzkostenkurve des deutschen und österreichischen Kraftwerksparks. Für die Bestimmung des Leistungsdefizits wurde aus den

Angebots- und Nachfragekurven der EPEX die in jedem Jahr maximal angebotene Kraftwerkskapazität ermittelt.

Da nicht zu jeder Stunde des Jahres der gesamte Kraftwerkspark angeboten wurde, muss zur Bestimmung der maximal angebotenen Strommenge $P_{el,max}$ für jede Stunde i des Jahres die jeweils maximal angebotene Leistung $P_{el,A,i}$ um die nicht am Day-Ahead-Markt angebotene Strommenge $P_{el,k,i} - P_{el,C,i}$ entsprechend der Gleichung

$$P_{el,max} = \text{Max} \left[P_{el,k,i} + (P_{el,A,i} - P_{el,C,i}) \right]$$

aus dem Handelsvolumen beim Clearing $P_{el,C}$ und dem in jeder Stunde maximal angebotenen Handelsvolumen $P_{el,A}$ errechnet werden. Die jeweiligen Werte zum Zeitpunkt des maximalen Angebots sind in **Tabelle 5** zusammengefasst

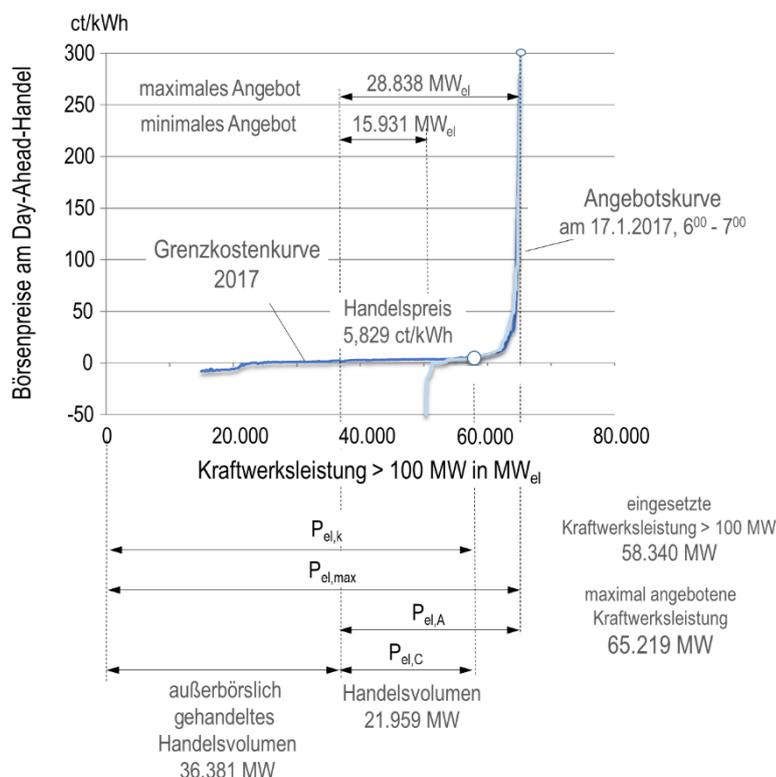


Abb. 14: Bestimmung der maximal angebotenen Kraftwerksleistung am 17.1.2017, 6⁰⁰ Uhr

Tabelle 5: Maximal im Day-Ahead Handel angebotene und verfügbare Kraftwerksleistung laut Kraftwerksliste der BNetzA vom 07.03.2019 [18]

Jahr	verfügbare Kraftwerke lt. Kraftwerksliste BNetzA ¹⁾		Zeitpunkt des maximalen Angebots	maximal angebotene Kraftwerke ²⁾					max. Verfügbarkeit
	In MW _{el}	ohne Reserven ³⁾		P _{el,k} in MW _{el}	P _{el,A} in MW _{el}	P _{el,C} in MW _{el}	P _{el,max} in MW _{el}		
2011	89.054	88.519	31.01.2011 20h	61.562	33.659	26.512,6	68.708	77%	
2012	90.025	87.002	12.12.2012 17h	66.542	30.122	26.284,5	70.380	78%	
2013	91.762	88.152	16.01.2013 17h	64.829	31.553	27.619,5	68.762	75%	
2014	92.601	88.294	20.11.2014, 17h	68.234	32.939	27.951	73.222	79%	
2015	93.428	88.009	07.12.2015, 17h	58.689	35.372	28.376	74.996	80%	
2016	93.800	86.344	20.01.2016, 15h	62.668	29.110	2.3.917	67.860	72%	
2017	91.261	81.092	17.01.2017, 6h	58.340	28.838	21.959	65.219	71%	
2018	88.414	76.638	07.02.2018, 5h	50.316	31.995	18.055	64.256	73%	

¹⁾ Braun- und Steinkohle, Erdgas, Mineralöl und Kernenergie.

²⁾ incl. Laufwasser, Pumpspeicher und sonstige Kraftwerke

³⁾ Netzreserve, vorläufig stillgelegt (mit und ohne StA), Sicherheitsbereitschaft

