



Zukünftige Auswirkungen der Sechs-Stunden-Regelung gemäß § 24 EEG 2014

Kurzstudie im Auftrag des Bundesverbands WindEnergie e.V.

Berlin, 26. November 2014

Inhalt

1.	ZUSAMMENFASSUNG	1
2.	HINTERGRUND: NEGATIVE STROMPREISE	3
2.1.	Entstehung negativer Strompreise	3
2.2.	Ursachen negativer Strompreise.....	4
2.3.	Historische Häufigkeiten negativer Preise in den Jahren 2008 bis 2014	5
2.4.	Wirkung auf die Vermarktung erneuerbarer Energien.....	7
3.	DER § 24 EEG 2014 – RAHMEN UND ZIEL DER NEUREGELUNG	8
4.	DARSTELLUNG UND ANALYSE DES STROMPREISSZENARIOS	10
4.1.	Annahmen des Szenarios.....	10
4.2.	Analyse der Häufigkeit negativer Preise bis 2040.....	12
4.3.	Auswirkungen auf die Windstromproduktion	18
4.4.	Finanzielle Konsequenzen für Anlagenbetreiber	21
4.5.	Marktwirkung	23
5.	FAZIT.....	25
6.	QUELLENVERZEICHNIS.....	27
7.	ANHANG	28
7.1.	§ 24 EEG 2014: Verringerung der Förderung bei negativen Preisen	28
7.2.	Anteil der von § 24 EEG 2014 betroffenen Anlagen am Anlagenbestand	29
7.3.	Knapp negative Strompreise am Sonntag, 16. Juni 2013	29
	KURZPORTRAIT ENERGY BRAINPOOL.....	30

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2.1: Auswertung von Stunden mit negativen Preisen in der EEX-/EPEX-Day-Ahead-Auktion	6
Abbildung 4-1: Entwicklung des konventionellen Kraftwerkparks und der Stromnachfrage in Deutschland	11
Abbildung 4.2: Zeitliche Verteilung des Auftretens negativer Preise im Tagesverlauf	13
Abbildung 4.3: Anzahl der Stunden, in denen negative Preise auftreten 2015-2040	13
Abbildung 4.4: Anzahl und Verteilung der negativen Preisintervalle der Länge 6 und mehr Stunden	14
Abbildung 4.5: Anzahl der Stunden in negativen Preisintervallen ab 6 Stunden Länge	15
Abbildung 4.6: Sensitivitäten im Bereich 5-7 Stunden Länge eines neg. Preisintervalls	16
Abbildung 4.7: Durchschnittliche Windleistung in negativen Preisintervallen der Länge 5, 6, und 7 ab 2024	17
Abbildung 4.8: Durchschnittliche Residuallast in negativen Preisintervallen der Länge 5, 6, und 7 ab 2024	18
Abbildung 4.9: Windstrommengen in Stunden mit negativen Spotmarktpreisen	19
Abbildung 4.10: Windproduktion der betroffenen Anlagen in GWh insgesamt sowie die Produktionsmenge in nicht vergüteten Intervallen	20
Abbildung 4.11: Jährliche Volllaststunden des deutschen Windparks sowie die anteiligen Mindererlöse	20
Abbildung 4.12: Mindererlöse als Anteil an den potentiell möglichen Gesamterlösen	22
Abbildung 4.13: Summe der Mindererlöse der Einzelanlage mit Inbetriebnahme zum 01.01. des jeweiligen Jahres	22

Tabellenverzeichnis

Tabelle 3.1: Vergütungsanpassung bei negativen Preisen	9
--	---

1. Zusammenfassung

Ziel der vorliegenden Studie ist die Modellierung eines Strompreisszenarios bis zum Jahr 2040 und die Analyse der Häufigkeit, mit der Preiskonstellationen gemäß der in § 24 EEG 2014 eingeführten sogenannten „Sechs-Stunden-Regelung“ auftreten können. Zudem sollen die potentiellen Mindererlöse im Vergleich zur bisherigen Regelung für Windenergieanlagen ermittelt werden.

Der § 24 EEG sieht ab dem 01.01.2016 eine Reduzierung der Förderung von Strom aus Erneuerbaren-Energien-Anlagen auf null vor, wenn dieser in einem Zeitraum produziert wird, in dem die Spotmarktpreise sechs oder mehr Stunden in Folge negative Werte aufweisen. Durch die Reduzierung der Förderung auf eine „Nullprämie“ wird den Anlagenbetreibern ein Anreiz gegeben, ihre Produktion in den von § 24 EEG betroffenen Zeitintervallen auszusetzen.

Fraglich ist, ob die durch den § 24 EEG beabsichtigte Wirkung der Reduzierung des Stromüberschusses in naher Zukunft eintreten wird, da in den kommenden Jahren bei vergleichsweise selten auftretenden negativen Preisen die Länge der Intervalle nur unsicher zu prognostizieren ist. Auf lange Sicht wird jedoch eine verstärkte Abschaltung von Windenergie- und anderen Erneuerbare-Energien-Anlagen in den betroffenen Stunden die betriebswirtschaftliche Konsequenz sein. Dies könnte die Strompreise in den positiven Bereich zurückschieben. Allerdings gehen dem Markt hierdurch Energiemengen verloren, welche weitestgehend CO₂-frei und zu geringen Kosten produziert werden können. Zur Vermeidung des Erlösverlustes ist darüber hinaus eine Manipulation des Marktes durch strategisches Abschalten der Anlagen denkbar.

Auch wird der Ausbau der Anlagen, die von § 24 EEG betroffen sind, unter Umständen aufgrund schwierigerer Finanzierungsmöglichkeiten ausgebremst. Dies kann bereits aktuelle Projekte mit einer Realisierung in 2016 betreffen, da diese auch im Jahr 2036 noch in Betrieb sein werden.

Die Auswertung der Strompreismodellierung mit Hilfe des in Kapitel 4 beschriebenen Fundamentalmodells Power2Sim im Zeitraum bis 2040 zeigt eine deutliche Zunahme von Stunden, in denen negative Preise auftreten, sowie eine starke Tendenz hin zu längeren negativen Preisintervallen unter Fortschreibung der heutigen Marktbedingungen. Das Auftreten negativer Preise korreliert dabei stark mit der Höhe der Stromproduktion aus Windenergieanlagen, weshalb die Sechs-Stunden-Regelung für diese deutliche Auswirkungen zeigt. 2040 treten in fast 18 Prozent der Stunden des Jahres negative Preise auf, von denen fast 90 Prozent in Zeitintervallen mit mehr als sechs Stunden Länge liegen. Deshalb kommt es für Wind-

energieanlagen zu einem Förderungsverlust für bis zu 40 Prozent der produzierten Jahresmenge.

Mit einem zunehmenden Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien ist eine Flexibilisierung des Marktes notwendig. Dies wird in Zukunft auch durch Flexibilitätsoptionen wie Speicher, Lastmanagement, Power-to-heat und E-Mobility erfolgen und extremen Preisen - positiven wie negativen - entgegenwirken. Kurzfristig kann dies bereits durch eine flexiblere Fahrweise regelbarer Kraftwerke und durch eine Reduzierung des Must-run-Sockels begonnen werden. Bei den aktuell diskutierten Anpassungen am Marktdesign sollten ausreichende Anreize gesetzt werden, die vorhandenen Flexibilitätsoptionen auszunutzen und neue zu entwickeln. Zudem wird durch die Auswirkung der Abschaltung auf den Strompreis in Form geringer Strompreisvolatilität der wirtschaftliche Anreiz für die übrigen Marktakteure, in Flexibilität zu investieren, deutlich reduziert.

2. Hintergrund: Negative Strompreise

2.1. Entstehung negativer Strompreise

Am Spotmarkt der EPEX Spot SE werden täglich im Day-Ahead-Auktionsverfahren bis 12 Uhr Strommengen für jede Stunde des Folgetages gehandelt. Kraftwerksbetreiber geben entsprechend der kurzfristigen Grenzkosten der Kraftwerke Gebote in das Orderbuch ein und konstatieren so ihre Bereitschaft, eine bestimmte Menge Strom ab einem von ihnen selbst festgelegten Preis zu verkaufen. Angeboten werden generell alle Kraftwerkstypen: Kernkraft, Braun- und Steinkohle, Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerke, reine Gasturbinen und auch erneuerbare Energien. Ebenso legen Energiehändler mit der Abgabe von Geboten ihre Verkaufsbereitschaft offen. Die geordnete Menge aller Verkaufsgebote bildet die Angebotskurve. Auch die Käufer geben im Orderbuch an, wie viel Strom sie in Abhängigkeit des Preises bereit sind einzukaufen. Ordnet man diese Gebote wiederum in absteigender Reihenfolge, erhält man die Nachfragekurve. Der Markträumungspreis (market-clearing-price), welcher anschließend für alle bezuschlagten Gebote Anwendung findet, bildet sich im Schnittpunkt aus Angebots- und Nachfragekurve.

Erst ab dem 1. September 2008 ist dabei die Abgabe negativer Gebote zulässig. Bis dahin war der niedrigste Preis, der sich an der Börse einstellen konnte, 0 €/MWh. Dieses Preislimit führte jedoch in Situationen, in denen die Anzahl der unlimitierten Verkaufsgebote die Nachfrage überstieg (Angebotsüberhang) nicht zu einer optimalen Allokation der Ressourcen. Welche Angebote ausgeführt wurden, entschied nicht der Markt, sondern die Börse durch die Zuteilung im Pro-Rata-Verfahren. Die unlimitierten Verkaufsgebote wurden dann nur anteilig bezuschlagt, was für die Marktakteure mit einer hohen Planungsunsicherheit in diesen Stunden verbunden war. Auch wurden durch den Mindestpreis in Extremsituationen nicht ausreichend Signale in den Markt gegeben, die Stromproduktion bzw. den Stromverbrauch stärker aneinander anzupassen, d. h. nicht benötigte Produktionskapazitäten vom Markt zu nehmen oder die Nachfrage in Überschusssituationen zu erhöhen. Die Preisuntergrenze lag vom 01.09.2008 an bei -3000,0 €/MWh und wurde im Zuge der Vereinheitlichung des europäischen Marktes am 04.02.2014 auf -500,0 €/MWh angehoben.

Die Abgabe sehr niedriger oder negativer Preisgebote durch die Verkäufer, also die Bereitschaft, für die Abnahme des produzierten Gutes u. U. zusätzliche Kosten zu tragen, lässt sich auf vielerlei Faktoren zurückführen. Diese sind zum Beispiel:

1. Kosten, die einem Kraftwerksbetreiber für das Herunter- und anschließende Wiederauffahren seines Kraftwerks entstehen, können als Begründung herangezogen wer-

den. Sind diese entsprechend hoch, ist der Betreiber gewillt, seinen Strom auch unterhalb seiner Produktionskosten in den Markt zu stellen.

2. Auch die erneuerbaren Energien spielen eine Rolle: die durch die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) vermarkteten Mengen fluktuierender erneuerbarer Energien (Wind und Solar) werden prinzipiell preisunlimitiert nach § 1 AusglMechAV in den Markt gestellt, um so den Einspeisevorrang der erneuerbaren Energien laut § 8 Abs. 1 EEG (2012) marktlich abzubilden.

Negative Preise entstehen häufig dann, wenn ein überdurchschnittlich hohes Stromangebot aus fluktuierenden erneuerbaren Energien auf eine niedrige Nachfrage bspw. an Feiertagen oder Wochenenden trifft. Da jedoch zum jetzigen Zeitpunkt eine Deckung der Nachfrage komplett aus erneuerbaren Ressourcen noch nicht vorgekommen ist, können negative Preise aktuell als Indikator für die mangelnde Flexibilität im Energiesystem gewertet werden.

