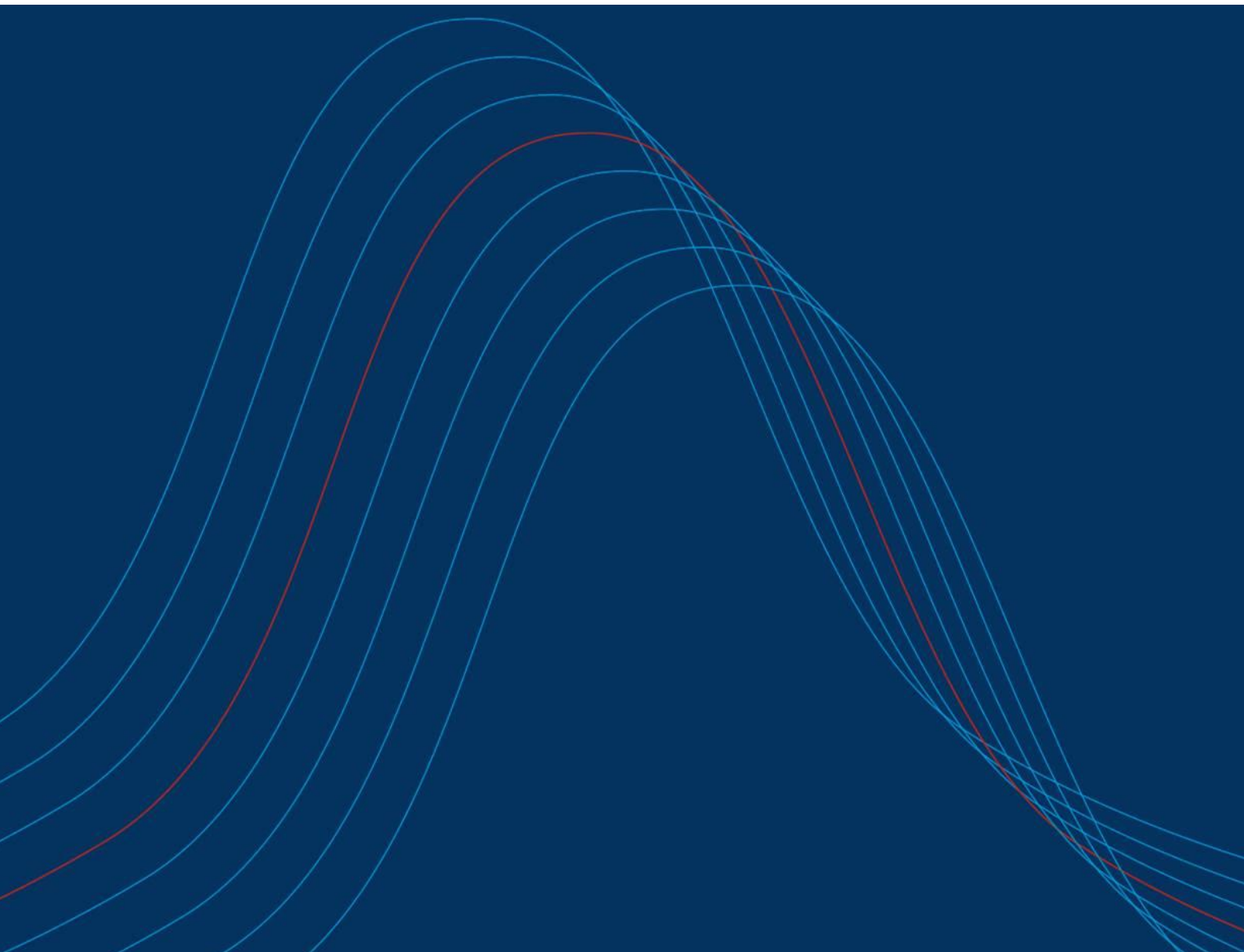


NEGATIVE STROMPREISE HISTORISCHE ENTWICKLUNG & AUSBLICK BIS 2030



Berlin, Februar 2021

Im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie

Autoren F. Huneke, M. Claußner, A. Fernahl
und C. Perez Linkenheil

INHALTSVERZEICHNIS

1. Zusammenfassung.....	1
2. Einleitung.....	3
3. Historische Analyse negativer Strompreise	4
3.1. Analyse von Häufigkeit und Höhe.....	4
3.2. Einspeisung von thermischen Kraftwerken während negativer Strompreise.....	7
3.3. Menge erneuerbarer Energien während negativer Strompreise	12
3.4. Gebotskurvenanalyse Day-Ahead-Markt bei negativen Preisen.....	13
3.5. Negative Merit-Order.....	14
4. Prognose der Häufigkeit von negativen Strompreisen bis 2023	17
4.1. Prognose in Abhängigkeit des Kalendereffekts.....	17
4.2. Prognose in Abhängigkeit des Wetter- und Kalendereffekts	20
4.3. Prognoseeinfluss einer Krise.....	20
5. Szenarienbasierte Untersuchung negativer Strompreise im Jahr 2030.....	22
5.1. Untersuchung der Wetterabhängigkeit.....	22
5.2. Einfluss der Windenergie – Einfluss der Photovoltaik.....	24
5.3. Einfluss der Flexibilität aus der Sektorenkopplung	24
5.4. Einfluss der Wärmeauskopplung von Gaskraftwerken	25
6. Literaturverzeichnis	26
Kurzportrait Energy Brainpool.....	27

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Gesamtstundenzahl zu negativen Preisen gemäß Day-Ahead-Auktion der EPEX Spot sowie ≥ 4 oder ≥ 6 Stunden in Folge negativ gemäß §51, 2020 exklusive Dezember	4
Abbildung 2: Anzahl stündlicher negativer Strompreise in Deutschland verglichen zu ausgewählten Nachbarländern an den Day-Ahead-Märkten.....	5
Abbildung 3: Schwerpunkte der negativen Preise der Day-Ahead-Auktion der EPEX Spot über den Zeitraum 2015 bis einschließlich Dezember 2020	6
Abbildung 4: kombinierte Heatmap der negativen Stunden in der Day-Ahead-Auktion der EPEX Spot von 2015 bis Dezember 2020	6
Abbildung 5 a) - c): Normierte Braunkohleerzeugung in den Jahren 2015, 2017 und 2019 [Quelle: eigene Berechnung anhand Daten von ENTSO-E „Generation per production type“ und EEX „EPEX Spot DE-AT / DE – LU Day – Ahead“].....	8
Abbildung 6 a) - c): normierte Steinkohleerzeugung in den Jahren 2015, 2017 und 2019 [Quelle: eigene Berechnung anhand Daten von ENTSO-E „Generation per production type“ und EEX „EPEX Spot DE-AT/DE-LU Day-Ahead“].....	8
Abbildung 7 a) - c): normierte Kernenergieerzeugung in den Jahren 2015, 2017 und 2019 [Quelle: eigene Berechnung anhand Daten von ENTSO-E „Generation per production type“ und EEX „EPEX Spot DE-AT / DE-LU Day-Ahead“].....	9
Abbildung 8: Entwicklung der Stromerzeugung bei vier Stunden (oben, 29.–30.01.2016) und elf Stunden (unten, 23.–24.12.2017) negativen Preisen [Quelle: eigene Berechnung anhand Daten von ENTSO-E „Generation per production type“ und EEX „EPEX Spot DE-AT Day-Ahead“]	10
Abbildung 9: normierte Einspeisung gemäß Höchstlast in Zeiten bestimmter EPEX-DA Preisintervalle [Daten: ab 2015 (unterschiedlich, je nach Verfügbarkeit), ENTSO-E Generation und EPEX Spot DA].....	11
Abbildung 10: prozentuale Einspeisung zu negativen Stunden (von links: 2015 bis Dez. 2020, 2019, 2020 exklusiv Dez.).....	12
Abbildung 11: exemplarische Skizze der Gebotskurven in einer Handelsstunde der Day-Ahead-Auktion an der EPEX Spot.....	14
Abbildung 12: monatlicher, durchschnittlicher Angebotsüberhang/fehlende Nachfrage während negativer Preise in 2019 und 2020 [Eigene Darstellung nach EPEX Spot].....	14