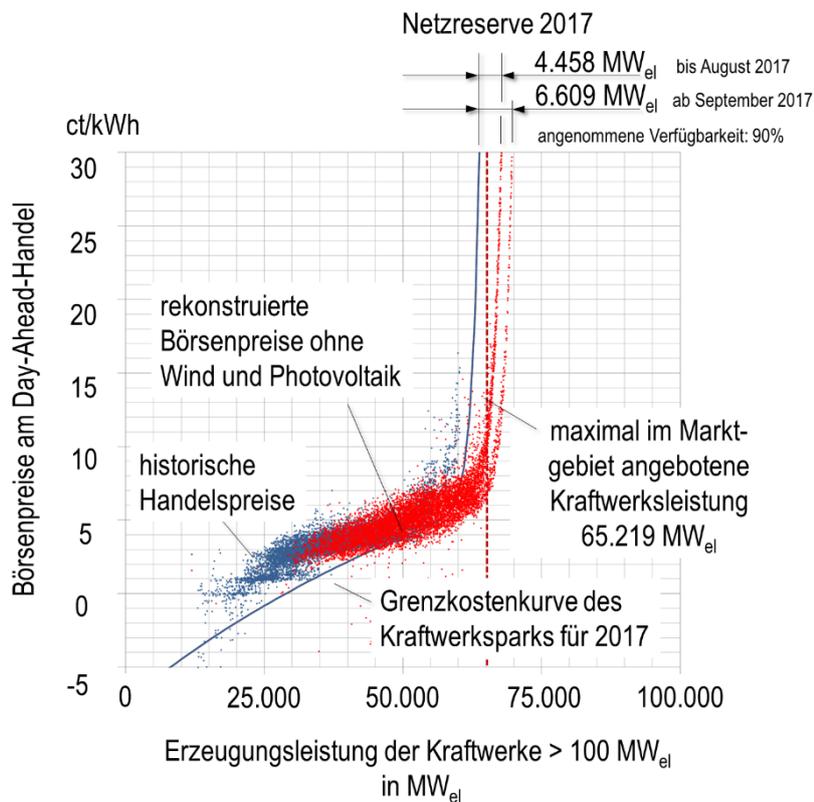


Abb. 15: Rekonstruierte Steigerung der Handelspreise beim Fehlen von Wind und Photovoltaik für das Jahr 2017 (Annahme: Netzreserve steht mit einer Verfügbarkeit von 90% dem Strommarkt zur Verfügung)

Berücksichtigung von Reservekraftwerken

Seit dem Jahr 2011 steht für den Kraftwerkseinsatz die Netzreserve systemrelevanter Kraftwerke gemäß §13b Abs. 4 EnWG zur Verfügung (siehe **Tabelle 6**). Die Kraftwerke werden von den Übertragungsnetzbetreibern betrieben. Sie werden nicht an den Strommärkten angeboten und nehmen so nicht an der Preisbildung des Strommarktes teil.

Für die Rekonstruktion der Strompreise ohne Wind und PV wurde allerdings angenommen, dass die Netzreserve vollständig am dem Strommarkt zur Verfügung steht, da angenommen werden kann, dass ohne erneuerbare Energien für die meisten der betroffenen Kraftwerke keine Stilllegungsanträge gestellt worden wären.

Das Angebot an konventioneller Leistung wurde pauschal um die maximale Leistung der Netzreserve im Inland mit einer üblichen Zeitverfügbarkeit von 90% erhöht. Die auf den historischen Angebots- und Nachfragedaten basierende Grenzkostenkurve wurde also um 90% der in den jeweiligen Jahren zur Verfügung stehenden Netzreserve hin zu höheren Leistungen verschoben. Für das Jahr 2017 ist dieser Ansatz exemplarisch in **Abbildung 15** dargestellt.

Tabelle 6: Netzreserve im Inland nach §13b Abs. 4 EnWG (Quelle: Bundesnetzagentur, [28])

Zeitraum		Leistung Netzreserve im In- land
von	bis	
	08/2012	535 MW
09/2012	08/2013	1.622 MW
09/2013	08/2014	1.572 MW
09/2014	08/2015	2.240 MW
09/2015	08/2016	3.312 MW
09/2016	08/2017	4.458 MW
09/2017	08/2018	6.609 MW
09/2018	08/2019	6.609 MW

Für die Projektion künftiger Strompreise wird im Gegensatz dazu davon ausgegangen, dass die im Referenzjahr 2017 vorhandene Netzreserve weiter besteht und nicht für den Stromhandel zur Verfügung steht. Dennoch wird sich der Einsatz systemrelevanter Kraftwerke, sobald sie zum Einsatz kommen, auch auf den gebildeten Strompreis auswirken, da sich das Zusatzangebot gerade in Mangelsituationen preismindernd auswirkt.

Für die Projektion künftiger Strompreise ist es daher notwendig, ein Kriterium einzuführen, nachdem die Kraftwerke der Netzreserve vom Übertragungsnetzbetreiber eingesetzt werden. Da die Netzreserve als „Stundenreserve“ eingesetzt wird, um die im Regelenergiemarkt gehandelte Sekunden- und Minutenreserve abzulösen, wird im Folgenden davon ausgegangen, dass der Stundenreservebedarf den von den Übertragungsnetzbetreibern ausgeschriebenen positiven Minutenreserveleistungen entspricht (siehe **Tabelle 7**).

Für die Projektion künftiger Strompreise (**Abbildungen 11**) wurde konservativ davon ausgegangen, dass die verfügbare Netzreserve in dem Umfang zum Einsatz kam, um jederzeit die maximal ausgeschriebene Leistung der Minutenreserve in der Stundenreserve ablösen zu können.

Tabelle 7: ausgeschriebene Regelenergie

Jahr	Quelle	Maximal ausgeschriebene Leistung in MW
2014	Monitoringbe- richt der Bun- desnetzagentur	2.947
2015		2.726
2016		2.779
2017		1.850
2018	www.regelleis- tung.net	1.382

Die Kraftwerke der Sicherheitsbereitschaft nach §13g EnWG wurden aufgrund der langen Vorlaufzeit von 10 Tagen bis zur Inbetriebnahme sowohl für die Rekonstruktion der Strompreise ohne Wind und PV, als auch für die Projektion künftiger Strompreise nicht berücksichtigt. Diese Braunkohlekraftwerke müssen bei einer Vorwarnung durch den zuständigen Betreiber eines Übertragungsnetzes innerhalb von 240 Stunden bzw. 10 Tagen betriebsbereit sein und sind für die Besicherung kurzfristiger Engpassereignisse nicht geeignet. Im Jahr 2017 hatte die Sicherheitsbereitschaft 352 MW betragen. Der durchschnittliche rekonstruierte Strompreis des Jahres 2017 hätte sich bei Berücksichtigung der Sicherheitsbereitschaft um 0,7 ct/kWh reduziert.

Berücksichtigung von vorläufigen Stilllegungen

Die Gesamtkapazität der vorläufigen Stilllegungen mit und ohne Stillstandsanzeige laut Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur vom 07.03.2019 beträgt 2.733,9 GW. Auf den Zeitraum bis einschließlich 2018 entfallen davon 2.659,9 GW (Heizkraftwerk Gera-Nord mit 74 MW wurde erst im 1. Quartal 2019 stillgelegt⁹). **Tabelle 8** stellt die blockscharfe Auflistung der Stilllegungen aufgelöst nach Jahren und Energieträger dar.

Veränderung des Kraftwerksparks von 2011 bis 2018

Der Kraftwerkspark Deutschlands hat sich im Gesamtbetrachtungszeitraum erheblich ver-

ändert. **Tabelle 9** gibt jahresscharf die Veränderung des konventionellen und nuklearen Kraftwerksparks wieder. Auffallend ist insbesondere

- a) der starke Rückgang der Kernenergiekapazitäten aufgrund des Atomausstiegs,
- b) der einmalige deutliche Zubau an Steinkohlekraftwerken in den Jahren 2013 bis 2015, und
- c) die Überführung von fast 7 GW an Erzeugungsleistung in die Netzreserve.