2.2. Ursachen negativer Strompreise

Die Flexibilitätsknappheit hat diverse Ursachen¹: Würden die Akteure marktrational und konsequent am Spotmarkt handeln, sollten in Situationen mit niedriger Nachfrage und einer hohen Produktion aus fluktuierenden erneuerbaren Energien die nicht benötigten Kraftwerke entsprechend ihrer Grenzkosten die Produktion einstellen. Es ist dann für den Kraftwerksbetreiber sinnvoll, nicht selbst Strom zu produzieren, sondern bestehende Lieferverpflichtungen durch den Einkauf der Mengen günstig am Spotmarkt zu decken. Dies scheint offenbar jedoch nicht immer der Fall zu sein.

Als Erklärungsansatz können einerseits technische Beschränkungen des dynamischen Kraftwerksbetriebs angeführt werden, die eine Steuerung des Kraftwerks über ein bestimmtes Maß hinaus innerhalb eines Zeitraums negativer Preise ausschließen. Dies spiegelt sich auch in den oben erwähnten hohen Kosten für das An- oder Abfahren eines Kraftwerks (Kraftwerksblocks) wider, welche einen Weiterbetrieb betriebswirtschaftlich rechtfertigen können. Andererseits unterliegen Kraftwerke, die Systemdienstleistungen wie Regelenergie und Blindleistung bereitstellen, der Verpflichtung, ein bestimmtes Produktionsniveau einzuhalten und sind damit von marktlichen Entwicklungen entkoppelt. Thermische Kraftwerke, die für die Wärmebereitstellung eingesetzt werden, sind ebenfalls an exogene Vorgaben gebunden, die ihre Flexibilität verringern.

¹ Zu einer detaillierten Auswertung der möglichen Ursachen für negative Strompreise sei auch auf die Energy Brainpool Studie „Negative Strompreise“, 2014 im Auftrag der Agora Energiewende verwiesen.

Zudem existieren verschiedene operative Flexibilitätshemmnisse. So findet teilweise keine Nutzung des Kurzfristhandels, speziell des Intraday-Handels, zur Kraftwerkseinsatzoptimierung durch die Energieproduzenten statt, da die (finanziellen) Anreize nicht ausreichend hoch sind. Den Kraftwerksbetreibern, die ihren Strom bereits am Terminmarkt veräußert haben, entstehen keine echten Kosten bei Weiterbetrieb des Kraftwerks in negativen Preisstunden, es entgehen ihnen lediglich Zusatzgewinne. Auch schränkte das bisherige Auktionsverfahren am Day-Ahead-Markt der EPEX Spot die Abgabe von interdependenten Geboten ein, die die technischen Kraftwerksbeschränkungen adäquat widerspiegeln können.² Weitere Erklärungsansätze umfassen verschiedene regulatorische Hemmnisse wie die langen Vorlaufzeiten der Regelenergievermarktung und die bisher zu geringe Nutzung von Windkraftanlagen zur Blindleistungsbereitstellung.

Damit kann festgehalten werden, dass die Entstehung negativer Preise weder allein auf die Erzeugung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien noch auf die technischen Beschränkungen der übrigen Marktakteure zurückgeführt werden kann. Vielmehr handelt es sich um ein Bündel an Faktoren, die negative Preise begünstigen.

2.3. Historische Häufigkeiten negativer Preise in den Jahren 2008 bis 2014

Seit der Einführung negativer Preise am Spotmarkt sind diese zunächst in 2008 und 2009 relativ häufig aufgetreten. 2010 und 2011 dagegen wurden durch zunehmende Optimierung der Kraftwerksfahrweise und des Gebotsverhaltens am Spotmarkt sowie die Erholung der deutschen Wirtschaft nach der Finanzkrise und damit einhergehender ansteigender Stromnachfrage weniger häufig negative Preise verzeichnet. Seit 2012 sind jedoch wieder öfter Stunden mit Markträumungspreisen unterhalb der Null zu beobachten. Die Entwicklung der Häufigkeit negativer Preise kann in folgender Grafik nachvollzogen werden:

² Hier hat sich zu Beginn des Jahres 2014 bereits eine Verbesserung durch die Einführung der Möglichkeit, abhängige Blockgebote abzugeben, eingestellt.

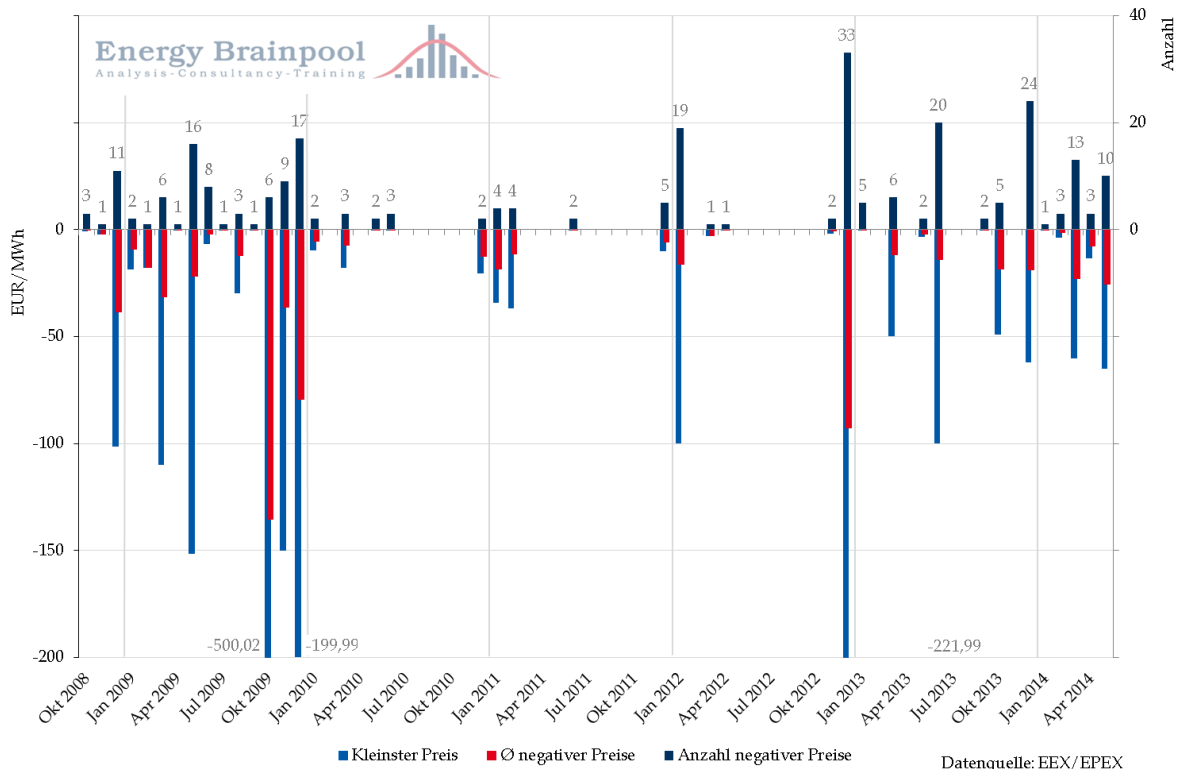


Abbildung 2.1: Auswertung von Stunden mit negativen Preisen in der EEX-/EPEX-Day-Ahead-Auktion

Im Jahresdurchschnitt bewegen sich die negativen Preise je nach betrachtetem Jahr zwischen -5 und -60 €/MWh. Im Durchschnitt über die Jahre 2008 bis 2014 ergibt sich ein mittlerer negativer Preis von -33 €/MWh. Ebenfalls in Abbildung 2.1. zu erkennen ist jedoch, dass auch Preisausreißer im Bereich von -150 bis -500 €/MWh vorzufinden sind. Diese haben in der ungewichteten Durchschnittsbildung einen starken Einfluss. Bei Nichtberücksichtigung dieser Preisausreißer ergibt sich ein wesentlich geringerer Durchschnitt über alle Jahre von -20 €/MWh.

Für die nähere Zukunft wird ein Auftreten extrem negativer Preise als unwahrscheinlich angesehen, da sich durch verschiedene regulatorische Anpassungen ein „Preispufer“ entwickelt hat. So wird in Ausnahmefällen nach § 8 AusglMechAV für ÜNB-vermarktete EEG-Strommengen eine Preislimitierung im Bereich -350 bis -150 €/MWh vorgenommen. Die Strommengen aus erneuerbaren Energien im Marktprämienmodell sorgen zudem für einen Puffer vorwiegend in einer Höhe von ca. -150 bis -50 €/MWh. Auch Lerneffekte auf der konventionellen Kraftwerksbetreiberseite sowie die Einführung des North-West-Europe-(NWE-) Price-Couplings durch eine verstärkte Nutzung der Grenzkuppelkapazitäten wirken Extrempreisen zunächst entgegen.

2.4. Wirkung auf die Vermarktung erneuerbarer Energien

Negative Preise dienen zwar der verbesserten Markteffizienz, belasten aber durch die Gestaltung des Fördermechanismus des EEG das EEG-Umlagekonto. Da die ÜNB gezwungen sind, den Strom am Spotmarkt zu veräußern, entstehen ihnen bei negativen Preisen unter Umständen erhebliche Kosten, welche teilweise auf die nichtprivilegierten Letztverbraucher umgelegt werden.

Darüber hinaus wird Direktvermarktern erneuerbarer Energien im Marktprämienmodell bei stark negativen Preisen, d. h. solchen, die im Betrag die Höhe der erwarteten Marktprämie übersteigen, ein Anreiz gegeben, ihre fernsteuerbaren erneuerbaren Anlagen abzuregeln. Da Wind- und Solarstromanlagen dargebotsabhängig produzieren, gehen die Strommengen mit Produktionsgrenzkosten von 0 €/MWh dem Markt verloren. Erzeugen gleichzeitig noch emissionsbehaftete Kraftwerke mit Produktionsgrenzkosten Strom deutlich über 0 €/MWh, widerspricht dies den Zielen der Energiewende und sollte deshalb möglichst vermieden werden.

3. Der § 24 EEG 2014 – Rahmen und Ziel der Neuregelung

In Einklang mit den europäischen Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien³ sieht das am 01.08.2014 in Kraft getretene EEG 2014 ab 01.01.2016 eine Änderung bezüglich des Förderanspruchs für Erneuerbare-Energien-Anlagen für Situationen vor, in denen eine Konzentration negativer Strompreise am Spotmarkt auftritt. Sind die Preise für Stundenkontrakte am Spotmarkt der EPEX Spot SE in Paris sechs oder mehr Stunden in Folge negativ, so vermindert sich laut § 24 EEG der anzulegende Wert für den gesamten produzierten Strom aus EEG-geförderten erneuerbaren Energieanlagen im gesamten Zeitraum des zusammenhängenden Auftretens negativer Preise auf 0 ct/kWh.⁴

Der anzulegende Wert einer Anlage, welcher je Energieträger in den §§ 40 bis 51 bzw. 55 des EEG aufgeführt ist, wird dabei genutzt, um die Marktprämie für die produzierten Mengen einer jeden Viertelstunde zu ermitteln. Die Marktprämie ergibt sich aus dem anzulegenden Wert abzüglich des Marktwerts des erneuerbaren-Energien-Stroms, welcher auf Basis monatlicher Durchschnitte berechnet wird und damit in der Regel positiv ist. Weil nach Anlage 1 zu § 34 EEG die Marktprämie nicht negativ werden kann, verringert sie sich bei Reduzierung des anzulegenden Wertes auf null in diesen Stunden ebenfalls auf null. Damit erfolgt für die Anlagenbetreiber für den in diesen Stunden produzierten Strom keine Vergütung durch das EEG, d. h. keine Auszahlung der Marktprämie. Vielmehr entstehen ihnen in diesem Fall zusätzliche Kosten in Höhe der negativen Preise, wenn sie ihren Strom an der EPEX Spot veräußern. Dies kann im Folgenden nachvollzogen werden:

$$\text{Marktprämie (MP)} = \text{Anzulegender Wert (AW)} - \text{Marktwert (MW)}$$

Wenn § 24 EEG → **AW=0:**

$$\text{MP} = \text{AW} - \text{MW} = 0 - \text{MW} = -\text{MW}.$$

→ Wenn $\text{MW} > 0$, dann $\text{MP} < 0$,

aber nach Anlage 1 zu § 34 EEG Absatz 1.2:

Wenn $\text{MP} < 0$, dann anzusetzende $\text{MP} = 0$.