Abbildung 13: negative Merit-Order und schemenhafte Darstellung der zu negativen Preisen bietenden Marktakteure, EPEX Day-Ahead-Auktion in der Stunde 13 des 18. März 2019 [Eigene Darstellung nach EPEX Spot].....	15
Abbildung 13: Prognose negativer Strompreise in Verbindung mit deren Vorkommen innerhalb von 4- bzw. 6-h-Zeitfenstern bis 2023 (links) und Abweichungen der mittleren Prognose in Abhängigkeit des gewählten Wetterjahre (Kalendereffekt, rechts) [Quelle: eigene Berechnungen mit dem Fundamentalmodell Power2Sim]	18
Abbildung 14: Prognose des Erzeugungsanteils erneuerbarer Energien während negativer Strompreise und § 51-Zeitfenstern.....	20
Abbildung 15: volle Schwankungsbreite der Prognose negativer Strompreise bei Variation sowohl der Vollbenutzungsstunden als auch der Einspeiseprofile erneuerbarer Energien	20
Abbildung 16: szenariobasierte Untersuchung der Anzahl negativer Preise 2030 und deren Schwankungsbreite in Abhängigkeit vom Wetterjahr	23
Abbildung 17: Erzeugungsanteile erneuerbarer Energien während negativer Preise und während § 51-Zeitfenstern	23

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1 – Entwicklung der durchschnittlichen normierten Erzeugung je Technologie bei negativen Preisen von 2015 – 2019 [Quelle: eigene Berechnung anhand Daten von ENTSO-E „Generation per production type“ und EEX „EPEX Spot DE-AT / DE-LU Day-Ahead“]	9
--	---

1. ZUSAMMENFASSUNG

Die Jahre 2015 bis 2020 haben eine sukzessive Erhöhung des Auftretens negativer Strompreise gezeigt. So traten im Jahr 2020 298 Stunden mit negativen Strompreisen auf. Jeweils über 5,7 % der Erzeugung von Wind- oder Solarstrom fiel in diese Zeiträume. Windkraft an Land war besonders betroffen, im Winter in und um die Nachtstunden zeigte sich dies besonders. Im Frühjahr traten in der jüngeren Vergangenheit auch mittags und vormittags vermehrt negative Preise auf, die Photovoltaik-Einspeisung war davon in wachsendem Maße betroffen. Thermische Kraftwerke drosselten ihre Erzeugungsleistung zu Zeiten negativer Strompreise um durchschnittlich 25 % (Kernkraft), 70 % (Braunkohle) und 86 % (Steinkohle). Gaskraftwerke verhielten sich in diesen Zeiten sehr heterogen, da die Betriebskonzepte häufig mit einer Kopplung der Stromerzeugung an andere Produkte und Dienstleistungen einhergehen.

Die Prognose negativer Preise zeigt für die kommenden Jahre eindeutig einen vorübergehenden Trendwechsel. Bis 2023 sinkt in der fundamentalen Strommarktmodellierung ihr Auftreten, was insbesondere auf den Kernkraftausstieg zurückzuführen ist. Unter Annahme einer nicht von SARS-CoV-2 beeinflussten Stromnachfrage sind 2021 im Mittel 200 negative Strompreisstunden zu erwarten, im Jahr 2023 nur noch 74. Diese mittlere Prognose ist stark von rein zufälligen Wetter- und Kalendereffekten beeinflusst. Zum Beispiel sind im gleichen Prognose-Modell 282 Stunden mit negativen Preisen aufgetreten, als zufällig besonders viele sonnige Wochenenden und windige Feiertage modelliert wurden. Fielen Einspeisespitzen häufig mit zufälligerweise hohen Stromverbräuchen zusammen, reduzierte sich der Prognosewert auf 113. Dass zudem Krisen Strompreise verändern können, hat das Jahr 2020 gezeigt. Negative Preise werden bei einem Rückgang der Stromnachfrage häufiger: Die mittlere Prognose der Anzahl von Stunden mit negativen Strompreisen im Jahr 2021 erhöht sich bei einer Reduktion der Stromnachfrage um 5 % und nachfolgender schrittweiser Regenerierung im Mittel auf 269 (+ 35 %). Der Erzeugungsanteil erneuerbarer Energien in Zeiten negativer Preise reduziert sich von 2021 bis 2023 im Mittel von 7,9 %, auf 3 % bei Wind Onshore und für Photovoltaik von 3 auf 1,3 %.

Die beschriebene Trendwende ist vorübergehend. Die weitere Modellierung von negativen Strompreisen im Jahr 2030 zeigt einen Wiederanstieg, der im Zubau erneuerbarer Energien begründet ist. In einem Referenzszenario, das entlang des Netzentwicklungsplans und anderen politischen Planungen entwickelt wurde, zeigte das Jahr 2030 im Mittel 305 negative Preisstunden.

11,5 % der Onshore-Winderzeugung fällt hier in Zeiträume negativer Preise. In Wetterjahren mit

vielen Stunden mit negativen Preisen stieg dieser Wert auf bis zu 18 % an. Photovoltaikanlagen waren deutlich weniger stark betroffen: Hier entfielen nur 4,5 % Erzeugungsanteil auf diese Zeiträume. Der § 51 EEG deckt hohe Anteile dieser Mengen ab, insbesondere die neue 4-h-Regel wird bei einem hohen Niveau negativer Strompreise in vielen Fällen greifen. Betreiber werden dies in den Geboten in den Ausschreibungen für erneuerbare Energien berücksichtigen müssen. Drei Sensitivitätsrechnungen zeigten, erstens, dass ohne die angenommene flexible Stromnachfrage von Elektromobilität, Wärmepumpen oder Power-to-Gas sich die Anzahl negativer Preise um 28 % erhöhte. Zweitens führte die Anhebung der EE-Ziele um 50 TWh bei Onshore-Anlagen zu deutlich mehr Stunden mit negativen Preisen als bei einer bezogen auf Erzeugung gleichen Anhebung der Menge von PV-Anlagen. Drittens hat eine Flexibilisierung aller Gaskraftwerke mit Wärmeauskopplung modellseitig das Auftreten negativer Strompreise im Jahr 2030 um 66 % reduziert.

Negative Strompreise übernehmen in Zeiten niedriger Nachfrage und hoher inflexibler Erzeugung eine Vermittlerrolle. Sie objektivieren den systemweiten Aushandlungsprozess, welche Stromerzeuger bei niedriger Nachfrage die Stromerzeugung drosseln müssen. Solange thermische Kraftwerke mit negativen Geboten erneuerbaren Strom in den Spotmärkten verdrängen, sichern negative Gebote die vorrangige erneuerbare Einspeisung ab. Das hat insofern auch einen volkswirtschaftlichen Mehrwert, als dass das Ziel eines bestimmten Anteils erneuerbaren Stroms sonst nur mit zusätzlichen Anlagen erreicht werden könnte. Ganz praktisch heißt das: Regelte eine Windkraftanlage an Land im Jahr 2030 11,5 % des produzierbaren Stroms ab, den sie wie oben beschrieben während negativer Preise erzeugt, müssen rund 11,5 %¹ mehr Windkraftanlagen gebaut werden, um in Summe gleich viel Strom zu produzieren. Demgegenüber können negative Strompreise allerdings auch zu einer geringeren Kosteneffizienz des Stromversorgungssystems führen und ineffiziente Stromverbräuche anreizen.

Neben dem Ausscheiden von Altanlagen aus der finanziellen Förderung, sind besonders der Kernkraft-, der Kohleausstieg und die Flexibilisierung aller verbleibenden thermischen Kraftwerke (insbesondere Biomasse, Gas-KWK) ein Garant für das Vermeiden von nicht notwendigen Überschusssituationen und negativer Preise.

¹ Da der Strommarkt ein nichtlineares System ist, weicht der genaue Wert ab.

2. EINLEITUNG

Im Elektrizitätssystem muss jederzeit im gleichen Maße Strom eingespeist wie ausgespeist werden. Nun können weder Stromverbraucher noch Stromerzeuger ungehindert flexibel dieses Gleichgewicht aus Angebot und Nachfrage einstellen; sie haben dabei technische und wirtschaftliche Restriktionen zu beachten. Lagerbar ist das Handelsgut Strom nicht, technisch speicherbar ebenfalls nur begrenzt. Was geschieht nun, wenn eine hohe inflexible Stromerzeugung auf einen niedrigen inflexiblen Stromverbrauch trifft?