Insgesamt hat sich die konventionelle und nukleare Erzeugungskapazität von 2011 bis 2018 um gute 21 GW reduziert.

Die jährliche Nettoveränderung ist in **Abbildung 16** aufgetragen. Auch hier wird nochmals der Zusammenhang der angebotenen Kraftwerksleistung mit dem resultierenden Börsenstrompreis deutlich: In den Jahren 2014 und 2015 war die Bilanz zwischen Inbetriebnahmen und Stilllegungen beinahe ausgeglichen. Alte, nur noch begrenzt am Markt verfügbare Kraftwerke gingen vom Netz und wurden durch neue (insbes. Steinkohle) ersetzt. Das tatsächlich verfügbare Angebot in diesen Jahren stieg so und führte zu einer Preisreduktion.

⁹ Kneisel, C.: Heizkraftwerke in Tinz und Lusan nehmen den Betrieb auf, in: Ostthüringer Zeitung (2019), <https://www.otz.de/wirtschaft/heizkraftwerke-in-tinz-und-lusan-nehmen-den-betrieb-auf-id225001359.html>

Tabelle 8: vorläufige Stilllegungen mit und ohne Stillstandsanzeige laut Kraftwerksliste der BNetzA vom 07.03.2019

Energieträger	Kraftwerksname	Nettoleistung [MW]	vorläufiges Stilllegungsjahr
Erdgas	Gersteinwerk I2 & F2	710	2012 ¹⁰
	Emden Gas DT	433	2012 ¹¹
	Gemeinschaftskraftwerk Weig Block 4	8,4	2012 ¹²
	Landesbergen Gas DT	431	2013 ¹³
	UPM Augsburg DT3	29	2014 ¹⁴
	Ahrensfelde GT A - D	150	2016 ¹⁵
	HKW Hagen-Kabel H4/5	230	2016 ¹⁶
	HKW Chemnitz Nord II	57,2	2016 ¹⁷
Braunkohle	KWH Block B	102	2016 ¹⁸
	Niederaußem A & B	250	2012 ¹⁹
	Goldenberg E, Besicherung F	40	2015 ²⁰
Mineralölprodukte	Werdohl-Elverlingsen E1/2	206	2013 ²¹
Biomasse	Leipa Georg Leinfelder GmbH Werk	13,3	2018 ²²
	Schwedt Nord		

¹⁰ Claessen, D.: RWE schaltet Block I ab, in: Ruhrnachrichten (2012), http://www.kontra-kohle-kraftwerk.de/PDF-Pressse/17.03.12_RN_RWE_schaltet_Block_I_ab.pdf

¹¹ Dpa: Energiekonzern schließt Gaskraftwerk in Emden, in: Nordwest Zeitung (2012), https://www.nwzonline.de/wirtschaft/weser-ems/energiekonzern-schliesst-gaskraftwerk-in-emden_a_1,0,531273226.html

¹² Auf 2012 allokiert: Stilllegung vor 2014, da in Kraftwerksliste 2014 bereits als vorläufig stillgelegt klassifiziert

¹³ SG-Mittelweser.de: Landesbergen: Statkraft schließt Gas-Kraftwerk, <https://www.sg-mittelweser.de/portal/pressespiegel/landesbergen-statkraft-schliesst-gas-kraftwerk-907003310-21550.html> (abgerufen am 17.06.2019)

¹⁴ Stümpfig, M.: Schriftliche Anfrage des Abgeordneten Martin Stümpfig an den Bayerischen Landtag: Stromerzeugung aus Erdgas in Bayern (2017), http://www1.bayern.landtag.de/www/ElanTextAblage_WP17/Drucksachen/Schriftliche%20Anfragen/17_0019105.pdf

¹⁵ Werner, J.: Neue Möglichkeiten für das Gasturbinenkraftwerk Ahrensfelde, in: GMB GmbH, <https://www.gmbgmbh.de/news/neue-moeglichkeiten-fuer-das-gasturbinenkraftwerk-ahrensfelde/> (abgerufen am 17.06.2019) sowie Kraftwerksliste Bundesnetzagentur zum erwarteten Zu- und Rückbau 2016 bis 2019 (Stand 10.05.2016)

¹⁶ Gerber, S.: Cuno-Kraftwerk bleibt Herdecke trotz Verlusten erhalten, in: Westfalenpost (2016), <https://www.wp.de/staedte/herdecke-wetter/cuno-kraftwerk-bleibt-herdecke-trotz-verlusten-erhalten-id11956344.html>

¹⁷ Uhlig, S.: Energieversorger forciert Ausbau des Gasheizwerks in Altchemnitz, in: Freie Presse (2016), <https://www.freiepresse.de/chemnitz/energieversorger-forciert-ausbau-des-gasheizwerks-in-altchemnitz-artikel9667627>

¹⁸ Enercity.de: Kraftwerk Herrenhausen: Gaskraftwerk, <https://www.enercity.de/unternehmen/anlagen-portraet/strom/kw-herrenhausen/index.html> (abgerufen am 17.06.2019) sowie Kraftwerksliste Bundesnetzagentur zum erwarteten Zu- und Rückbau 2016 bis 2019 (Stand 10.05.2016)

¹⁹ Clemens, M.: Kraftwerke Demontieren, was der Vater aufbaute, in: Kölner Stadtanzeiger (2013), <https://www.ksta.de/region/rhein-erft/bergheim/kraftwerke-demontieren--was-der-vater-aufbaute-4156076>

²⁰ Kurth, N.: Goldenbergkraftwerk geht vom Netz, in: Rhein-Erft Rundschau (2014), <https://www.rundschau-online.de/region/rhein-erft/rwe-power-ag-goldenbergkraftwerk-geht-vom-netz-3084354>

²¹ Leuschner, U.: Enervie darf ab 2016 alle Kraftwerke stilllegen, in: Energie-Chronik (2015), <http://www.udo-leuschner.de/energie-chronik/150211.htm>

²² Auf 2018 allokiert: Stilllegung zwischen 02/18 und 03/19 (siehe Kraftwerkslisten der BNetzA)