Der Wahrung des Bestandsschutzes entsprechend gilt die Neuregelung für alle ab dem 01.01.2016 in Betrieb gehenden Anlagen mit einer Mindestgröße von 3 MW (Windenergieanlagen) bzw. 500 kW (sonstige Anlagen) installierte Leistung. Ausgenommen hiervon sind Demonstrationsprojekte. Für Altanlagen wird keine Vergütungskürzung bei negativen Prei-

³ Vgl. [Amtsblatt der Europäischen Union 2014].

⁴ Der Gesetzestext ist in Anhang 7.1 nachzulesen.

sen vorgenommen. Diese erhalten weiterhin für jede produzierte MWh Strom ihren spezifischen Vergütungssatz, der ihnen über den Investitionszeitraum zugesagt wurde. Dies kann der Tabelle 3.1 noch einmal zusammenfassend entnommen werden:

	Altanlagen	Neuanlagen	
Anlagenart	Bestands- schutz	Wind	Sonstige
Ab einer inst. Leistung von		3 MW	500 kW
Inbetriebnahme ab		01.01.2016	
Konsequenz des § 24 EEG		Anzulegender Wert verringert sich auf 0 ct/kWh → „Nullprämie“	

Tabelle 3.1: Vergütungsanpassung bei negativen Preisen

Als Begründung für die Einführung dieser Regelung wird die „Schaffung eines Anreiz zur Integration von Strom aus erneuerbaren Energiequellen in den Markt“ angegeben. Die EU schreibt in ihrem Amtsblatt weiter, dass „Maßnahmen getroffen [werden], um sicherzustellen, dass die Stromerzeuger keinen Anreiz haben, Strom zu negativen Preisen zu erzeugen.“⁵

Da die Anlagenbetreiber im Falle des Auftretens negativer Preise nach § 24 EEG für den produzierten und an der Börse verkauften Strom Kosten in Höhe der negativen Preise zu tragen haben, erfolgt aus betriebswirtschaftlicher Rationalität eine Abschaltung der Anlage. Da Wind und Solar nicht preisorientiert produzieren, sondern nur preisorientiert abschalten können, ist jedoch die Schaffung eines Anreizes zur Abregelung von Anlagen, die nahezu ohne Grenzkosten Strom produzieren können, volkswirtschaftlich fragwürdig. Vielmehr sollten Anreize geschaffen werden, die übrigen Akteure, vor allem auf konventioneller Seite, zu einer erhöhten Flexibilisierung anzuregen.

⁵ Vgl. [Amtsblatt der Europäischen Union2014].

4. Darstellung und Analyse des Strompreisszenarios

4.1. Annahmen des Szenarios

Für die vorliegende Untersuchung wurden die Preisentwicklungen am Energy-Only-Markt mit dem Energiemarktmodell Power2Sim modelliert. Die zugrunde liegenden Annahmen für den konventionellen Kraftwerkspark sowie die Entwicklung der Commoditypreise wurden den folgenden Studien entnommen:

- EU energy trends to 2050 – Update 2013⁶
- EU Energy Roadmap 2050⁷
- World Energy Outlook 2013⁸

Als Basis für das in dieser Studie verwendete Erneuerbaren-Ausbauszenario dient das Energiekonzept 2010. Dieses wurde anhand der im EEG 2014 formulierten Ziele durch Energy Brainpool angepasst. Annahmen für die Zubaumengen wurden im Sinne einer konservativen Schätzung wie folgt getroffen:

- Zubau von Photovoltaik:
 - o 1,5 GW pro Jahr bis zur Erreichung des 52-GW-Ziels in 2024,
 - o danach 1 GW pro Jahr
- Zubau von Wind onshore: 2,0 GW pro Jahr
- Zubau von Wind offshore:
 - o 0,8 GW pro Jahr bis 2020,
 - o danach 0,85 GW pro Jahr bis 2030,
 - o anschließend 0,8 GW pro Jahr
- Biomasse/Biogase: 90 MW pro Jahr

⁶ Vgl. [Europäische Kommission2014].

⁷ Vgl. [Europäische Kommission2011].

⁸ Vgl. [International Energy Agency2013].

Datengrundlage für die Entwicklung des konventionellen Kraftwerkparks und den Stromverbrauch bildet die Studie „EU Energy, transport and GHG emissions trends to 2050 – Reference Scenario 2013“ [Europäische Kommission 2014], die von der Generaldirektion für Transport und Energie der Europäischen Kommission in Auftrag gegeben wurde. Abbildung 4-1 visualisiert diese Annahmen beispielhaft für Deutschland. Es ergeben sich eine relativ konstante Stromnachfrage, das Abschalten der Kernkraftwerke bis 2020, eine Reduzierung der Kohlekraftwerke sowie ein Anstieg der Kapazität von Gaskraftwerken vor allem nach 2025.

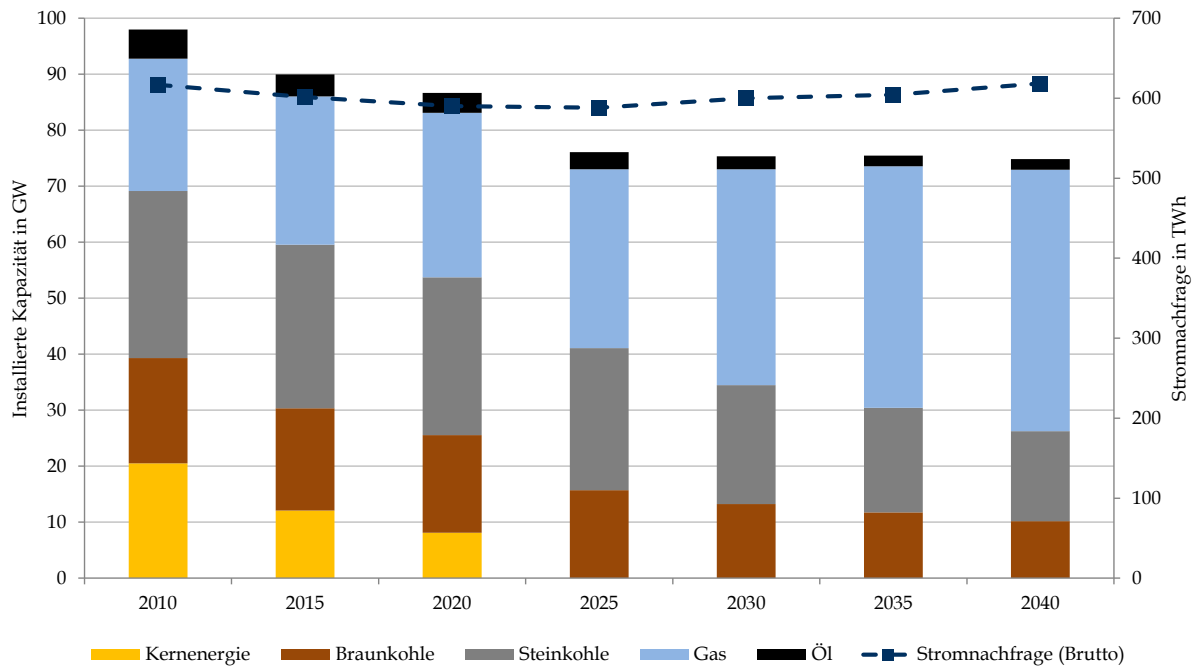


Abbildung 4-1: Entwicklung des konventionellen Kraftwerkparks und der Stromnachfrage in Deutschland

Das Energiemarktmodell Power2Sim berechnet mit Hilfe der getroffenen Annahmen stündliche Strompreise für ganz Europa bis zum Jahr 2040. Grundlage der Modellierung ist die Merit-Order der Kraftwerke entsprechend ihrer Grenzkosten sowie eine stundenscharfe Nachfrage. Erneuerbare Energien stehen mit Grenzkosten von nahezu null am Anfang der Kraftwerks-Merit-Order. Ein sehr hoher Anteil von erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung führt damit zu niedrigen Börsenpreisen in den Zeiten, in denen sie Strom erzeugen. Fundamental negative Preise entstehen im Modell, wenn die Erzeugung aus Must-Run-Technologien und nicht abschaltbaren Erneuerbaren-Energien-Anlagen größer als die Nachfrage ist. Die Entwicklung weiterer Flexibilitätsoptionen wie Speicher, Power-to-Heat, E-Mobility, Demand-Side-Management und zunehmende Systemdienstleistungen durch die erneuerbaren Energien sind momentan noch unklar und wurden daher im Modell nicht berücksichtigt.

Für die Modellierung der Produktion aus erneuerbaren Energien werden historische Profile auf die jährliche Produktionsmenge in den untersuchten Jahren skaliert. Somit können die

Produktionsmuster der fluktuierenden Energieerzeuger realistisch nachgebildet werden. Es ist jedoch kein strikt linearer Entwicklungstrend in den Ergebnissen zu verzeichnen, da kein genormtes Profil Anwendung findet und einzelne Jahre durch verhältnismäßig mehr erneuerbare Einspeisung gekennzeichnet sind als andere. Eine Steigerung der Effizienz wird durch eine Erhöhung der Volllaststunden abgebildet.

4.2. Analyse der Häufigkeit negativer Preise bis 2040

Zunächst soll eine allgemeine Betrachtung der zukünftig auftretenden negativen Preise und des Einflusses der Windenergieerzeugung erfolgen. Im Anschluss werden detaillierte Untersuchungen zur Häufigkeit und Länge von negativen Preisintervallen vorgenommen und in Kapitel 4.3 die finanziellen Konsequenzen bei sonst gleichbleibenden Marktbedingungen für eine Beispielanlage dargestellt.

Der Ausbau der Windenergie in Deutschland wird in den Jahren bis 2040 einen weitreichenden Einfluss auf die Preisentwicklung am Spotmarkt haben. Mit Ansteigen der installierten Leistung fluktuierend produzierender Anlagen mit hohem Gleichzeitigkeitsfaktor erhöht sich die absolute Schwankungsbreite der Produktionsmengen. Dies wirkt sich auch auf die Volatilität des Strompreises aus. Misst man den Zusammenhang zwischen Strompreis und Windstromproduktion anhand des Korrelationskoeffizienten, so weist dieser einen Wert von bis zu $-0,83$ in 2040 auf.⁹ Das bedeutet, dass der Strompreis fast proportional zu einer Erhöhung der Windenergieproduktion fällt bzw. bei einer Verringerung der Windproduktion ansteigt. Die Höhe der Windenergieeinspeisung übt folglich auch einen großen Einfluss auf die Entstehung negativer Preise aus. Aufgrund der Zunahme der installierten Windleistung wird dabei perspektivisch immer weniger Wind benötigt, um die Windenergieproduktion über die Menge an benötigter Residualenergie steigen zu lassen und damit die Bildung negativer Preise zu erwirken.

Dabei hat jedoch nicht nur die Windeinspeisung einen Einfluss auf die Entstehung negativer Preise. In Abbildung 4.2 ist das tageszeitliche Auftreten negativer Preise in verschiedenen Stützjahren dargestellt. Es fällt auf, dass sich vor allem ab 2030 ein deutlicher Peak in den Mittagsstunden abzeichnet, der auf die Produktion aus Solarenergieanlagen zurückzuführen ist. Die absolute Höhe der Kurven gibt zudem die steigende Anzahl an negativen Preisstunden an.

⁹ Zum Vergleich: 2015 liegt er in der Szenariorechnung noch bei nur $-0,32$.