Der Strompreis sinkt soweit, bis ein Akteur bereit ist, trotz seiner individuellen wirtschaftlichen oder technischen Restriktionen die Stromerzeugung zu drosseln oder die Stromnachfrage zu erhöhen. Dabei sinkt dieser Strompreis immer häufiger und länger auch ins Negative und eine für außenstehende oft befremdliche Situation entsteht: Der Verbrauch wertvoller Energie wird bezahlt, obwohl doch jede und jeder angehalten ist, damit sparsam und effizient umzugehen. Der genaue Blick offenbart jedoch, dass in diesen Situationen voller Inflexibilität der Strompreis als objektiver Mittler den notwendigen Aushandlungsprozess übernimmt, welcher Akteur zu den geringsten Kosten bereit ist, doch noch Flexibilität bereitzustellen. Dies ist eine wichtige Funktionalität von Strommärkten, gerade bei hohen Anteilen inflexibler thermischer Kraftwerke und geförderter erneuerbarer Energien. Negative Strompreise dienen so auch als Investitionssignal zur Flexibilisierung, sie bestrafen die Stromerzeugung zur falschen Zeit, lenken Investitionen in flexible oder systemdienliche erneuerbare und konventionelle Kraftwerkskapazitäten bzw. deren Ertüchtigung und Betriebsweise.

Negative Preise haben jedoch auch eine Kehrseite: Sie mindern die Kosteneffizienz der Stromerzeugung und -versorgung und können energieineffiziente Verbräuche anregen. Grundsätzlich treten negative Strompreise besonders aufgrund der Frühphase des Fördersystems für erneuerbare Energien auf. Die Regelungen zur Förderung dieser Altanlagen verhindern, dass deren Betreiber und Vermarkter negative Preise finanziell berücksichtigen müssen.

Auch wenn negative Preise deshalb an sich keinen anzustrebenden Zielzustand an Strommärkten darstellen, dienen sie als Barometer, inwiefern ausreichend Flexibilität aufseiten der Stromerzeugung und des -verbrauchs bereitstehen, um die Inflexibilität durch starre Stromverbräuche und Stromerzeuger aufzufangen. Dieser Barometer der Inflexibilität wird in dieser Studie zunächst historisch untersucht. Auf Basis dieser Erkenntnisse erfolgt eine Prognose negativer Preise bis ins Jahr 2023 und für das Jahr 2030 Sensitivitätsanalysen, die eine Abschätzung der weiteren Entwicklung negativen Preise ermöglicht.

3. HISTORISCHE ANALYSE NEGATIVER STROMPREISE

3.1. ANALYSE VON HÄUFIGKEIT UND HÖHE

Seit 2015 bewegt sich die Anzahl negativer Strompreisstunden (Day-Ahead) zwischen 97 (2016) und 298 (2020). Das sind zwischen 1,1 und 3,1 Prozent der Stunden eines Jahres. Häufig treten sie gebündelt auf, wie sich bei der Zählung von Stunden mit vier bzw. sechs und mehr negativen Preisen in Folge zeigt. Diese sind für Erneuerbare-Energien(EE)-Anlagen besonders relevant, da der § 51 des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes für diese Zeiträume² die Auszahlung der Marktprämie aussetzt. Gerade in Jahren mit vielen negativen Preisen machen die 6-h-Zeiträume deutlich mehr als die Hälfte der negativen Preise aus. Der Unterschied zwischen 4-h-Zeiträumen und allen Zeiträumen mit negativen Preisen ist häufig nur noch gering.

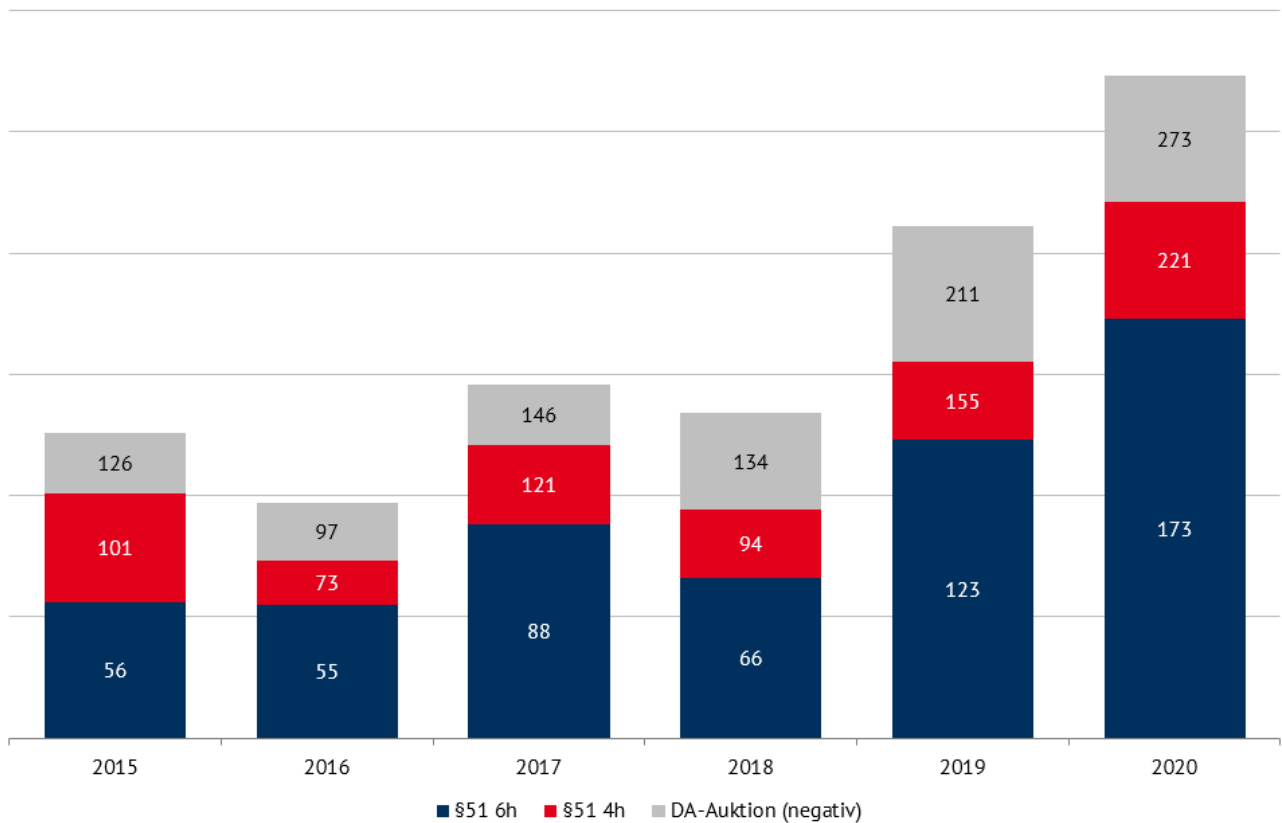


Abbildung 1: Gesamtstundenzahl zu negativen Preisen gemäß Day-Ahead-Auktion der EPEX Spot sowie ≥ 4 oder ≥ 6 Stunden in Folge negativ gemäß §51, 2020 exklusive Dezember

Negative Strompreise können nicht nur im deutschen Strommarkt beobachtet werden. Da die europäischen Strommärkte gekoppelt sind und auch in anderen Ländern Situationen mit hoher

² Sechs Stunden oder mehr in Folge für bestimmte Anlagen mit Inbetriebnahme ab 1. Januar 2016, vier Stunden in Folge für bestimmte Anlagen mit Inbetriebnahme ab 2021.

Erzeuger- oder Verbraucherseitiger Inflexibilität auftreten, ist dieses Phänomen in Europa verbreitet. Die Entwicklung der Häufigkeit ist für ausgewählte Märkte und Handelsplätze in Abbildung 2 dargestellt. In Dänemark, das über ein Stromsystem mit bekanntlich besonders hohem Windenergieanteil bei der Stromerzeugung verfügt, hat es zwischen 2015 und 2019 ein stetes Wachstum an Stunden mit negativen Strompreisen gegeben. Nach Aufteilung des deutsch-österreichischen Marktgebiets haben die dortigen Strompreise in ihrer Häufigkeit abgenommen. Auch auf dem tschechischen Strommarkt hat mit der Marktaufteilung Deutschland-Österreich eine Reduktion dieser Ereignisse eingesetzt, kann aber nicht zweifelsfrei darauf zurückgeführt werden. In Belgien und Frankreich sind negative Strompreise noch ein junges Phänomen. In Frankreich hat sich der Trend zu mehr negativen Preisen im Jahr 2020 verstetigt, wie weitergehende Analysen zeigten.