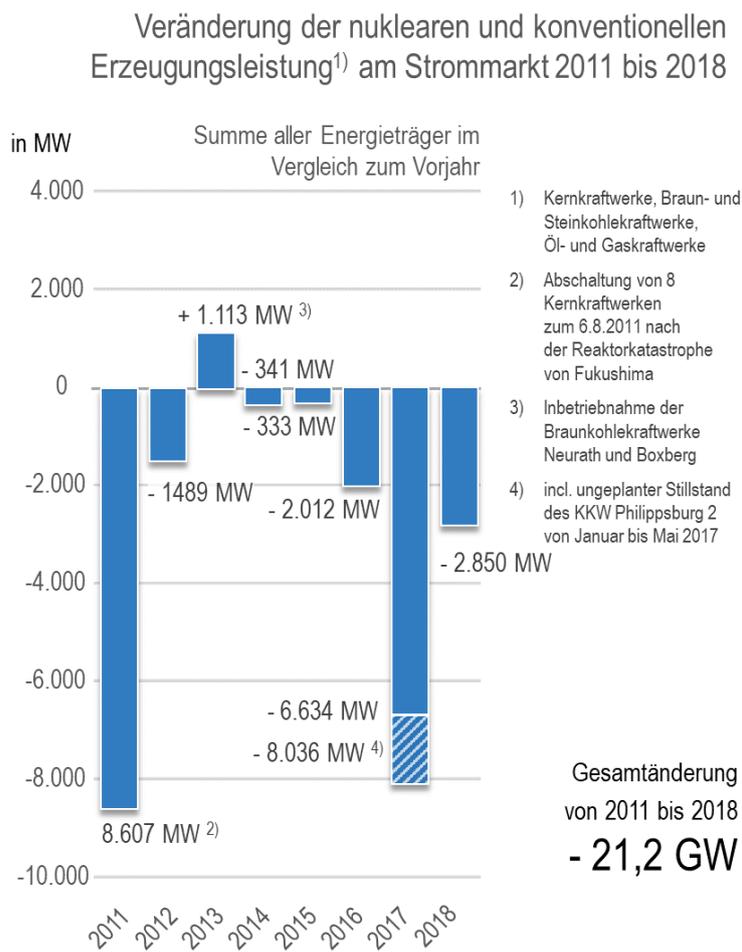


Abb. 16: Stilllegungen nuklearer und konventioneller Kraftwerkskapazitäten in Deutschland in den Jahren 2011 bis 2018

Tabelle 9: Veränderung der nuklearen und konventionellen Kraftwerkskapazitäten in Deutschland in den Jahren 2011 bis 2018 (Quelle: Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur, Stand 7.3.2019 [18])

In MW	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Summe
Kernenergie	-8.422	0	0	0	-1.275	0	-1.284	0	-10.981
Braunkohle	-383	1.439	-37	20	-45	0	0	0	995
Steinkohle	-21	-547	776	323	2.466	-1.234	-2.370	-1.352	-1.959
Erdgas	671	137	961	32	-367	1.259	-13	-143	2.536
Mineralölprodukte	83	-30	0	-19	0	0	-254	-41	-261
vorläufige Stilllegungen ¹⁾	0	-1.401	-637	-29	-40	-539	0	-13	-2.660
Netzreserve ²⁾	-535	-1.087	50	-668	-1.072	-1.146	-2.151	-242	-6.851
Sicherheitsreserve	0	0	0	0	0	-352	-562	-1.059	-1.973
Summe	-8.607	-1.489	1.113	-341	-333	-2.012	-6.634	-2.850	-21.154

¹⁾ mit und ohne Stillstandanzeige, blockscharfe Auflösung der zeitlichen Verteilung siehe Tabelle 8

²⁾ Quelle: BNA, Bericht Feststellung des Bedarfs an Netzreserve für den Winter 2018/2019 sowie das Jahr 2020/2021, April 2018

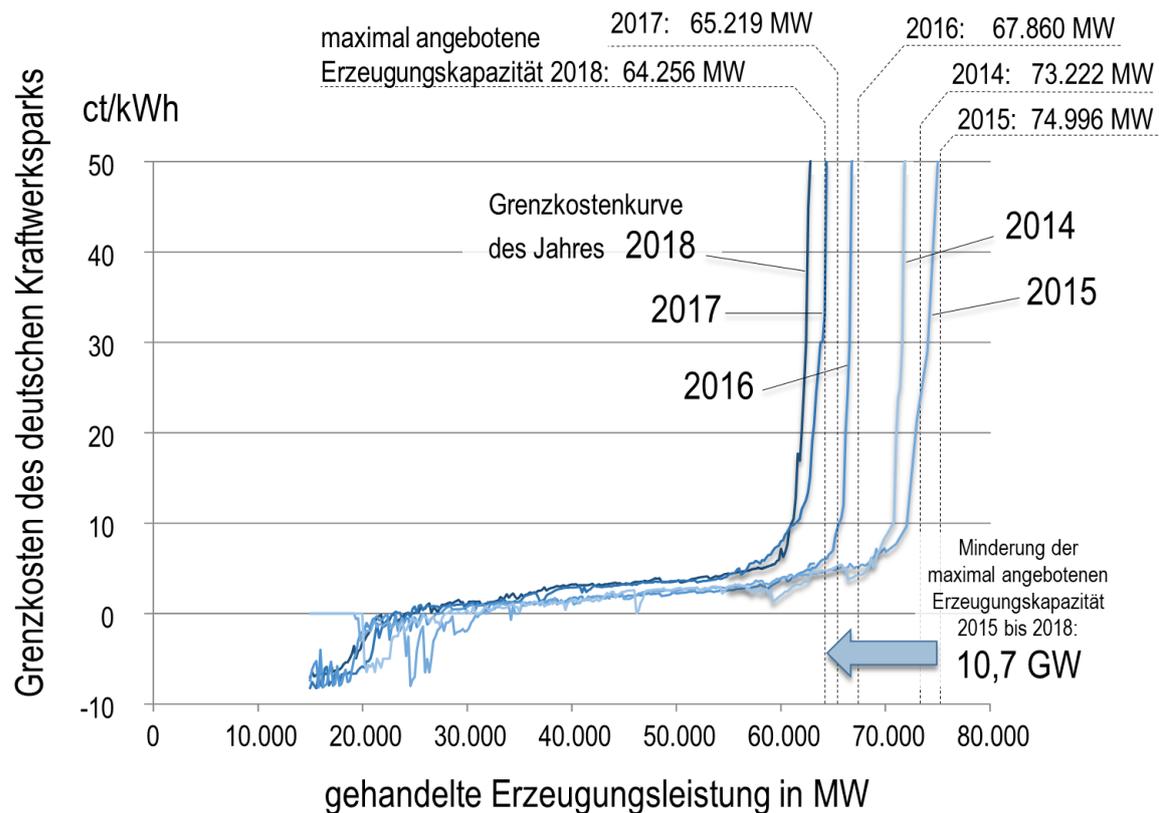


Abb. 17: Veränderung der Grenzkostenkurven und Minderung der maximalen Erzeugungskapazität des deutschen Kraftwerksparks in den Jahren 2014 bis 2018