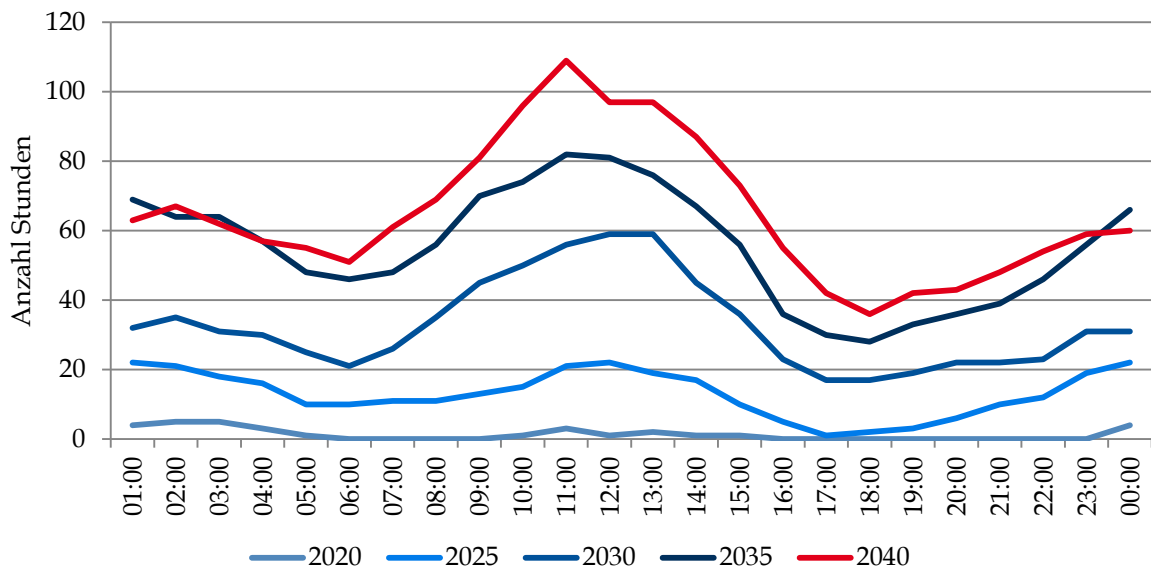


Abbildung 4.2: Zeitliche Verteilung des Auftretens negativer Preise im Tagesverlauf

Abbildung 4.2 verdeutlicht dies zusätzlich und zeigt, dass die Stunden mit negativen Preisen bis 2040 mit 1550 Stunden rund 18 Prozent der Jahresstunden ausmachen.

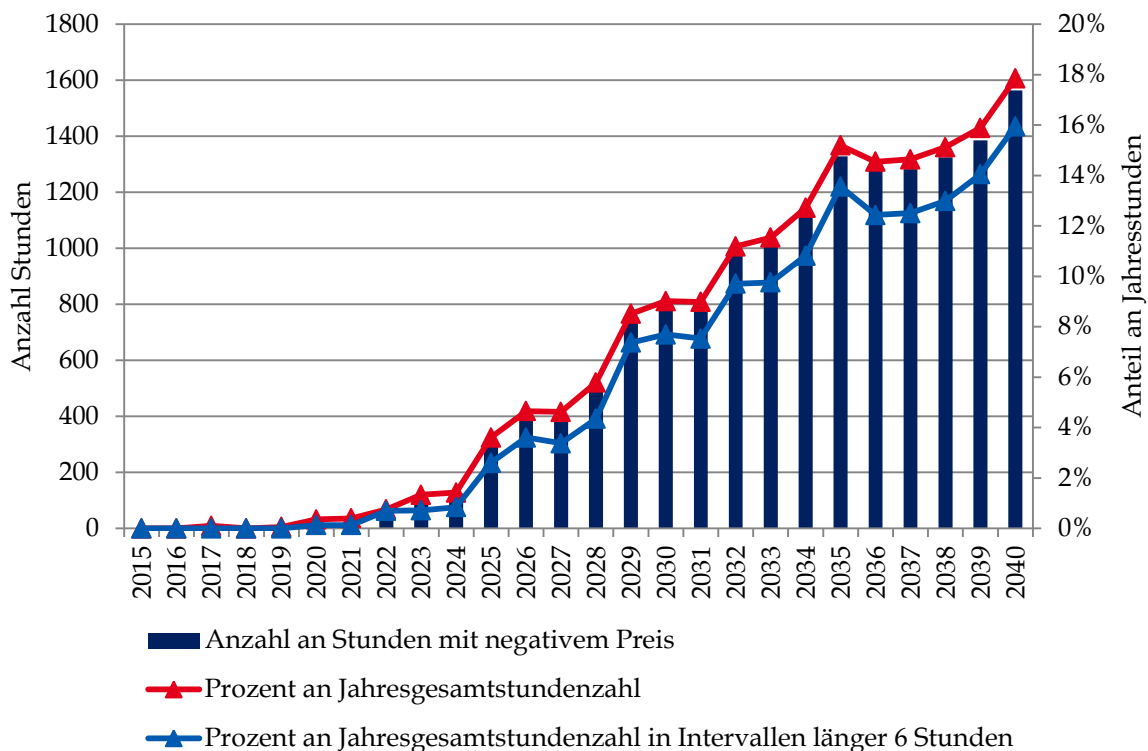


Abbildung 4.3: Anzahl der Stunden, in denen negative Preise auftreten 2015-2040

Mit einer Zunahme der Häufigkeit negativer Preisstunden steigt auch die Wahrscheinlichkeit längerer Zeitabschnitte, in denen die Strompreise negativ sind. Phasen, in denen die

Börsenstrompreise sechs oder mehr Stunden in Folge negative Werte aufweisen, treten im berechneten Szenario erst ab 2020 auf, nehmen aber in den darauffolgenden Jahren zahlenmäßig stark zu. In Abbildung 4.3 ist zusätzlich zu den Stunden, die negative Preise aufweisen, der prozentuale Anteil der Stunden abgetragen, die in einem Intervall von negativen Preisstunden liegt, das länger als sechs Stunden ist.

Die getroffene Aussage kann außerdem anhand der Abbildung 4.4 nachvollzogen werden: Hier ist für jedes betrachtete Jahr die Anzahl der Intervalle, mit sechs oder mehr Stunden, an der Gesamtmenge der negativen Preisintervalle abgetragen. Ein Intervall besteht dabei aus mindestens einer Stunde mit negativem Preis. Zusätzlich sind die Intervalle in Klassen eingeteilt, sodass deutlich wird, wie häufig ein negatives Preisintervall mit einer bestimmten Länge auftritt.

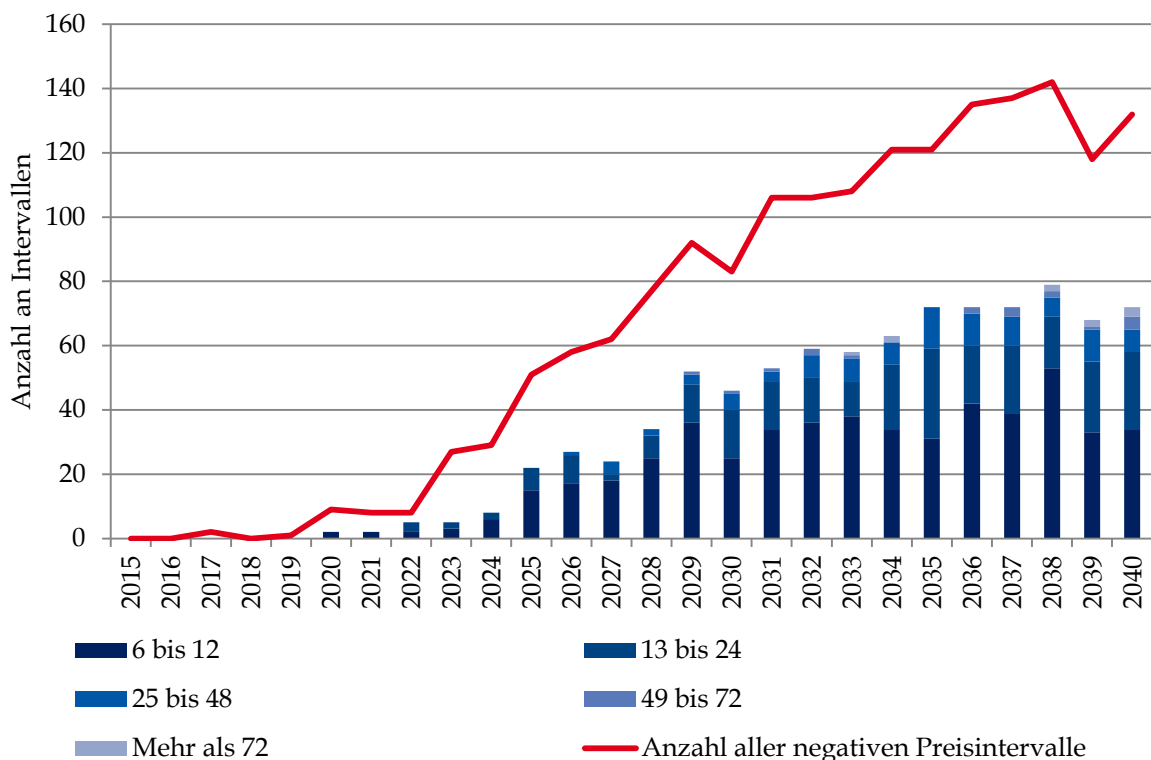


Abbildung 4.4: Anzahl und Verteilung der negativen Preisintervalle der Länge 6 und mehr Stunden

Gemessen an der Anzahl dominieren negative Preisintervalle im Bereich zwischen sechs und zwölf Stunden Länge in fast allen Jahren die Verteilung. Insgesamt nimmt die Zahl der Intervalle prozentual zu, in denen die Preise sechs oder mehr Stunden negativ sind. Unter diesen nimmt zudem die Zahl längerer negativer Preisintervalle, d. h. größer als zwölf Stunden, tendenziell zu.

Analog zu Abbildung 4.4 sind in Abbildung 4.5 für die untersuchten Jahre die Anzahl der Stunden dargestellt, die in einem negativen Preisintervall von mindestens sechs Stunden

Länge liegen. Gemessen an der Gesamtzahl negativer Preisstunden dominieren diese die Verteilung deutlich: mit Ausnahme von 2024 liegen ab 2021 70 bis 90 Prozent aller Stunden mit negativen Preisen in einem Preisintervall von sechs und mehr Stunden Länge. Damit wird statistisch betrachtet bereits ab 2030 fast jede Stunde, in der ein negativer Preis auftritt, nicht mehr vergütet. Bezogen auf die gesamten Jahresstunden ist dies bis 2040 in fast 16 Prozent der Stunden der Fall. Zudem ist auch hier ein Trend hin zu längeren Phasen mit negativen Preisen abzulesen.