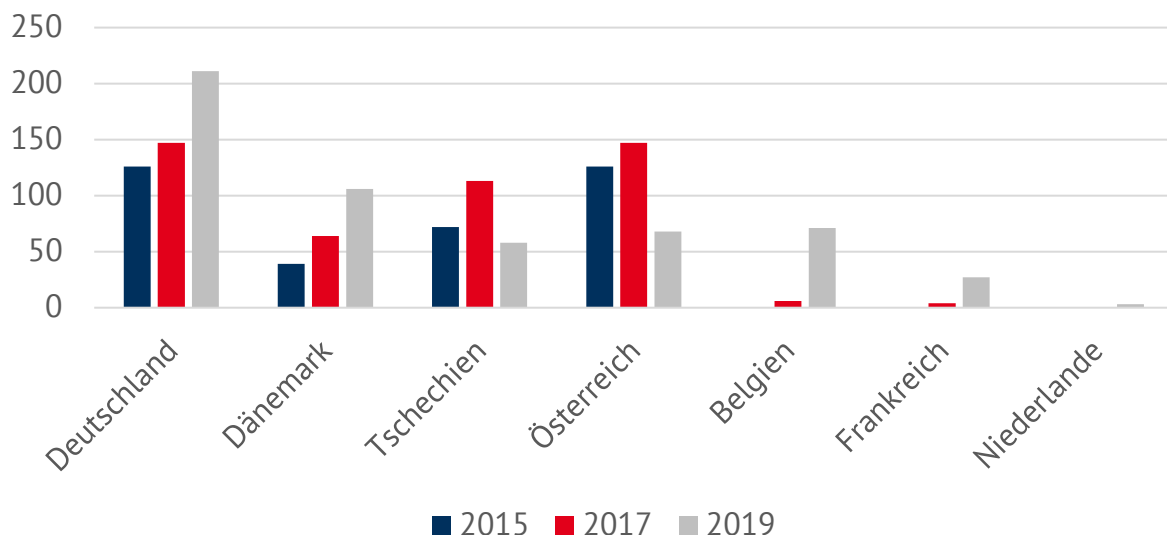


Abbildung 2: Anzahl stündlicher negativer Strompreise in Deutschland verglichen zu ausgewählten Nachbarländern an den Day-Ahead-Märkten

Eine detaillierte Analyse des zeitlichen Auftretens negativer Strompreise lässt Schlüsse auf die Abhängigkeit von Regelmäßigkeiten bezüglich der Jahres- und Tageszeit zu. In den beiden Diagrammen unter Abbildung 2 ist das Auftreten negativer Preise und entsprechender 4- bzw. 6-Stunden-Blöcken nach diesen Größen aufgeschlüsselt (siehe Abbildung 3 und 4). Negative Strompreise traten besonders häufig zwischen Dezember und Mai auf. Im Sommer und Herbst sind sie deutlich seltener. Daneben entstehen sie besonders nachts bei geringer Stromnachfrage und am späten Abend. Doch auch mittags werden sie häufiger, wo die Stromnachfrage zumindest wochentags hoch ist. Historische Analysen zu beispielsweise der Abhängigkeit von Wochentagen sind bereits an anderer Stelle erfolgt. Sie zeigten eine Abhängigkeit von Situationen mit niedriger Stromnachfrage am Wochenende oder an Feiertagen (Bundesnetzagentur, 2019).

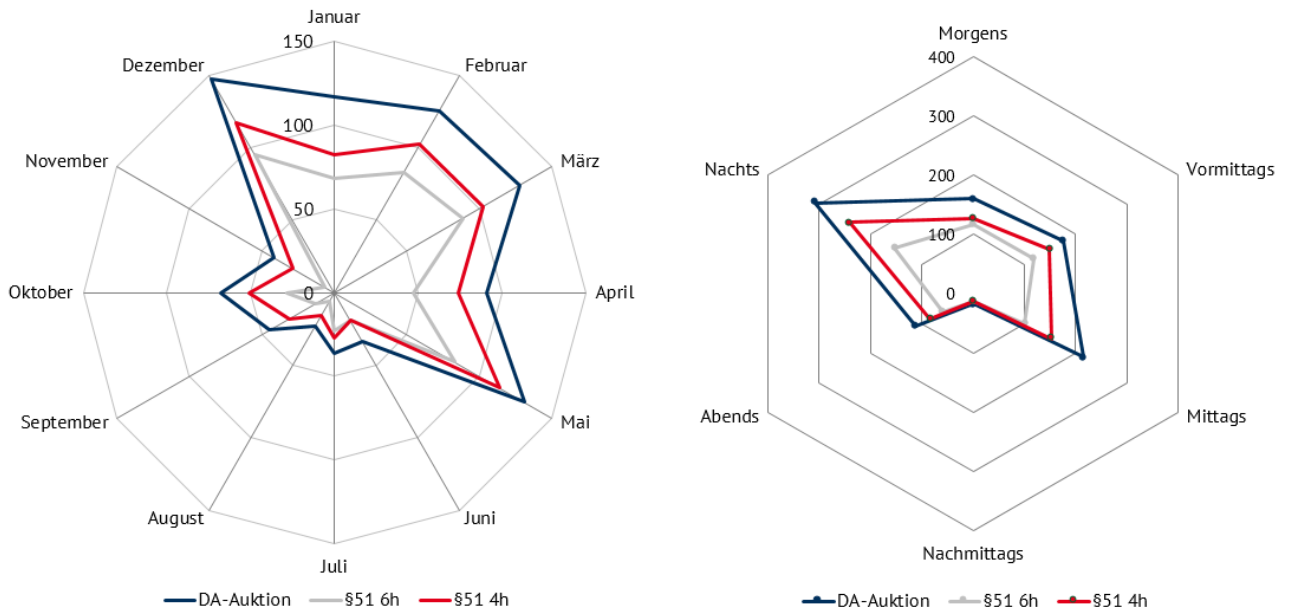


Abbildung 3: Schwerpunkte des Auftretens negativer Preise in der Day-Ahead-Auktion der EPEX Spot über den Zeitraum 2015 bis einschließlich Dezember 2020

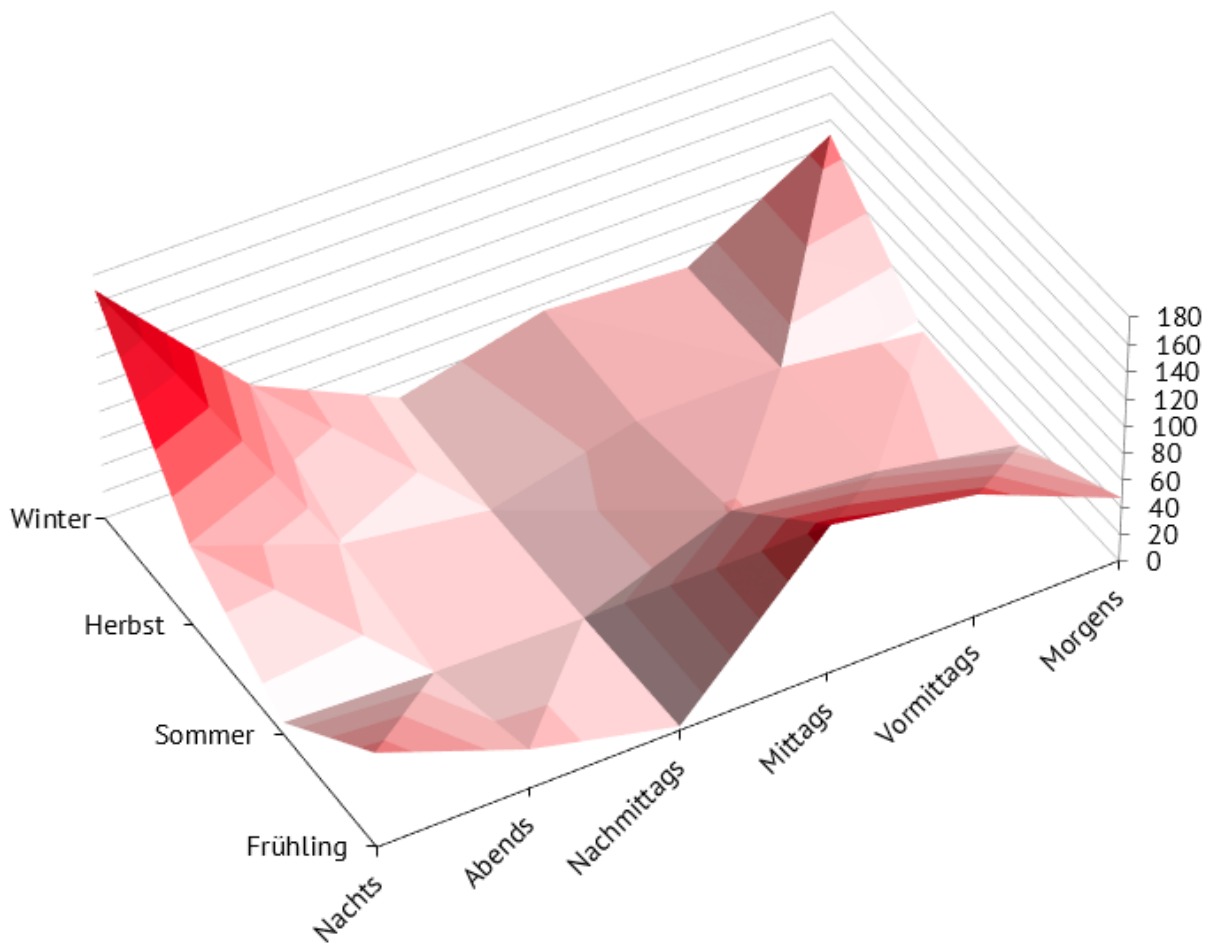


Abbildung 4: kombinierte Heatmap der negativen Preisstunden in der Day-Ahead-Auktion der EPEX Spot von 2015 bis Dezember 2020