Die erwähnte Veränderung der maximal angebotenen Erzeugungskapazität spiegelt sich folglich auch in den Grenzkostenkurven der einzelnen Jahre wider (Abbildung 17). Wie schon für die Jahre 2011 bis 2013 zeigt sich für Erzeugungsleistungen unter 60 GW ein moderater Anstieg des minimal angebotenen Börsenpreises. Für höhere Erzeugungsleistungen – immer dann, wenn die maximal verfügbare Kraftwerkskapazität nahezu erreicht ist – steigen die Grenzkosten steil an.

Auffällig ist, dass der Anstieg und damit die maximal verfügbare Kraftwerksleistung sich in den Jahren 2014 und 2015 gegenüber 2011 bis 2013

zunächst hin zu höheren Leistungen verschoben hatte. Dies ist wie erwähnt darauf zurückzuführen, dass in den Jahren 2012 bis 2015 mehrere große Kohlekraftwerke neu in Betrieb genommen wurden.

Für die Jahre 2016 bis 2018 verschoben sich die Grenzkostenkurven dagegen um mehrere Gigawatt hin zu geringeren Leistungen. Dies weist darauf hin, dass sich die maximal verfügbare Kraftwerksleistung von 2015 bis 2018 um ca. 10,7 GW verringert hatte. Zur Verdeutlichung ist die Entwicklung der verfügbaren und angebotenen Kraftwerkskapazitäten in **Abbildung 18** nochmals dargestellt.

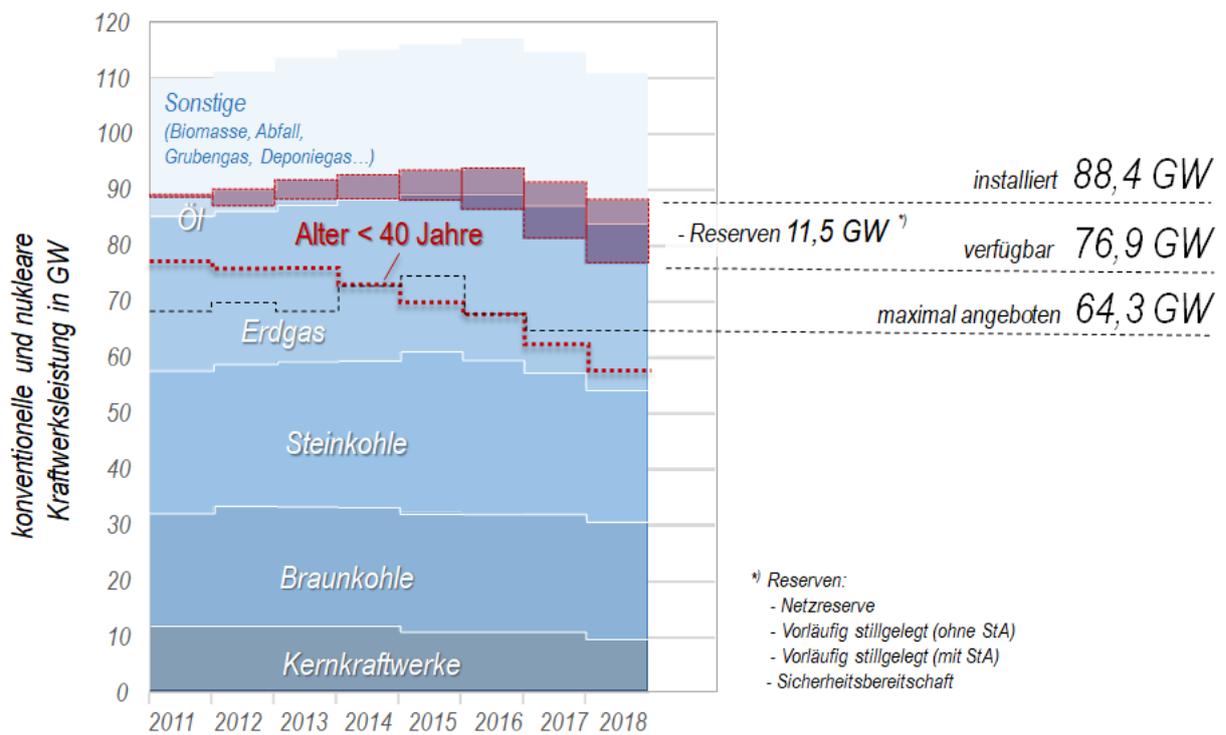


Abb. 18: Entwicklung der verfügbaren (Braun- und Steinkohle, Erdgas, Mineralöl, Kernenergie, Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur, Stand 7.3.2019 [16]) und der angebotenen Kraftwerkskapazität im Marktgebiet Deutschland, Österreich und Luxemburg

Definition des analysierten Kohleausstiegszenarios

Für die Analyse der Auswirkungen des Kohlekompromisses sowohl auf die resultierenden Preise als auch die zu erwartenden CO₂-Emissionsverläufe wurde ein Szenario in Anlehnung an die Annahmen des Netzentwicklungsplan Strom v2019, Szenario A2030 gewählt. Dieses Szenario ist hinsichtlich der technisch-ökonomischen Lebensdauern der konventionellen Kraftwerkskapazitäten das konservativste, was die aktuelle Betriebsweise der Anlagenbetreiber am besten widerspiegelt.

Wichtig ist zu betonen, dass in der hier verwendeten Version des NEP noch kein Kohlekompromiss berücksichtigt wurde. Es wurden deswegen alle Szenarioannahmen des Szenarios A2030 übernommen, wobei der Rückbau der Kohlekraftwerke nach den Meilensteinen des Kohlekompromisses ergänzt wurde. Die

dabei zugrunde gelegten Annahmen wurden bei der Erklärung von **Abbildung 9** erwähnt.

Abbildung 19 stellt die aus den Szenarioannahmen resultierende angenommene Entwicklung der maximal verfügbaren Kraftwerkskapazitäten dar. Auffallend sind die starken Sprünge in den Jahren der Meilensteine des Kohlekompromisses, an denen binär große Kapazitäten abgeschaltet werden.