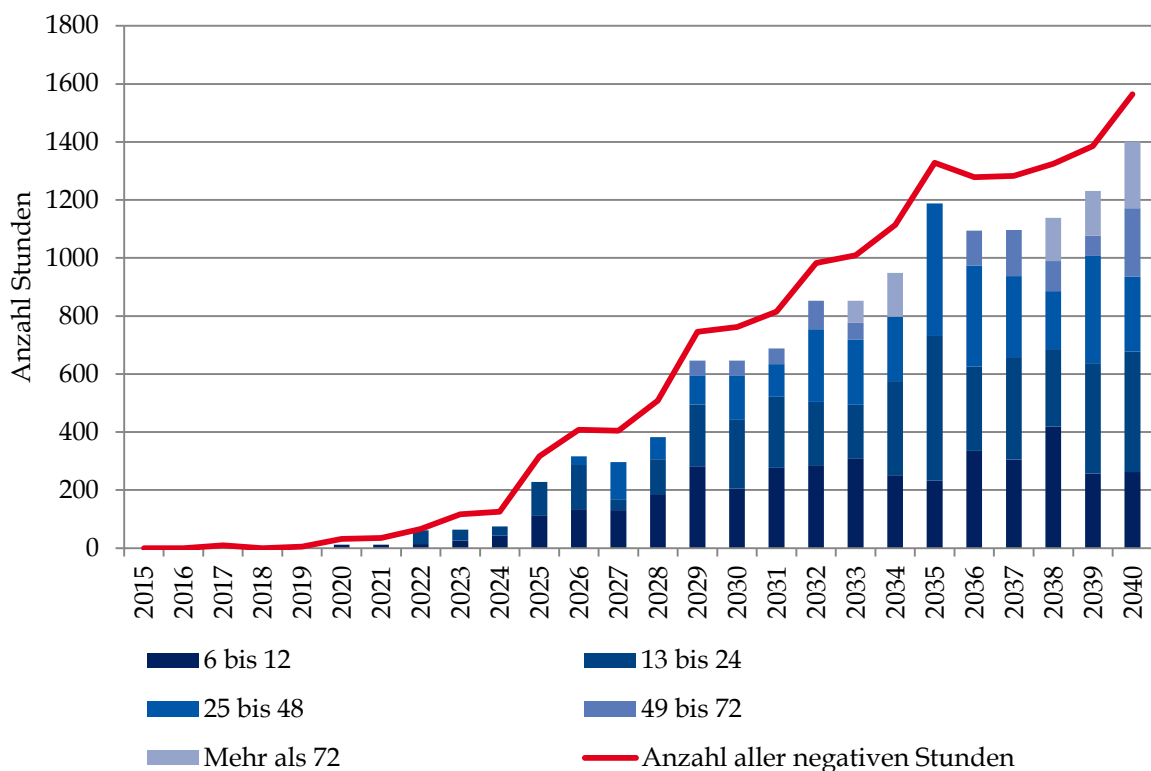


Abbildung 4.5: Anzahl der Stunden in negativen Preisintervallen ab 6 Stunden Länge

Die zunehmende Länge negativer Preisintervalle lässt sich wie oben angemerkt auf den steigenden Einfluss der Windproduktion auf die Spotmarktpreise zurückführen. Bei einer entsprechend hohen installierten Leistung bedarf es im Durchschnitt einer immer geringeren Windeinspeisung (gemessen in Prozent an der installierten Leistung), um negative Preise zu erzeugen. Damit ist auch die Wahrscheinlichkeit, dass die Preise über einen längeren Zeitraum im negativen Bereich bleiben, zunehmend höher.

Zur Überprüfung der Robustheit der Aussagen soll eine kurze Analyse der Intervalle erfolgen, die eine Länge von fünf, sechs oder sieben Stunden aufweisen. Diese liegen im Grenzbereich zwischen dem Erhalt oder Verlust der finanziellen Förderung. Bei ungünstigerer Entwicklung als angenommen, können die Fünf-Stunden-Intervalle schnell in den höheren Be-

reich übergehen. Gegenteilig verhält es sich mit Intervallen der Länge von sieben Stunden bei günstigeren Marktverhältnissen.

In Abbildung 4.6 wird dargestellt, wie viele Intervalle der Länge fünf, sechs und sieben Stunden in den einzelnen Jahren vorkommen. Zusätzlich ist dargestellt, wie viel Prozent die drei Intervalle an der Gesamtheit der Intervalle ausmachen. Da die Gesamtanzahl der negativen Preisintervalle über die Zeit tendenziell zunimmt, ist auch bei den Intervallen der Länge fünf bis sieben Stunden eine Steigerung erkennbar. Das Größenverhältnis zwischen den drei untersuchten Intervalltypen schwankt im Zeitverlauf. Eine generelle Tendenz ist jedoch nicht vorhanden. Prozentual gesehen machen die untersuchten Intervalle im Durchschnitt etwa 21 Prozent aller Intervalle aus, dominieren im Zeitbereich 2019 bis 2021 jedoch die Verteilung deutlich. Insgesamt liegt ab 2025 ein leicht fallender Trend vor, was bedeutet, dass die Anzahl negativer Preisintervalle dieser Länge leicht unterproportional zur Gesamtmenge im Zeitraum bis 2040 zunimmt.

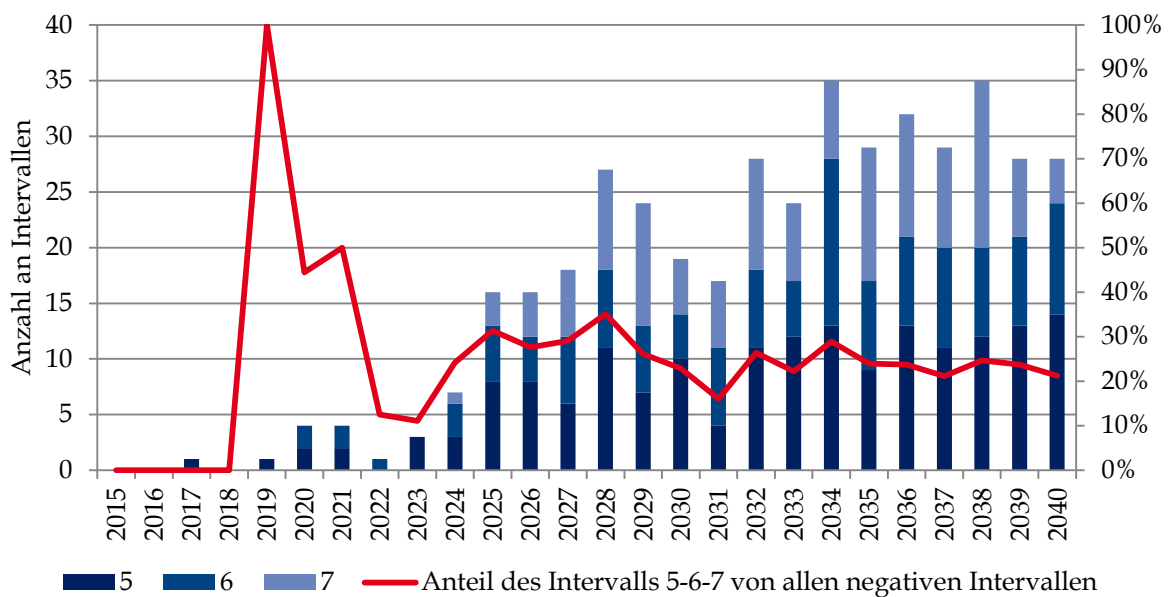


Abbildung 4.6: Sensitivitäten im Bereich 5-7 Stunden Länge eines neg. Preisintervalls

Darüber hinaus wurde untersucht, welchen Einfluss die Höhe der Windenergieeinspeisung im Grenzbereich auf die Länge der Intervalle hat. Berechnet wurde die durchschnittliche Windeinspeisung in Prozent der installierten Leistung über den gesamten Zeitraum eines jeweiligen Intervalls der Länge fünf, sechs oder sieben Stunden. Über alle Intervalle wurde anschließend der Durchschnitt gebildet. Das Ergebnis ist in Abbildung 4.7 dargestellt.

Es zeigt sich, dass kein Muster für den Einfluss des Windes zu erkennen ist. Zwar gilt tendenziell, dass bei höherer Windeinspeisung die Intervalllänge zunimmt. Es kommt bei den Werten für die untersuchten Intervalle jedoch zu Überlagerungen, sodass diese Aussage hier

nicht allgemeingültig getroffen werden kann. Aufgrund der Nähe der Kurven zueinander kann deutlich festgestellt werden, dass die Höhe der Windeinspeisung keinen Rückschluss auf die Länge des negativen Preisintervalls im Bereich der fünf bis sieben Stunden-Intervalle zulässt. Damit ist bei isolierter Betrachtung des Faktors Wind ein Übergang zwischen den Preisintervallen fließend. Prinzipiell zeigt sich ein fallender Trend über die Zeit, d. h. dass in späteren Jahren bereits bei einer niedrigeren prozentualen Einspeisung Intervalle der Länge fünf bis sieben Stunden auftreten.

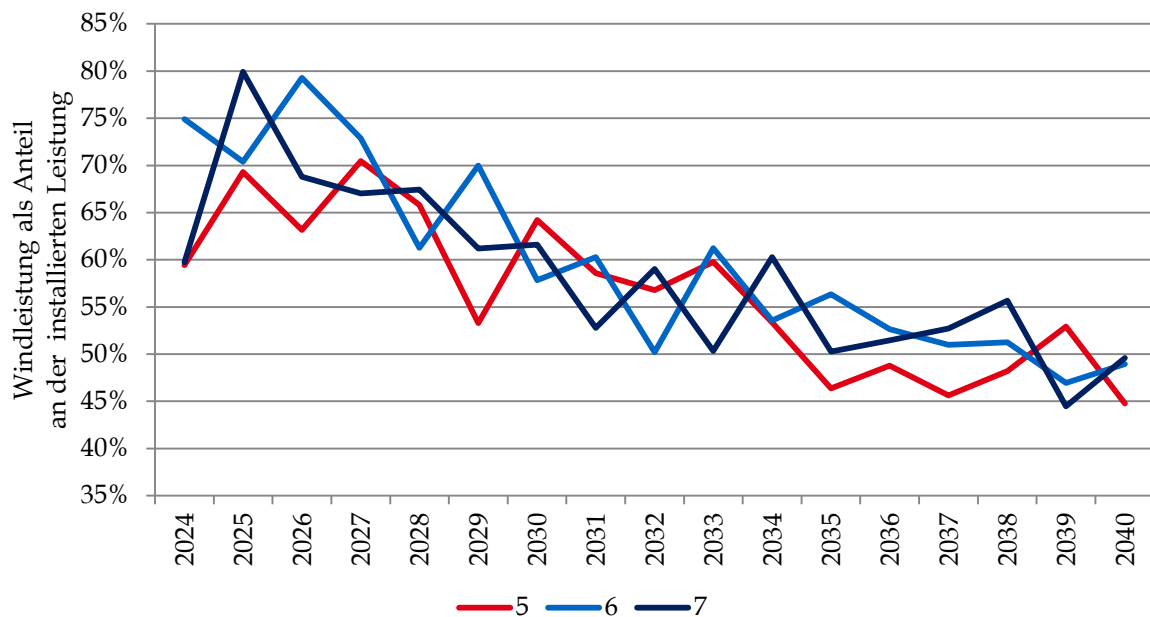


Abbildung 4.7: Durchschnittliche Windleistung in negativen Preisintervallen der Länge 5, 6, und 7 ab 2024¹⁰

Führt man die beschriebene Untersuchung mit der Höhe der Residuallast durch, wie in Abbildung 4.8 dargestellt, zeigt sich ein deutlicheres Ergebnis. Zwar ist auch hier nicht für jedes Einzeljahr eine pauschale Aussage möglich. Der Trend hin zu längeren negativen Preisintervallen bei geringerer Residuallast wird jedoch bereits im Bereich der Fünf- bis Sieben-Stunden-Intervalle sichtbar. Bezogen auf die maximale Residuallast im Bereich der 70.000 MWh sind die Abstände zwischen den Kurven jedoch gering, sodass im Einzelfall auch bei höherer Residuallast negative Preisintervalle im nicht mehr vergüteten Bereich bzw. vice versa auftreten können.

¹⁰ Da erst ab 2024 in der Szenariorechnung Intervalle mit einer Länge von 7 Stunden auftreten, wurden die vorherigen Jahre nicht in die Betrachtung einbezogen.