Eine kombinierte Analyse von Saisonalität und Tageszeit bringt weitere Erkenntnisse. In Abbildung 4 zeigt sich, dass negative Strompreise im Winter verstärkt in der Nacht bzw. um die Nacht herum auftreten, im Sommer und insbesondere im Frühling vermehrt mittags oder vormittags. Im Sommer und Herbst sind eher wenige negative Preise zu erkennen, die tageszeitliche Verteilung fällt nicht sehr deutlich ins Auge. Im Winter ist der Unterschied zwischen Nacht- und Tagesstunden hingegen klar erkennbar.

3.2. EINSPEISUNG VON THERMISCHEN KRAFTWERKEN WÄHREND NEGATIVER STROMPREISE

Die Einspeisung von Gas-, Kernkraft-, Braun- & Steinkohlekraftwerken während negativer Preise zeigt ihre Fähigkeit, flexibel mit Situationen niedriger Nachfrage und hoher Einspeisung Erneuerbarer umzugehen. Der Bericht über die Mindesterzeugung der Bundesnetzagentur³ ermittelt einen konventionellen Erzeugungssockel von rund 14 bis über 19 Gigawatt Leistung. Während das diesbezügliche Verhalten von Gaskraftwerken von fortdauernder Relevanz für die Integration erneuerbarer Energien in das Stromsystem ist, reduziert der Ausstieg aus Kernkraft und Kohle deren Relevanz. Die beiden Technologiegruppen werden im Folgenden getrennt behandelt; auch, weil bei Gaskraftwerken die Fahrweise wärmegeführter Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen eine besondere Rolle für die Flexibilität spielt.

In den folgenden Abbildungen ist die normierte⁴ Netzeinspeisung gemäß ENTSO-E gegen den jeweiligen stündlichen Strompreis für die Jahre 2015, 2017 und 2019 aufgetragen. Die Farbtintensität der Abbildungen beschreibt die Häufigkeit eines Betriebszustandes.

³ (Bundesnetzagentur, 2019)

⁴ Normierung der Kohlekraftwerke über maximale Einspeisung je Kalendermonat und der Kernkraft über maximale Erzeugung binnen 24 Stunden

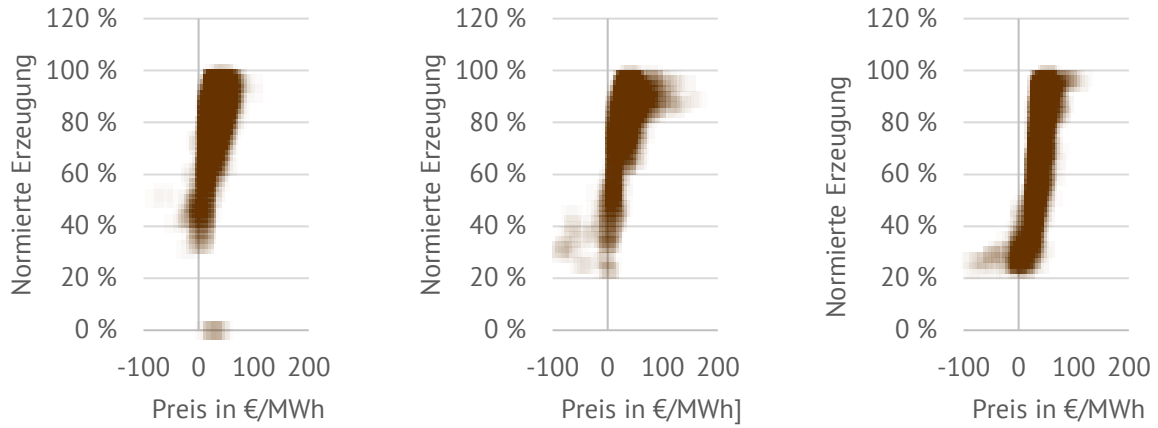


Abbildung 5 a) - c): normierte Braunkohleerzeugung in den Jahren 2015, 2017 und 2019 [Quelle: eigene Berechnung anhand Daten von ENTSO-E „Generation per production type“ und EEX „EPEX Spot DE-AT / DE – LU Day – Ahead“]

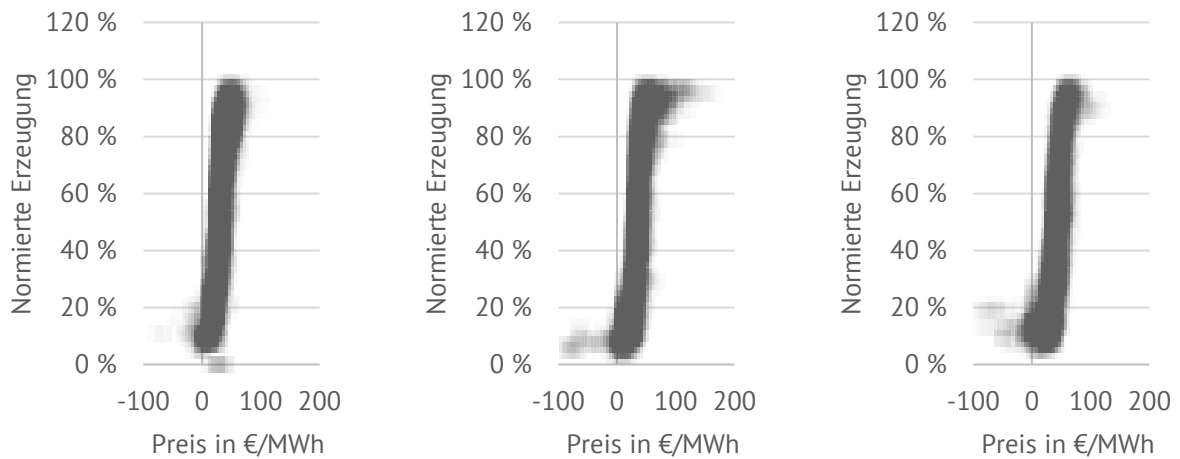


Abbildung 6 a) - c): normierte Steinkohleerzeugung in den Jahren 2015, 2017 und 2019 [Quelle: eigene Berechnung anhand Daten von ENTSO-E „Generation per production type“ und EEX „EPEX Spot DE-AT/DE-LU Day-Ahead“]

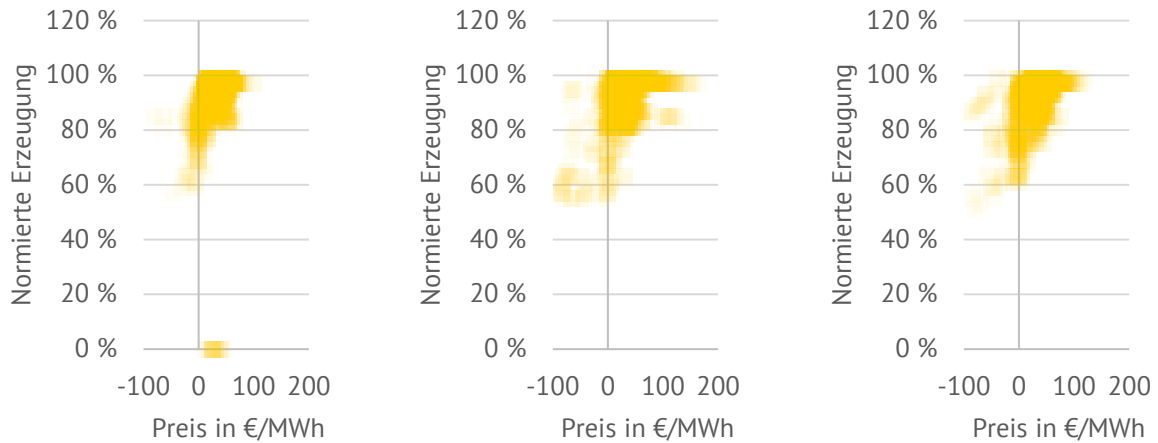


Abbildung 7 a) - c): normierte Kernenergieerzeugung in den Jahren 2015, 2017 und 2019 [Quelle: eigene Berechnung anhand Daten von ENTSO-E „Generation per production type“ und EEX „EPEX Spot DE-AT / DE-LU Day-Ahead“]

Die normierte Erzeugung zu negativen Preisen ermöglicht eine verallgemeinerte Beschreibung der technologiespezifischen Fähigkeiten, die eigene Leistung an die Stromnachfrage anzupassen. Kernkraftwerke senkten ihre Leistung nur geringfügig ein. Steinkohlekraftwerke zeigten mit im Jahresmittel stets über 86 % Lasteinsenkung eine hohe Flexibilität. Der sich verjüngende Braunkohlekraftwerksbestand zeigte von 2015 bis 2019 eine sich erhöhende Flexibilität.