Auf der Basis dieses Ausbauplans, den Verläufen der Wind- und PV-Produktion sowie der Nachfrage aus dem Basisjahr 2017 kann die Stromerzeugung projiziert werden. Als Voraussetzung wird hier gesetzt, dass für den Kraftwerkseinsatz weiterhin das Prinzip der Merit-Order gilt.

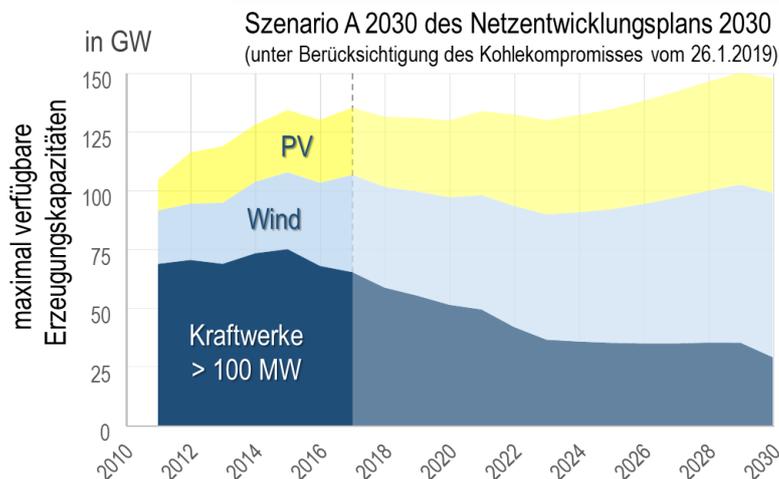


Abb. 19: Projektion der maximalen Erzeugungleistung auf Grundlage des NEP Strom 2019, Szenario A2030 und des Kohlekompromisses bis 2038 (Basis der Projektion 2017).

Die Projektion geht davon aus, dass zunächst die Stromerzeugung aus Wind und Photovoltaik privilegiert eingesetzt wird und danach die konventionellen „Must-Run“-Kapazitäten, also Kohle und Gas-Kraftwerke für die Kraft-Wärme-Kopplung, Kraftwerke in Stahlwerken sowie Biomasse, Müll und sonstige kleinere Kraftwerke < 10 MW eingesetzt werden. Danach werden Großkraftwerke > 10 MW entsprechend der Merit-Order mit einer Verfügbarkeit von 90% eingesetzt. Dies sind zunächst Kernkraftwerke, dann Braunkohlekraftwerke danach Steinkohle, Erdgas und Ölkraftwerke.

Mithilfe der Emissionsfaktoren nach Umweltbundesamt [24] sowie nach BMWi [13] können aufbauend auf der Projektion der Stromerzeugung die CO₂-Emissionen ermittelt werden. Nicht betrachtet werden dabei im Sinne eines echten Life-Cycle-Assessments (LCA) Aufwendungen für die Herstellung der Anlagen und

vorgelagerte Emissionen wie beispielsweise die Grubengasemissionen des Steinkohlebergbaus. Der Verlauf der Emissionen ist in **Abbildung 20** dargestellt.

Es wird deutlich, dass mit dem aktuell gültigen Ausbaukorridor für erneuerbare Energien und dem Ausstiegsszenario des Kohlekompromisses die 2014 definierten Klimaschutzziele der Bundesregierung nicht erreicht werden. Besonders negativ wirkt sich hier der Umstand aus, dass durch den Wegfall der (nahezu CO₂-freien) Kernkraftwerke mehr und mehr Kohlekraftwerke in die Grundlast verschoben werden. Durch die entsprechend längeren Laufzeiten erhöhen sich die absoluten CO₂-Emissionen dieser Kraftwerke erheblich.

Szenario A 2030 des Netzentwicklungsplans 2030
(unter Berücksichtigung des Kohlekompromisses vom 26.1.2019)

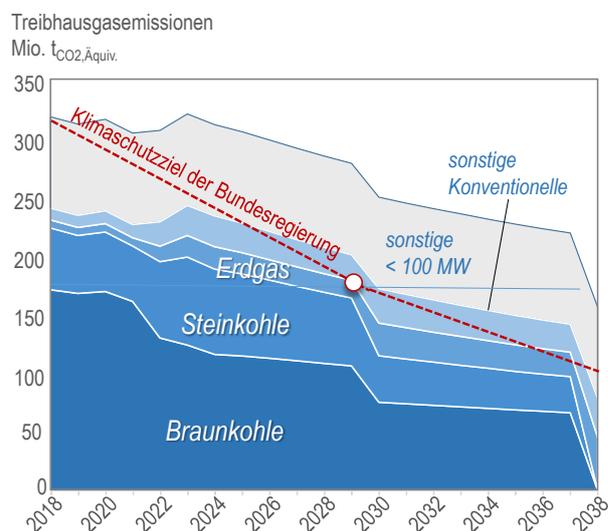
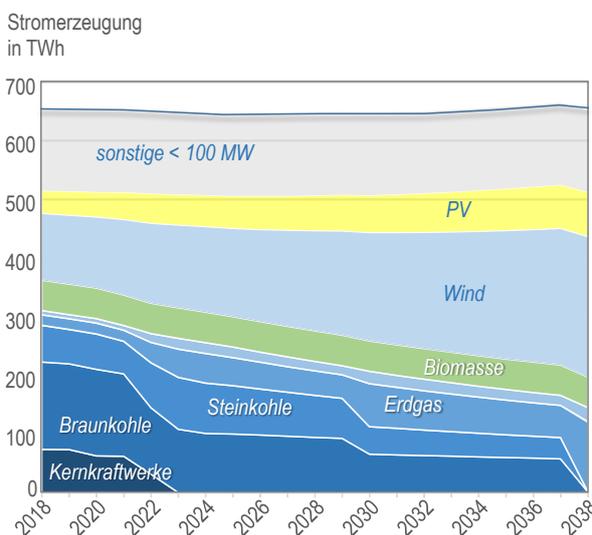


Abb. 20: Projektion der Stromerzeugung und der CO₂-Emissionen der Energiewirtschaft auf Grundlage des NEP Strom 2019, Szenario A2030 und des Kohlekompromisses bis 2038 (Basis der Projektion 2017. Zugrundeliegende Annahmen: Kraftwerkseinsatz nach dem Prinzip der Merit-Order, Anlagenverfügbarkeit 90%, gleichbleibender Bestand der Biomasseanlagen und der Anlagen < 100 MW, Änderung des Strombedarfs lt. Netzentwicklungsplan)