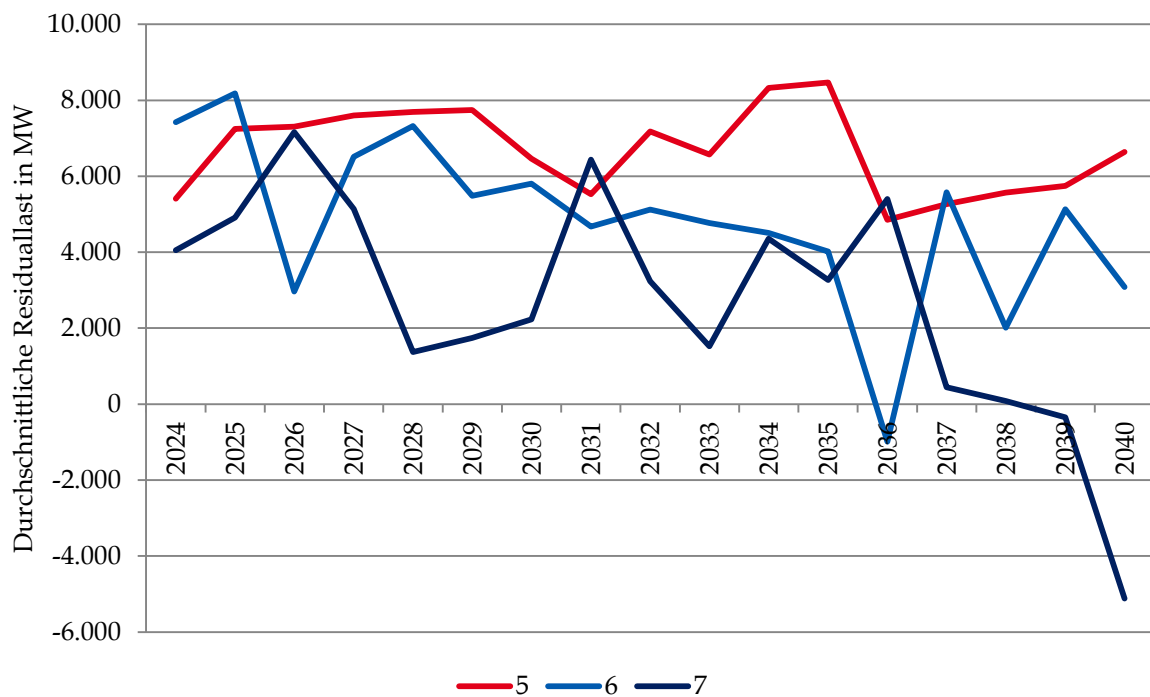


Abbildung 4.8: Durchschnittliche Residuallast in negativen Preisintervallen der Länge 5, 6, und 7 ab 2024¹¹

Aufgrund des geringen Anteils der negativen Preisintervalle im Grenzbereich an der Gesamtanzahl der Intervalle hat eine Verschiebung einzelner Intervalle in den nicht mehr zu vergütenden Bereich bzw. umgekehrt insgesamt keine grundlegende Wirkung auf die Gesamtverteilung.

4.3. Auswirkungen auf die Windstromproduktion

Wie in Kapitel 4.2 anhand der Abbildung 4.3 deutlich wurde, werden bis 2040 die produzierten EE-Strommengen in rund 16 Prozent der Stunden des Jahres aufgrund der Neuregelung nicht mehr durch das EEG vergütet. Da die Korrelation von Windproduktion und (negativen) Strompreisen hoch ist, wird in den negativen Preisstunden überproportional viel Windenergie produziert. Aus diesem Grund ist ein deutlich höherer Prozentsatz der produzierten Mengen von den Effekten negativer Preisstunden betroffen. Die Regelung des § 24 EEG betrifft, wie in Kapitel 3 ausgeführt, alle ab 01.01.2016 neu errichteten Windenergieanlagen mit einer installierten Leistung größer 3 MW. Bei Fortschreibung des jährlich steigenden Trends der durchschnittlichen installierten Leistung von Neuanlagen wird ab 2016 jede zugebaute

¹¹ Da erst ab 2024 in der Szenariorechnung Intervalle mit einer Länge von 7 Stunden auftreten, wurden die vorherigen Jahre nicht in die Betrachtung einbezogen.

Anlage die Schwelle von 3 MW überschreiten. Im Folgenden werden die von diesen Anlagen produzierten Strommengen betrachtet.¹²

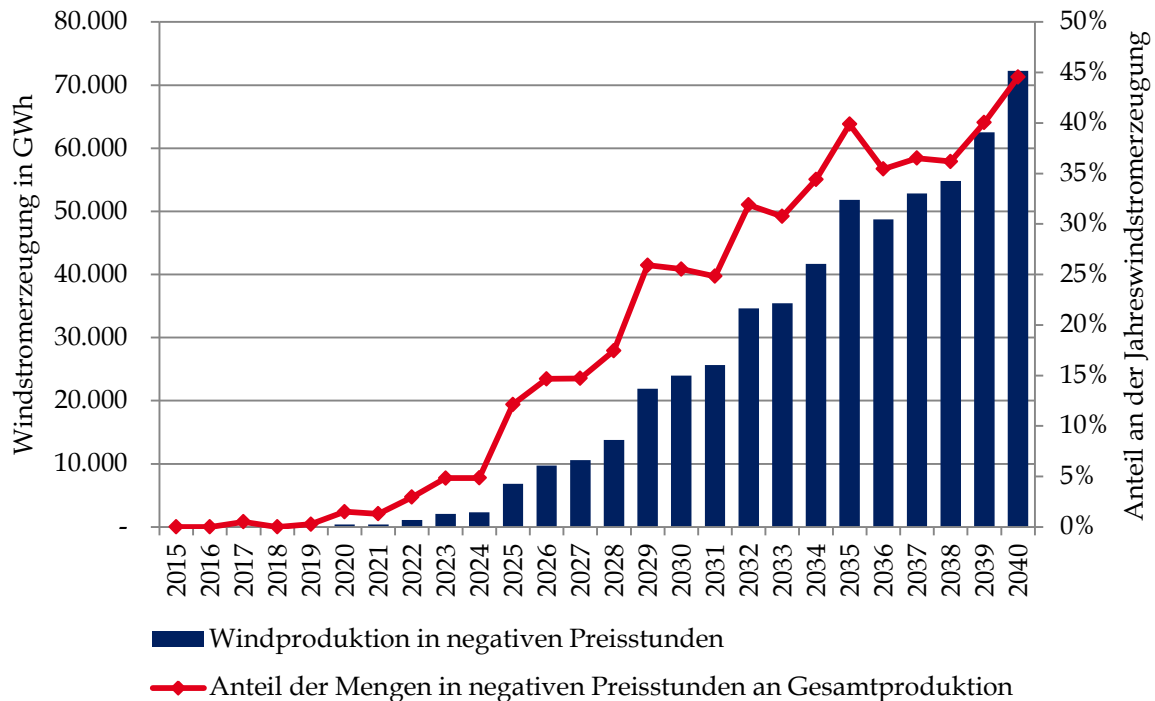


Abbildung 4.9: Windstrommengen in Stunden mit negativen Spotmarktpreisen

In Abbildung 4.9 ist dargestellt, wie viel Windstrom in Stunden produziert wird, in denen der Spotmarktpreis negativ ist, und wie viel Prozent dies an der gesamten Produktion ausmacht. Bis 2040 sind es 44,5 Prozent der Jahresmenge.

Darüber hinaus sind in Abbildung 4.10 die jährlichen Produktionsmengen sowie der Anteil an jenen abgetragen, welcher aufgrund der Sechs-Stunden-Regelung keine finanzielle Förderung erfährt. Weiterhin ist dargestellt, wie viel Prozent an der Gesamtmenge dies ausmacht.

¹² Der prozentuale Anteil der Neuanlagen an allen Anlagen kann in Anhang 7.2 eingesehen werden.

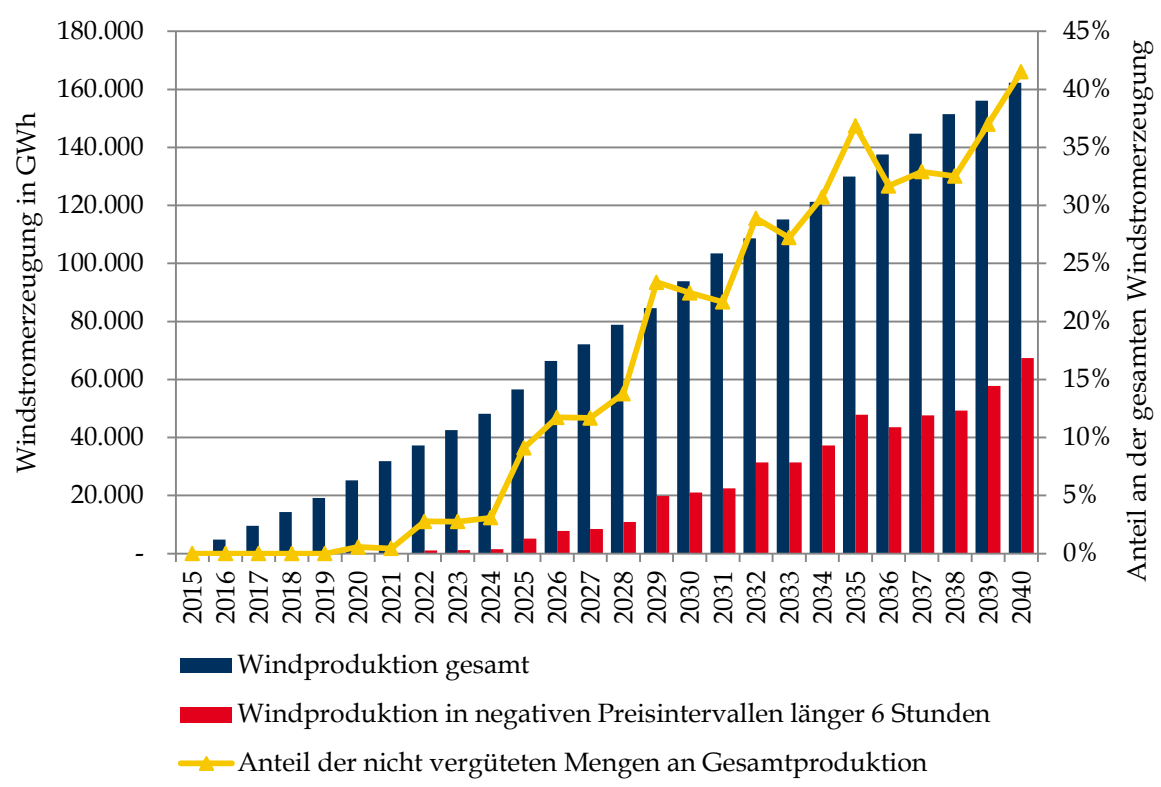


Abbildung 4.10: Windproduktion der betroffenen Anlagen in GWh insgesamt sowie die Produktionsmenge in nicht vergüteten Intervallen

Da bis 2040 fast jede Stunde, in der ein negativer Preis auftritt, in einem Intervall der Länge sechs Stunden oder mehr liegt, ist das prozentuale Ergebnis dem in Abbildung 4.9 sehr ähnlich: bis 2040 steigert sich der Anteil des aus Windanlagen produzierten, nicht vergüteten Stroms auf über 40 Prozent. Dies entspricht bis zu 67.000 GWh pro Jahr.