Tabelle 1 – Entwicklung der durchschnittlichen normierten Erzeugung je Technologie bei negativen Preisen von 2015 – 2019 [Quelle: eigene Berechnung anhand Daten von ENTSO-E „Generation per production type“ und EEX „EPEX Spot DE-AT / DE-LU Day-Ahead“]

JAHR	BRAUNKOEHLE	STEINKOEHLE	KERNKRAFT
2015	48 %	13 %	80 %
2017	39 %	10 %	72 %
2019	30 %	14 %	75 %

Wie sehr die Kraftwerksflotte die Leistung einsenkt, hängt unter anderem von der Dauer des Niedrigpreisregimes unter dem darauffolgenden Hochpreisregimes ab. Start-Stopp-Kosten, vermiedene Kosten durch den Verkauf zu negativen Preisen und entgangene Erlöse beim nur kurzfristigen Hochfahren müssen gegeneinander abgewogen werden.

Die beiden Beispielzeiträume mit unterschiedlich langen negativen Preisen zeigen dies. In der oberen Abbildung senkten Kernkraftwerke um bis zu 10 % ein, Braunkohlekraftwerke auf bis zu 40 % der maximalen Erzeugung. In der unteren Abbildung senkte die Kernkraft etwa vier Mal so stark ein, Braunkohlekraftwerke auf bis unter 10 % der maximalen Erzeugung.

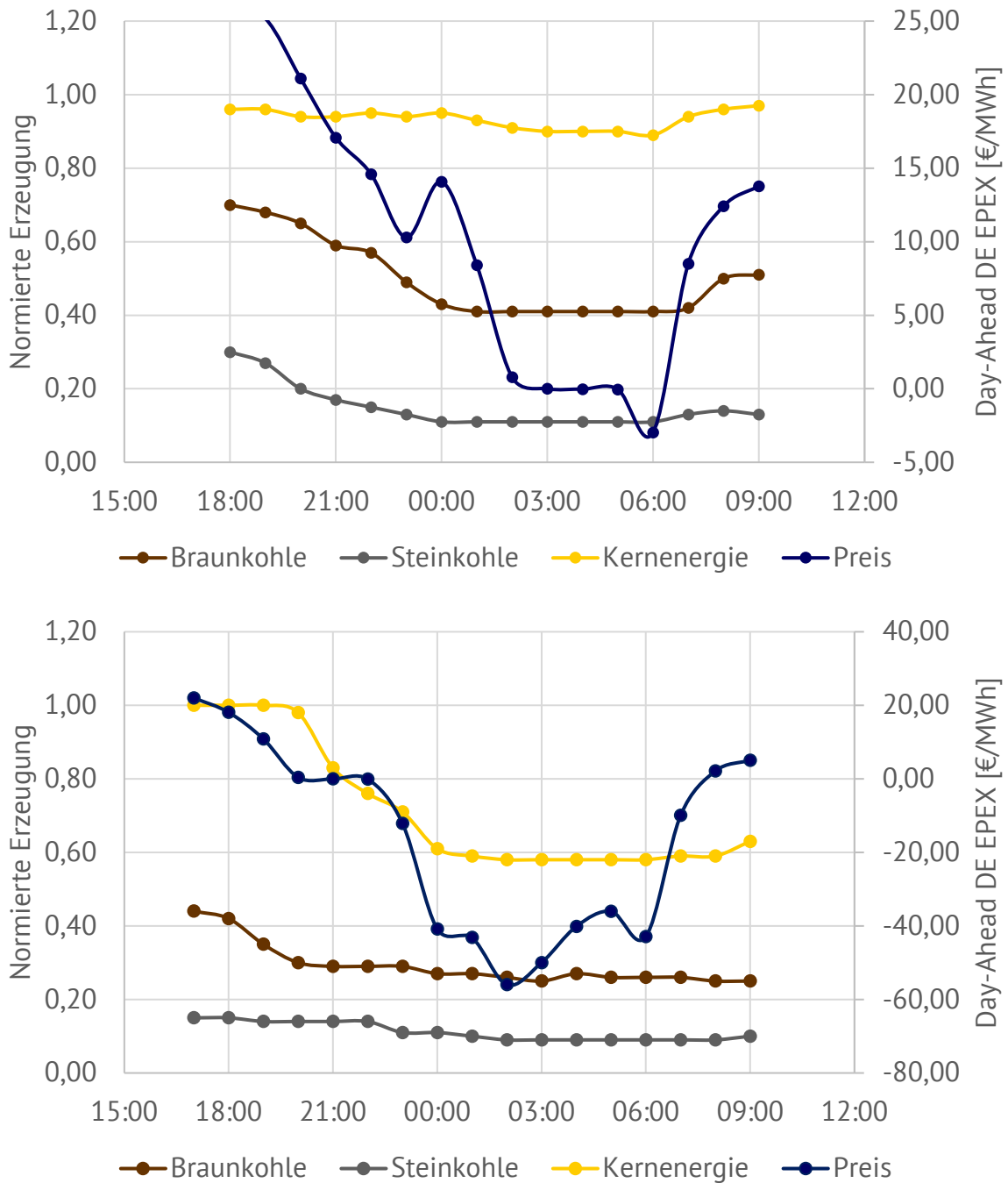


Abbildung 8: Entwicklung der Stromerzeugung bei vier Stunden (oben, 29.-30.01.2016) und elf Stunden (unten, 23.-24.12.2017) negativen Preisen [Quelle: eigene Berechnung anhand Daten von ENTSO-E „Generation per production type“ und EEX „EPEX Spot DE-AT Day-Ahead“]

Gaskraftwerke sollen auch im künftigen Stromsystem eine tragende Säule darstellen. Ihr Verhalten bei negativen Strompreisen ist besonders relevant. Vergleichen wir daher im Folgenden das Verhalten von vier verschiedenen Gaskraftwerken bzw. Kraftwerksblöcken.