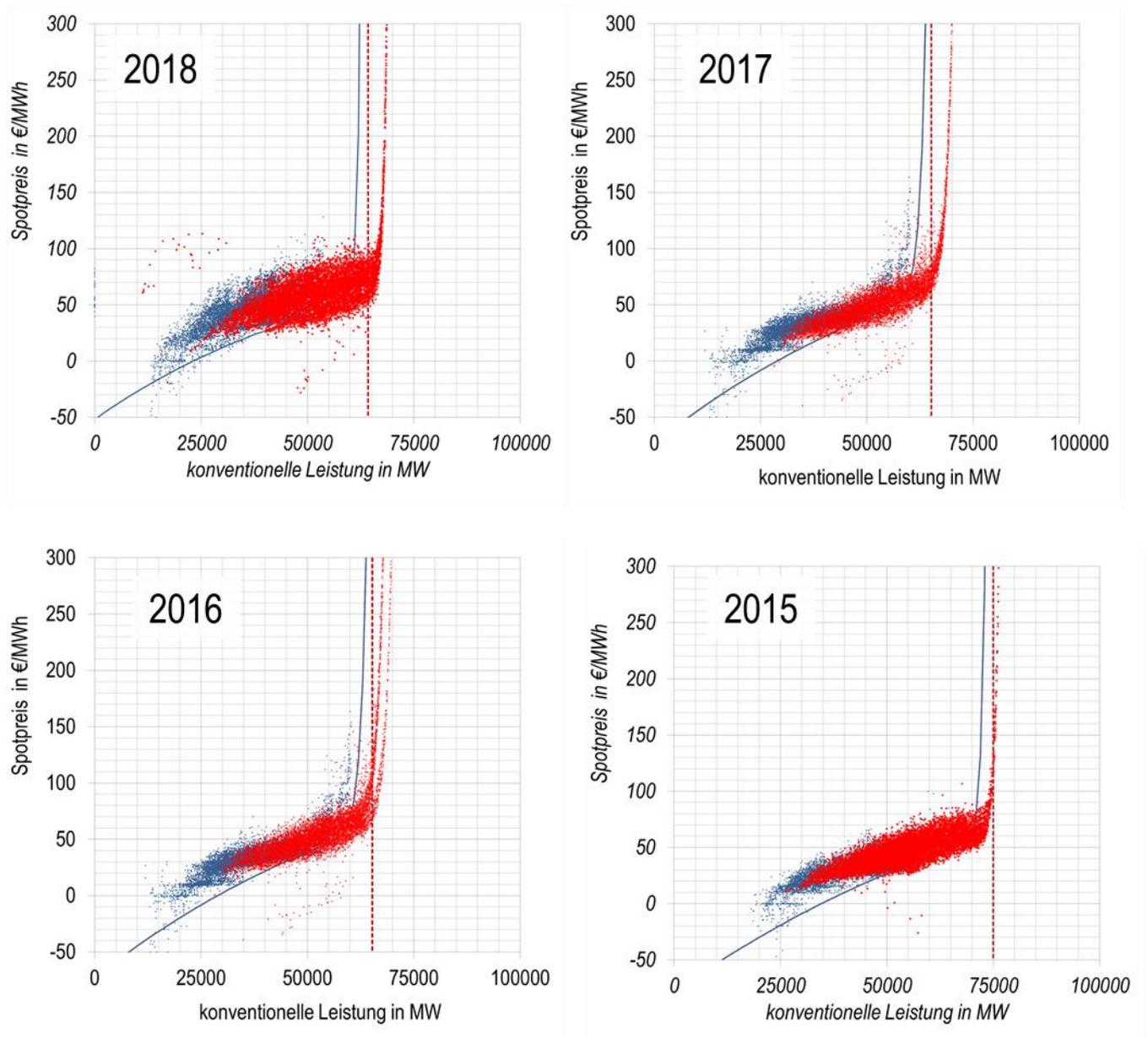


Abb. 21:
Rekonstruierte Steigerung der Handelspreise beim Fehlen von Wind und PV für die Jahre 2015 bis 2018