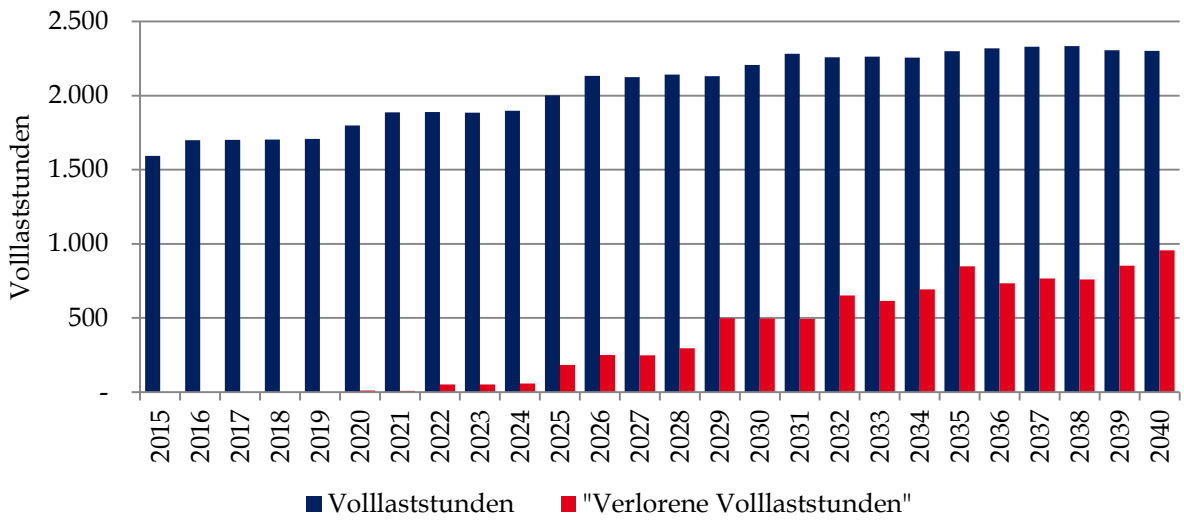


Abbildung 4.11: Jährliche Volllaststunden des deutschen Windparks sowie die anteiligen Mindererlöse

Rechnet man diese Mengen um auf die Volllaststunden des gesamtdeutschen Windparks ergeben sich die in Abbildung 4.11 dargestellten Ergebnisse. Von den bis 2040 angenommenen 2.300 Stunden werden in den Szenario-Ergebnissen 955 Stunden nicht vergütet.

4.4. Finanzielle Konsequenzen für Anlagenbetreiber

Im Zuge der Modellierung wurde eine Anlage mit einer installierten Leistung von 3 MW, durchschnittlich 2.000 Volllaststunden und einem Förderungssatz mit einer Anfangsförderung von 8,864 ct/kWh und einer anschließenden Grundförderung von 4,93 ct/kWh untersucht, die beginnend am 01.01.2016 über einen Investitionszeitraum von 20 Jahren eine Einspeiseförderung nach dem EEG 2014 erhält. Der Referenzertrag wurde mit 100 Prozent angenommen, weshalb die Anlage über 12 Jahre die Anfangsförderung sowie 9 weitere Jahre die Grundförderung erhält. Die Auszahlung der Förderung erfolgt dabei ab Inbetriebnahme, wobei der offizielle Förderungszeitraum jedoch erst am 01.01. des Folgejahres beginnt. In der Beispielrechnung werden deshalb insgesamt 21 Jahre von 2016 bis 2036 betrachtet.

Das Untersuchungsziel ist zu ermitteln, wie häufig in diesem Zeitraum Intervalle auftreten, in denen der Spotmarktpreis sechs oder mehr Stunden in Folge im negativen Bereich liegt und welche Konsequenzen dies für die Förderung der Beispielanlage hat. Die Häufigkeit des Auftretens der relevanten Preisintervalle wurde in Kapitel 4.2 ausführlich dargestellt. Dabei ist die Windenergieanlage, wie in Kapitel 4.3. erläutert, überproportional stark von den Preisintervallen betroffen, da die Höhe der Windproduktion mit der Entstehung negativer Preise korreliert.

Die hier betrachtete Anlage erhält im Durchschnitt in den ersten 12 Jahren ab Inbetriebnahme rund 530.000 €/Jahr finanzielle Förderung¹³ im Rahmen der Marktprämie.¹⁴ In den folgenden 9 Jahren wird die Förderung auf durchschnittlich 290.000 €/Jahr reduziert. Die Mindererlöse, die diese Anlage durch § 24 EEG über den Zeitraum von 21 Jahren zu verzeichnen hat, sind in Abbildung 4.12 dargestellt und belaufen sich in Summe über den gesamten Zeitraum auf rund 910.000 €.¹⁵ Dies entspricht einer Erlösminderung von rund 10 Prozent der Gesamtförderung im Vergleich zu einer Förderung ohne die 6-Stunden-Regel.

¹³ 2.000 Volllaststunden * 8,864 ct/kWh * 3 MW

¹⁴ Verpflichtende Direktvermarktung für Neuanlagen.

¹⁵ Zins- und Zinseszinsbetrachtungen wurden aus Gründen der Vereinfachung dabei nicht vorgenommen.

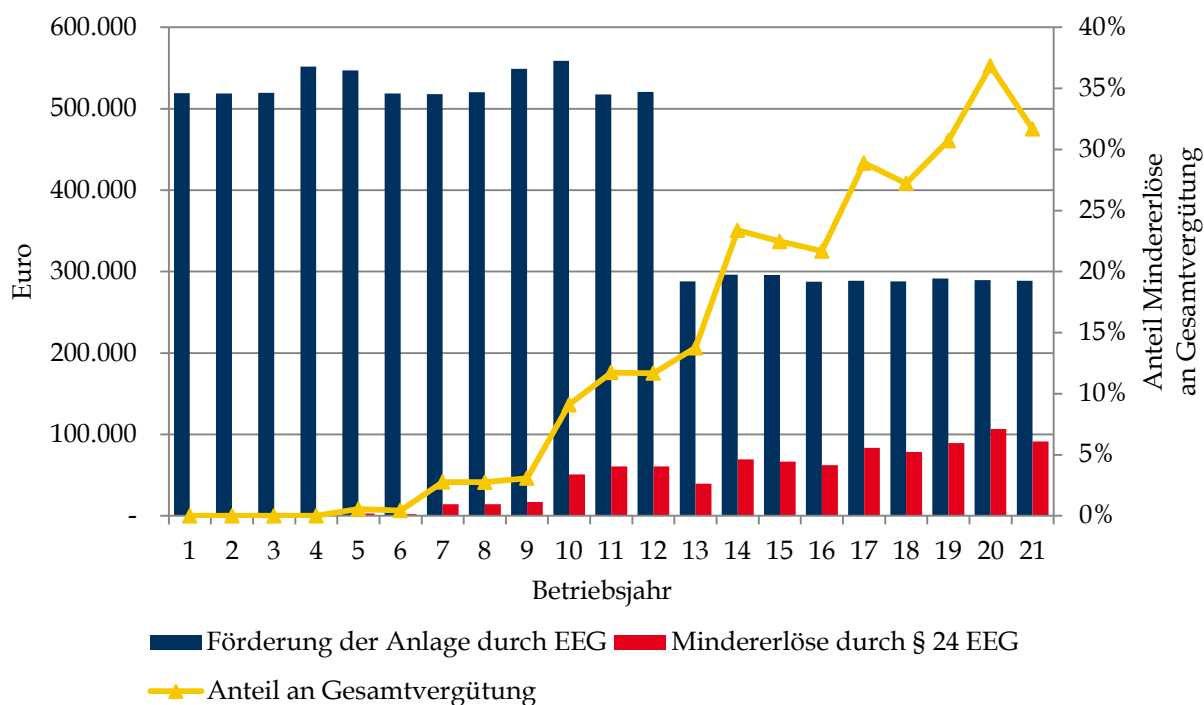
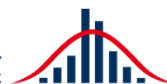


Abbildung 4.12: Mindererlöse als Anteil an den potentiell möglichen Gesamterlösen

Weiterhin wurde untersucht, wie sich das Auftreten negativer Preisintervalle auf Anlagen auswirkt, die in den Folgejahren nach 2016 den Betrieb aufnehmen. Die Höhe der Förderungsminderungen der jeweiligen Anlagen ist in Abbildung 4.13 dargestellt.

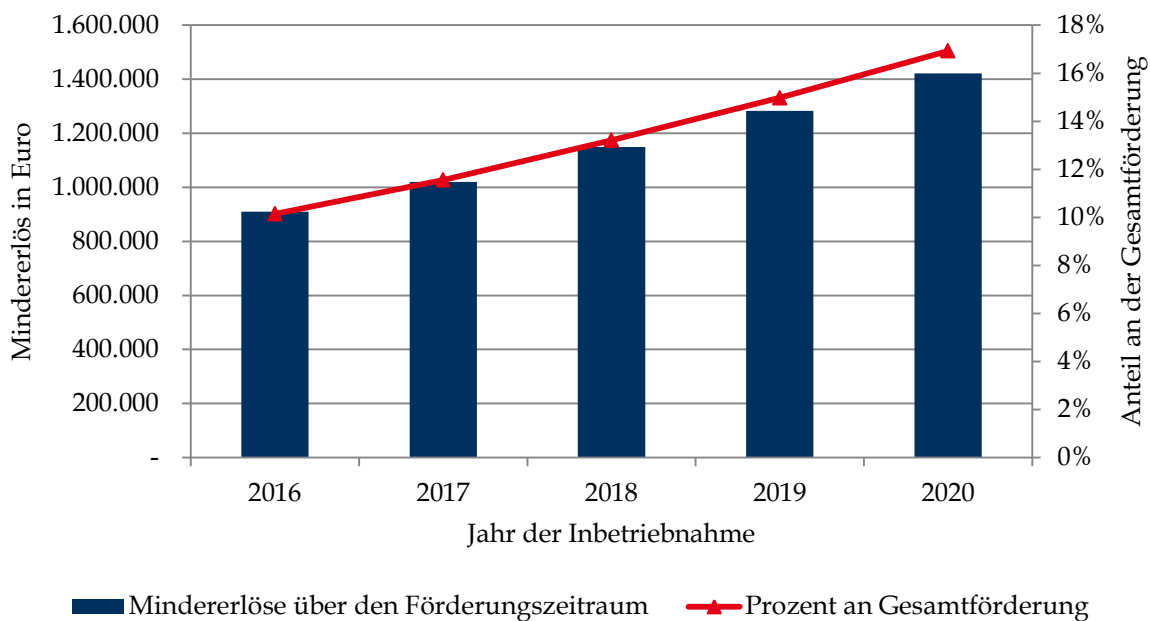


Abbildung 4.13: Summe der Mindererlöse der Einzelanlage mit Inbetriebnahme zum 01.01. des jeweiligen Jahres

Da die Häufigkeit des Auftretens negativer Preise bis 2040 stetig zunimmt, werden auch die Förderungsminderungen, die die Anlagen erfahren, entsprechend dem Jahr der Inbetriebnahme zunehmend höher und erreichen bei einer Anlage, die 2020 in Betrieb geht, eine Höhe von 17 Prozent.

4.5. Marktwirkung

Im Zusammenhang mit der Einführung des § 24 EEG werden einige operative Herausforderungen gesehen, die im Folgenden kurz erläutert werden sollen.

Die Schaffung eines Anreizes, bei negativen Preisen keinen Strom einzuspeisen, wird durch die Regelung zunächst nur bedingt gegeben. Es ist anzunehmen, dass sich das Gebotsverhalten der Akteure zunächst nicht grundlegend ändern wird, da nicht mit Sicherheit im Voraus bestimmt werden kann, welche Spotmarktpreise sich einstellen werden. Damit ist auch die Länge eines Intervalls mit negativen Preisen vor Ende der Auktion unbekannt. Dies trifft vor allem auf solche Situationen zu, wenn der Spotmarktpreis nur leicht negative Werte aufweist,¹⁶ da Preisprognosen leicht um wenige Cents nach oben oder unten abweichen können. Negative Preise an Tagesübergängen stellen hier eine weitere Herausforderung dar, da sie in verschiedenen Auktionen ermittelt werden und damit schwerer zu prognostizieren sind. Je weiter in der Zukunft zudem die Handelsstunde liegt, desto ungenauer werden die Preisprognosen.