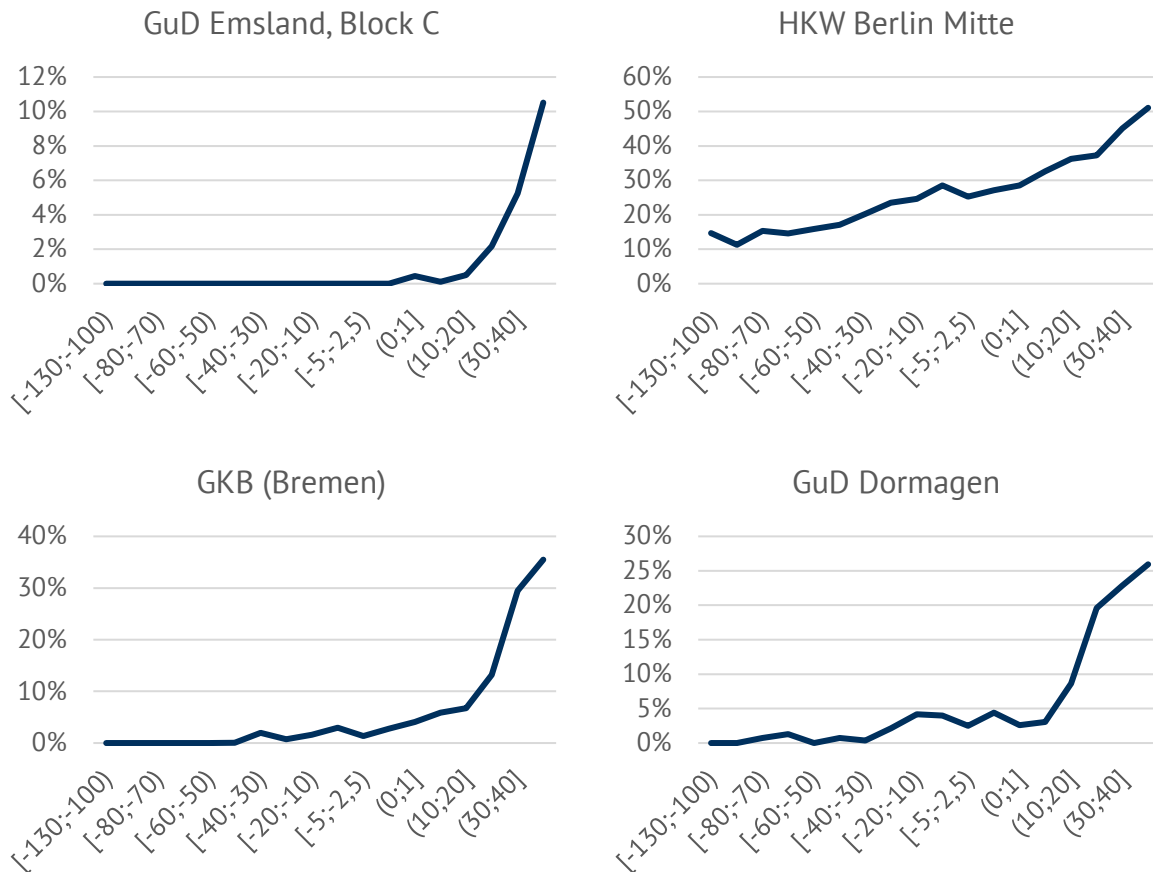


Abbildung 9: normierte Einspeisung gemäß Höchstlast in Zeiten bestimmter EPEX-DA Preisintervalle [Daten: ab 2015 (unterschiedlich, je nach Verfügbarkeit), ENTSO-E Generation und EPEX Spot DA]

Das GuD Emsland, Block C wies eine flexible Fahrweise auf und war in der Lage, keinen Strom zu produzieren, wenn der Strompreis negativ wurde. Das GuD Emsland koppelt Prozessdampf aus, die stromseitige Flexibilität ist dadurch jedoch nicht beeinträchtigt. Das HKW Mitte (Berlin) versorgte hingegen ein Wärmenetz und die stromseitige Flexibilität war begrenzt, denn auch zu negativen Preisen wurde 10 bis 30 % der elektrischen Leistung ins Stromnetz eingespeist. Ähnliches lässt sich auch für andere ins Wärmenetze einspeisende Kraftwerke zeigen. In deutlich geringerem Umfang ist eine leicht erhöhte Inflexibilität auch beim GKB (Bremen) zu beobachten. Es speist Strom in das Bahnnetz ein und unterliegt hierdurch technischen Restriktionen, sodass auch hier das Börsenstrompreissignal nicht in jeder Situation unmittelbar wirkt. Das GuD Dormagen hingegen liefert Strom und Dampf für den Chempark Dormagen und bewegt sich damit u. a. im Umfeld der industriellen Eigenerzeugung, sodass Fragen der Stromnebenkosten die Wirkung des Strompreissignals verändern.

Zusammenfassend lässt sich eine hohe Heterogenität der Anwendungsfälle, eine insgesamt hohe Lastsenkungs-Flexibilität und eine spürbare Behinderung dieser durch Wärmeauskopplung konstatieren.

3.3. MENGE ERNEUERBARER ENERGIEN WÄHREND NEGATIVER STROMPREISE

Während negative Strompreise seit 2015 jährlich zwischen 1,1 und 3,1 Prozent der Zeit ausmachten, überstieg die erneuerbare Strommenge, die in diesen Zeiträumen eingespeist wurde, diese Werte insbesondere in jüngerer Vergangenheit deutlich. Damit zeigt sich auch, dass in Zeiten hoher EE-Erzeugung sehr häufig Stunden negativer Strompreise auftreten und diese Teil der inflexiblen Erzeugungsleistung sind, die die negativen Strompreise bedingen.

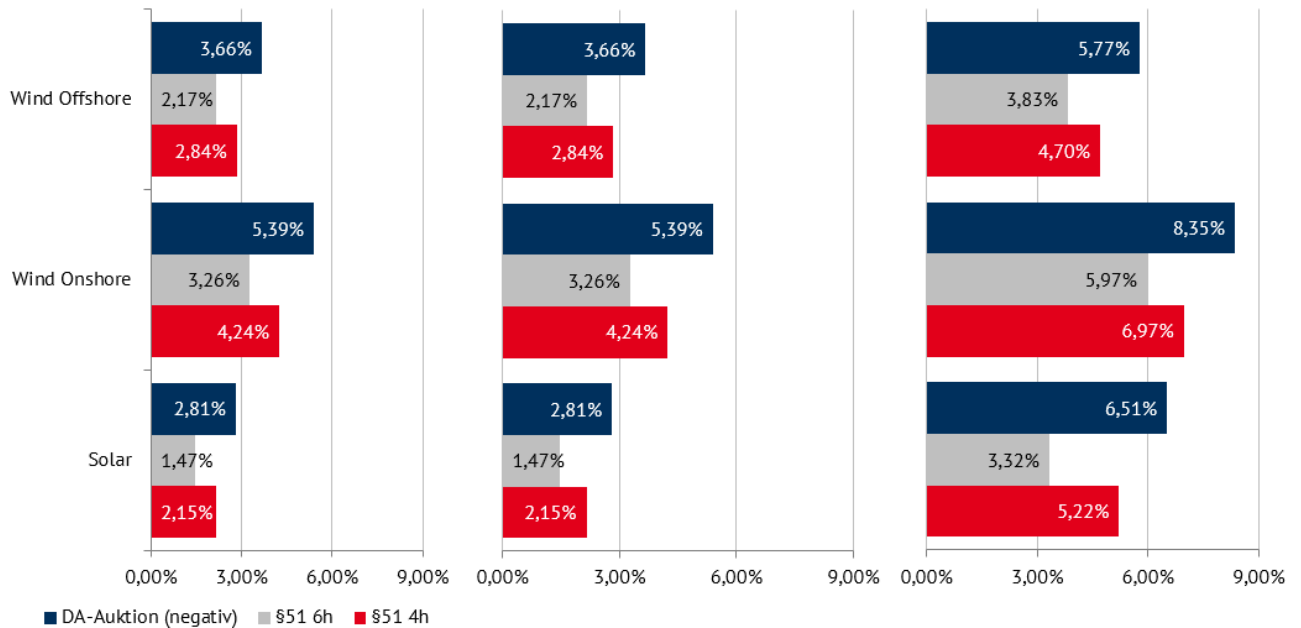


Abbildung 10: prozentuale Einspeisung zu negativen Preisstunden (von links: 2015 bis Dez. 2020, 2019, 2020 exklusive Dez.)

In Abbildung 10 sticht hervor, dass Onshore-Windkraft in den ersten elf Monaten des Jahres 2020 8,35 % der Strommengen in Stunden mit negativen Preisen produzierte. Auch die Photovoltaik erreichte mit 6,51 % im Jahr 2020 einen hohen Anteil an Erzeugung während negativer Strompreise. Wind- und Solaranlagen sind aus technischer Sicht einseitig flexibel, also abregelbar. Die finanzielle Förderung über das EEG führt jedoch dazu, dass auch während negativer Strompreise die mehrheitliche wirtschaftliche Einspeisung erfolgt. Mehrheitlich deswegen, weil derjenige wachsende Teil der EEG-Anlagen, für den der § 51-EEG Anwendung findet, ab vier oder sechs Stunden mit negativen Preisen keine Förderung erhält. Bei Windkraftanlagen machten 2020 die Mengen, die in den Zeitraum von § 51 (6 h) fallen, 71 % der Mengen zu negativen Preisen aus. Bei Photovoltaikanlagen waren es bloß 51 %. Mit der Einführung des 4-h-Kriteriums im § 51 wären 2020 Solaranlagen mit 80 % deutlich häufiger betroffen gewesen, bei Wind an Land wäre der Wert mit 84 % jedoch immer noch höher gewesen. Die Änderung hat demnach eine größere Auswirkung auf Photovoltaikanlagen.