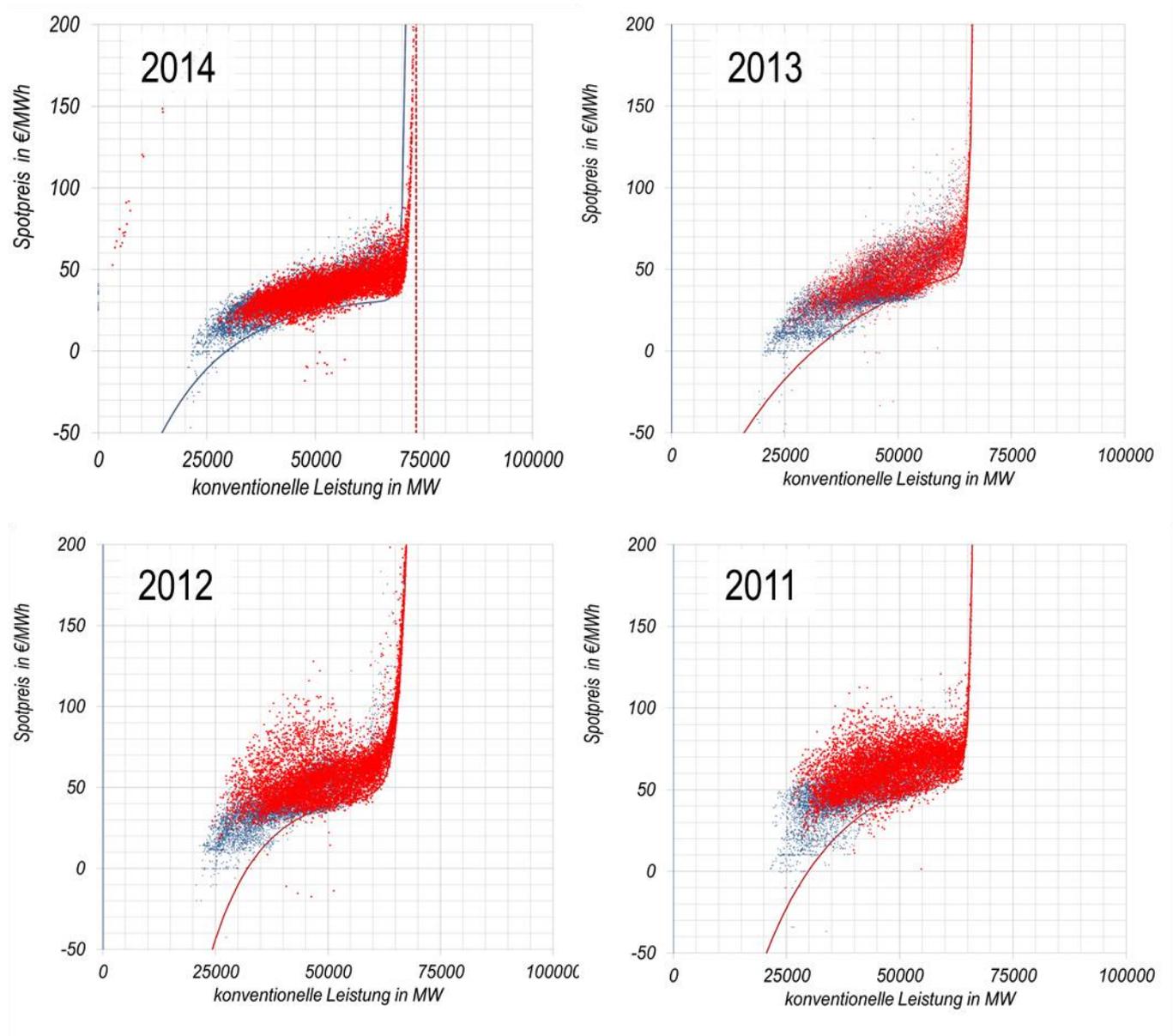


Abb. 22: Rekonstruierte Steigerung der Handelspreise beim Fehlen von Wind und PV für die Jahre 2010 bis 2014

Literatur

- [1] Dillig M, Jung M, Karl J. The impact of renewables on electricity prices in Germany—An estimation based on historic spot prices in the years 2011–2013. *Renew Sustain Energy Rev* 2016;57:7–15.
- [2] Sensfuß F, Ragwitz M, Genoese M. The merit-order effect: A detailed analysis of the price effect of renewable electricity generation on spot market prices in Germany. *Energy Policy* 2008;36:3086–94. doi:
<http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2008.03.035>.
- [3] Behmad F, Percebois J. Photovoltaic and wind power feed-in impact on electricity prices: The case of Germany. *Energy Policy* 2018;119:317–26. doi:10.1016/j.enpol.2018.04.042.
- [4] Ederer N. The market value and impact of offshore wind on the electricity spot market: Evidence from Germany. *Appl Energy* 2015;154:805–14. doi:10.1016/j.apenergy.2015.05.033.
- [5] Figueiredo NC, Silva PP da. The “Merit-order effect” of wind and solar power: Volatility and determinants. *Renew Sustain Energy Rev* 2019;102:54–62. doi:10.1016/j.rser.2018.11.042.
- [6] Clò S, Cataldi A, Zoppoli P. The merit-order effect in the Italian power market: The impact of solar and wind generation on national wholesale electricity prices. *Energy Policy* 2015;77:79–88. doi:10.1016/j.enpol.2014.11.038.
- [7] Cludius J, Hermann H, Matthes FC, Graichen V. The merit order effect of wind and photovoltaic electricity generation in Germany 2008–2016: Estimation and distributional implications. *Energy Econ* 2014;44:302–13. doi:<http://dx.doi.org/10.1016/j.eneco.2014.04.020>.
- [8] Dillig M, Karl J. „Deutschland ohne Erneuerbare Energien?“ - Stromkosten und Versorgungssicherheit ohne die Einspeisung Erneuerbarer Energien in den Jahren 2011–2013. Heft 1. Nürnberg: Energiewirtschaftliche Schriften des Lehrstuhls für Energieverfahrenstechnik der Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg; 2015.
- [9] Dillig, Marius, Karl J. Deutschland ohne erneuerbare Energien? *BWK* 2015;67:32–6.
- [10] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW). BDEW-Strompreisanalyse Januar 2019. Berlin: 2019.
- [11] Charlotte Loreck. Wieviel kostet erneuerbarer Strom? Analyse der EEG-Umlage von 2010 bis 2018. 2017.
- [12] Bundesnetzagentur (BNetzA). Monitoringbericht 2018. Bonn: 2019.
- [13] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Energiedaten: Gesamtausgabe. Berlin: 2018.
- [14] Fraunhofer ISI, Fraunhofer IEE, IKEM. Monitoring der Direktvermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien - Quartalsbericht (12/2018). Karlsruhe/Kassel/Berlin: 2018.
- [15] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). EEG in Zahlen: Vergütungen, Differenzkosten und EEG-Umlage 2000 bis 2019 2019. <https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/eeg-in-zahlen-pdf> (accessed September 29, 2019).
- [16] Fraunhofer ISE. Energy Charts n.d. https://www.energy-charts.de/power_de.htm (accessed June 10, 2019).
- [17] Karl J. Dezentrale Energiesysteme: Neue Technologien im liberalisierten Energiemarkt. Oldenbourg Verlag; 2012.
- [18] Bundesnetzagentur (BNetzA). Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur - Stand 7.3.2019. 2019.
- [19] 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW. Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2016–2020 - Stand 31.10.2017. 2017.
- [20] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ Abschlussbericht vom 26.1.2019. Berlin: 2019.
- [21] 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW. Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2019 - Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. 2019.

- [22] Bundesnetzagentur (BNetzA). Genehmigung des Szenariorahmens 2019-2030. Bonn: 2018.
- [23] Spliethoff H. Power generation from solid fuels. Springer Science & Business Media; 2010.
- [24] Icha P, Kuhs G. Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 - 2016. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt; 2017.
- [25] European Energy Exchange (EEX). EEX Transparency 2019.
- [26] VVA, Copenhagen Economics, Neon, Deloitte. A review of the ENTSO-E Transparency Platform 2017.
- [27] Hirth L, Mühlenpfordt J, Bulkeley M. The ENTSO-E Transparency Platform – A review of Europe ' s most ambitious electricity data platform. Appl Energy 2018;225:1054–67. doi:10.1016/j.apenergy.2018.04.048.
- [28] Bundesnetzagentur (BNetzA). Feststellung des Bedarfs an Netzreserve für den Winter 2018/2019 sowie das Jahr 2020/2021. Bonn: 2018.

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

Heft 4 - Oktober 2019



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

www.evt.cbi.fau.de