Ist in Zukunft mit Sicherheit eine lange Phase mit negativen Preisen abzusehen, wird die betriebswirtschaftliche Konsequenz für die Windanlagenbetreiber sein, ihre Mengen nicht in den Markt zu stellen, sondern die Windräder abzuschalten. Hier stellt sich die Frage, ob es im Sinne der Energiewende vertretbar ist, wenn Kapazitäten, die zu Grenzkosten von nahezu Null und ohne CO₂-Emissionen produzieren können, nicht genutzt werden. Die Konsequenzen im Spotmarkt wiederum wären bei ausreichender Zurückhaltung von Produktionsmengen, dass sich Preise entgegen der Prognosen oberhalb der Null ergeben. Dies verhindert jedoch, dass den übrigen Akteuren ein (ausreichender) marktwirtschaftlicher Anreiz zur Flexibilisierung gegeben wird.

Zur Erreichung von positiven Strompreisen, um zumindest einen Teil der Produktionsmengen absetzen zu können, ist zudem denkbar, dass es zu Marktmanipulation durch Marktabsprache zwischen den einzelnen Anbietern kommt. So könnten Vermarkter Teilmengen zurückhalten oder zu „echten“ Grenzkosten von 0 €/MWh oder knapp darüber bieten und damit versuchen, Einfluss auf den Preis auszuüben. Vor allem in späteren Jahren sind die

¹⁶ Siehe Anhang, am Beispiel des 16.06.2013.

von der Regelung betroffenen Anlagen dabei im Markt stark genug vertreten, um in Summe einen Einfluss auf die Preisbildung auszuüben.¹⁷ Denkbar ist auch eine Strategie zur Umgehung eines durchgehenden 6-Stunden-Intervalls, indem nur in jeder sechsten Stunde Mengen zurückgehalten oder zu „echten“ Grenzkosten geboten werden.

Neben der dargestellten Erlösminderung, die durch den § 24 EEG bedingt wird, hat die Regelung ebenfalls Einfluss auf die Finanzierung von Neuanlagen. Da eine Bestimmung der tatsächlichen Verlusthöhe für die folgenden 20 Jahre mit einer hohen Unsicherheit verbunden ist, werden die Kreditgeber unter Umständen nur zu schlechteren Konditionen, d. h. mit höheren Risikoaufschlägen, Anlagen finanzieren, die in die von § 24 EEG betroffene Kategorie fallen. Im ungünstigsten Fall wird damit der Ausbau solcher erneuerbaren Energieanlagen ausgebremst, die von der Neuregelung betroffen sind.

¹⁷ Siehe hierzu Anlage 7.2, in der der Anteil der Neuanlagen ab 2016 an allen Anlagen, gemessen an der installierten Leistung, dargestellt ist.

5. Fazit

Die Einführung des § 24 EEG kann für die betroffenen Betreiber von Windenergieanlagen, wie in der Studie festgestellt werden konnte, unter Zugrundelegung der modellierten Marktentwicklung vor allem in den Jahren ab 2020 mit erheblichen Nachteilen verbunden sein. Finanzielle Konsequenzen umfassen zum einen das Ausbleiben von Erlösen für bis zu 40 Prozent der produzierten Jahresmenge in 2040. Zum anderen wird durch die Unsicherheit über das Auftreten negativer Preisintervalle die Produktionsplanung erschwert. Unter Umständen kommen auf die Betreiber zusätzlich zum Verlust der Förderung Kosten für die Vermarktung des Stroms zu negativen Preisen hinzu.

Die Schaffung eines Anreizes zur Abschaltung der Windkraftanlagen in negativen Preisintervallen hat zudem auch auf Systemebene verschiedene Wirkungen. So gehen dem Markt Energiemengen verloren, die kostengünstig und weitestgehend CO₂-frei produziert werden können, während den Produzenten von konventionellem Strom kein oder nur ein verminderter Anreiz gegeben wird, ihre Produktion stärker an den Marktbedürfnissen auszurichten. Ein Abschalten einer großen Zahl von Windenergieanlagen hat zudem einen strompreishebenden Effekt und eine geringere Preisvolatilität zur Folge, sodass zusätzlich der wirtschaftliche Anreiz für andere Akteure, Flexibilität bereitzustellen, vermindert wird. Um den Verlust der Förderung zu vermeiden, ist darüber hinaus vor allem in späteren Jahren ein Eingreifen in den Markt durch strategische Anlagensteuerung denkbar.

Neben der stochastischen Einspeisung der erneuerbaren Energien bei gleichzeitig niedriger Nachfrage hängt das Auftreten negativer Preise in der Zukunft auch von den Rahmenbedingungen der Energiemärkte ab. Das aktuelle Marktdesign bietet hier keine ausreichenden Anreize, die vorhandenen Flexibilitätsoptionen auszunutzen und neue zu entwickeln. Auch stellt sich die Frage, wie der Must-run-Sockel an regelbaren Kraftwerken reduziert werden kann, indem zum Beispiel erneuerbare Energien zunehmend Systemdienstleistungen erbringen.

Die Abschaffung der Förderung nach § 24 EEG in den entsprechenden Situationen negativer Preise führt zu größerer Unsicherheit hinsichtlich der Fördererlöse für Windanlagen. Daher ist mit Risikoaufschlägen in der Projektfinanzierung von Neuanlagen ab dem 01.01.2016 zu rechnen, welche die Projektkosten erhöhen.

Wie genau sich das Gebotsverhalten der Direktvermarkter in den Zeiten ändern wird, in denen der § 24 EEG greift, und wie sich dies auf den Intraday-Markt auswirkt, bedarf im Detail weiterer Untersuchungen. Gegebenenfalls wird durch die Regelung ein Suchprozess nach alternativen Verwertungsmöglichkeiten des Stroms angestoßen, beispielsweise in regionalen Versorgungskonzepten jenseits des zentralen Börsenmarktes. Eine entsprechende

Berücksichtigung bei den aktuell diskutierten Anpassungen der Rahmenbedingungen zur Flexibilisierung des Stromsystems kann diesen Suchprozess begünstigen und beschleunigen. Dazu kann auch eine neue Form der Grünstromvermarktung beitragen.

6. Quellenverzeichnis

[Amtsblatt der Europäischen Union2014]

Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020 auf <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/HTML/?uri=CELEX:52014XC0628%2801%29&from=EN>, Juli 2014.

[EEG2014]

Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien auf <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/G/gesetz-fuer-den-ausbau-erneuerbarer-energien,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, Juli 2014

[EnergyBrainpool2013]

Energy Brainpool: Studie „Negative Strompreise“ im Auftrag der Agora Energiewende, Februar 2014

[Europäische Kommission2011]

Energiefahrplan 2050 auf http://ec.europa.eu/energy/energy2020/roadmap/index_en.htm, Juli 2014

[Europäische Kommission2014]

EU Energy, Transport and GHG Emissions – Trends to 2050. Reference Scenario 2013 auf http://ec.europa.eu/energy/observatory/trends_2030/doc/trends_to_2050_update_2013.pdf, Juli 2014

[International Energy Agency2013]

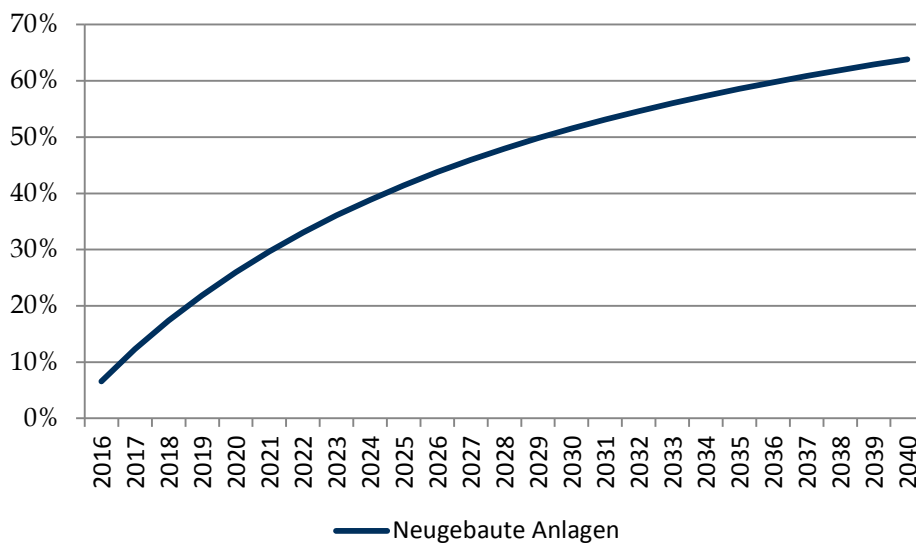
World Energy Outlook 2013 auf <http://www.worldenergyoutlook.org/publications/weo-2013/>, Juli 2014

7. Anhang

7.1. § 24 EEG 2014: Verringerung der Förderung bei negativen Preisen

- (1) Wenn der Wert der Stundenkontrakte für die Preiszone Deutschland/Österreich am Spotmarkt der Strombörse EPEX Spot SE in Paris an mindestens sechs aufeinanderfolgenden Stunden negativ ist, verringert sich der anzulegende Wert nach § 23 Absatz 1 Satz 2 für den gesamten Zeitraum, in denen die Stundenkontrakte ohne Unterbrechung negativ sind, auf null.
- (2) Wenn der Strom in einem Kalendermonat, in dem die Voraussetzungen nach Absatz 1 mindestens einmal erfüllt sind, in der Einspeisevergütung nach § 38 veräußert wird, muss der Anlagenbetreiber dem Netzbetreiber bei der Datenübermittlung nach § 71 Nummer 1 die Strommenge mitteilen, die er in dem Zeitraum eingespeist hat, in dem die Stundenkontrakte ohne Unterbrechung negativ gewesen sind; andernfalls verringert sich der Anspruch nach § 38 in diesem Kalendermonat um fünf Prozent pro Kalendertag, in dem dieser Zeitraum ganz oder teilweise liegt.
- (3) Absatz 1 gilt nicht für 1. Anlagen, die vor dem 1. Januar 2016 in Betrieb genommen worden sind, 2. Windenergieanlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 3 Megawatt oder sonstige Anlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 500 Kilowatt, wobei jeweils § 32 Absatz 1 Satz 1 entsprechend anzuwenden ist, 3. Demonstrationsprojekte.

7.2. Anteil der von § 24 EEG 2014 betroffenen Anlagen am Anlagenbestand



Prozent nach installierter Leistung der ab 01.01.2016 errichteten Windneuanlagen an allen Windanlagen

7.3. Knapp negative Strompreise am Sonntag, 16. Juni 2013

Tag/ Stunde	EUR/ MWh
16.06.2013 03:00	-0,82
16.06.2013 04:00	-2,97
16.06.2013 05:00	-0,02
16.06.2013 06:00	-0,06
16.06.2013 08:00	-0,04
16.06.2013 10:00	-0,03
16.06.2013 12:00	-0,03

Spotmarktpreise der EPEX Spot SE am 16.06.2013

Kurzportrait Energy Brainpool

Energy Brainpool ist das unabhängige Analyse- und Beratungshaus für die Energiebranche mit Sitz in Berlin. Energy Brainpool bietet Prognosen und Fundamentalmodellierung sowie individuelle Trainings- und Beratungsdienstleistungen für die Strom- und Gasmärkte und den CO₂-Handel.

Die Kernkompetenz von Energy Brainpool liegt in Dienstleistungen „rund um die Energiepreise“ von

- Kurzfristprognosen bis Langzeitpreisstudien für Strompreise
- Trainings von Grundlagen bis zur Börsenhändlerschulung für alle Energieträger
- Begleitung beim Markteintritt bis zum professionellen Risikomanagement.

Energy Brainpool

Analysis-Consultancy-Training



www.energybrainpool.com

Philipp Götz

Marie-Louise Heddrich

Dr. Johannes Henkel

Tobias Kurth

Thorsten Lenck

Energy Brainpool GmbH & Co. KG

Heylstraße 33, 10825 Berlin, Germany

Telefon +49 (0)30 76 76 54 -10, Fax +49 (0)30 76 76 54 -20

kontakt@energybrainpool.com