3.4. GEBOTSKURVENANALYSE DAY-AHEAD-MARKT BEI NEGATIVEN PREISEN

Der Angebotsüberhang⁵, der bei der Day-Ahead-Auktion der EPEX Spot mit negativem Resultat entsteht, hat eine Aussagekraft darüber, wie viel Stromangebot oder -nachfrage in MW den Marktpreis negativ hat werden lassen. Andersherum kann daraus auch abgeleitet werden, wie viel zusätzliche (flexible) Nachfrage in dieser Stunde notwendig gewesen wäre, um einen negativen Preis zu verhindern. Abbildung 11 stellt diese exemplarisch dar. Bildet man die Differenz aus den angebots- und nachfrageseitigen Geboten zu 0 EUR/MWh, so erhält man die oben beschriebene Kennzahl (Angebotsüberhang/fehlende Nachfrage). Verschiebt man die Angebotskurve um 1.000 MW nach links (bzw. die Nachfragekurve nach rechts), so bildet der neue Schnittpunkt beider Gebotskurven einen Preis von 0 EUR/MWh. Folglich beträgt der Angebotsüberhang bzw. die fehlende Nachfrage in diesem Beispiel 1.000 MW.

Der praktische Nutzen dieser Kennzahl liegt in der Quantifizierung des Flexibilitätsbedarfs zur Vermeidung negativer Preise. Da über den Day-Ahead-Markt nicht die gesamte Stromnachfrage vermarktet wird, begrenzt sich die diesbezügliche Aussagekraft auf den dort gehandelten Anteil. Der durchschnittliche Angebotsüberhang in den ersten neun Monaten des Jahres 2020 lag bei 1845 MW, während er 2019 noch 2648 MW betrug. Zum Vergleich: In etwa die vierfache Leistung an Kernkraftwerken war in diesem Zeitraum installiert. Der monatsdurchschnittlich größte Angebotsüberhang trat im Juni 2019 auf und betrug über sieben Gigawatt.

Dieser Vergleich ist sehr interessant bezüglich der Einschätzung, welchen Einfluss der Kernkraftausstieg auf die Bildung negativer Preise hat. Die Day-Ahead-Auktion hätte ohne die impliziten oder expliziten Gebote, die der Mindestherzeugung der Kernkraftwerke zuzuordnen ist, ein positives Ergebnis gefunden. Das ist ein Anzeichen dafür, dass negative Strompreise mit dem Kernkraftausstieg zunächst seltener werden. Wie die Ergebnisse von Kapitel 4 zeigen, bestätigt die fundamentale Strompreisanalyse diese Vermutung.

⁵ Wir definieren den Angebotsüberhang hier als die Differenz der zu 0 EUR/MWh angebotenen oder nachgefragten Strommenge.

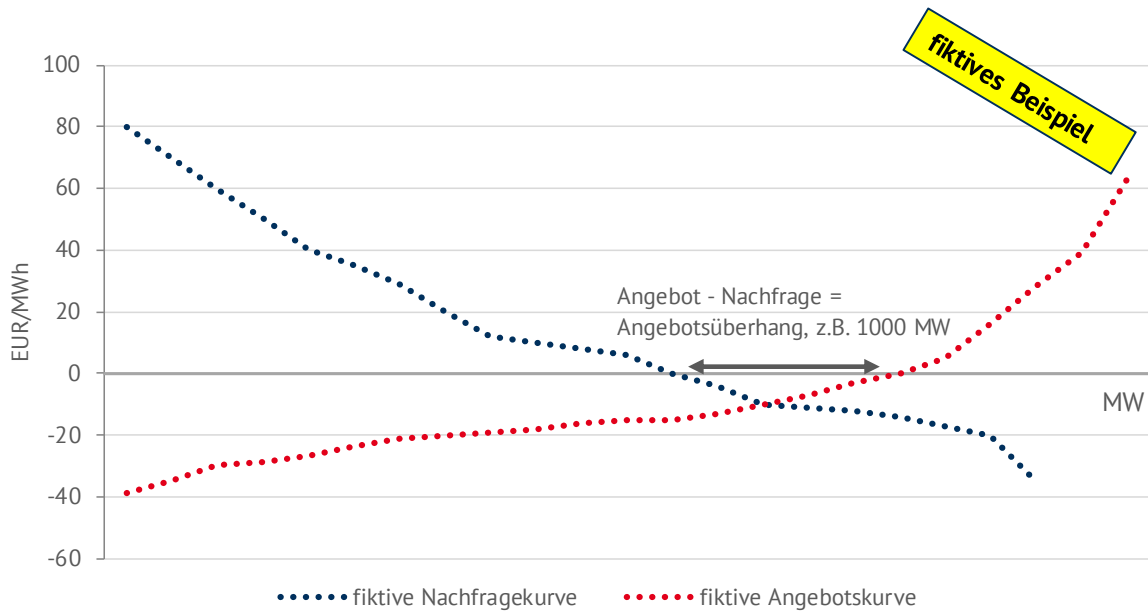


Abbildung 11: exemplarische Skizze der Gebotskurven in einer Handelsstunde der Day-Ahead-Auktion an der EPEX Spot

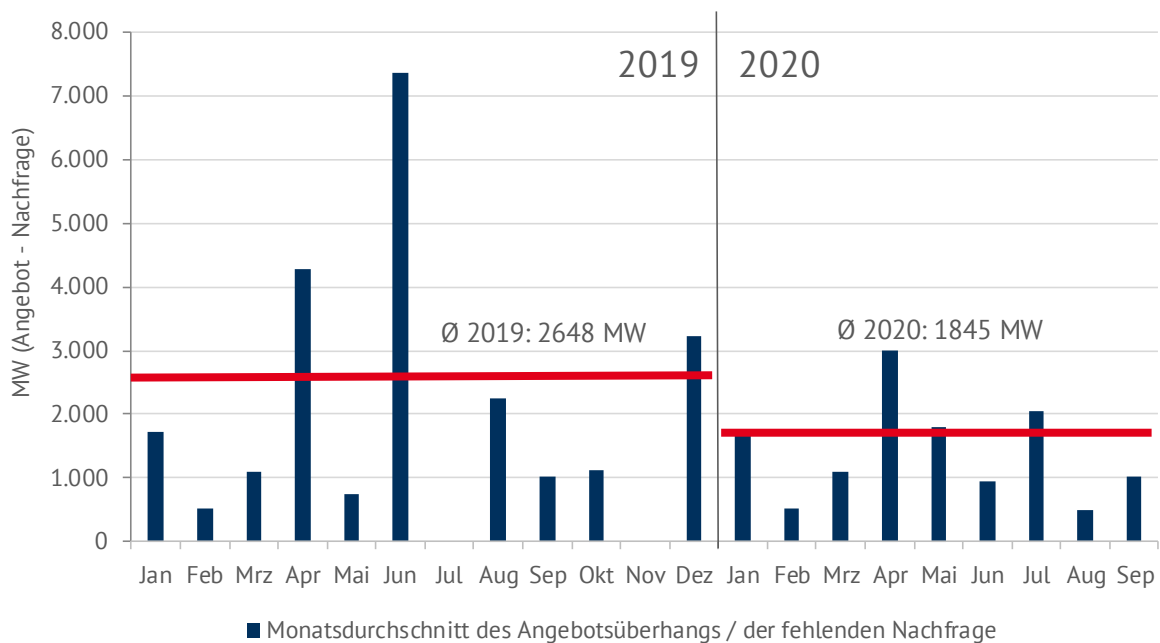


Abbildung 12: monatlicher, durchschnittlicher Angebotsüberhang/fehlende Nachfrage während negativer Preise in 2019 und 2020 [Eigene Darstellung nach EPEX Spot]

3.5. NEGATIVE MERIT-ORDER

Anhand einer Gebotskurvenanalyse des Day-Ahead-Markts der EPEX Spot können außerdem Informationen über Kauf- und Verkaufsgbote zu Zeiten negative Preise gewonnen werden. Daraus lässt sich die stundenscharfe negative Merit-Order der deutschen Stromerzeuger ableiten.

Aufgrund der Anonymität der Börsenhandelsteilnehmer ist zwar keine definitive Zuweisung der Gebote zu Erzeugungstechnologien möglich. Basierend auf den öffentlich bekannten Fördersätzen erneuerbarer Energien je Zubaujahr sowie den Eigenheiten verschiedener Vermarktungsformen und -strategien sind jedoch schematische Abschätzungen möglich. Abbildung 13 zeigt diese exemplarisch für die Stunde 13 des Beispieltags 18.03.2019 – eine Stunde mit besonders hoher Wind- (rd. 37 GW) und Solareinspeisung (rd. 15 GW) bei gleichzeitig vergleichsweise niedriger Tagesdurchschnittstemperatur in Deutschland (rd. 4,5 °C).

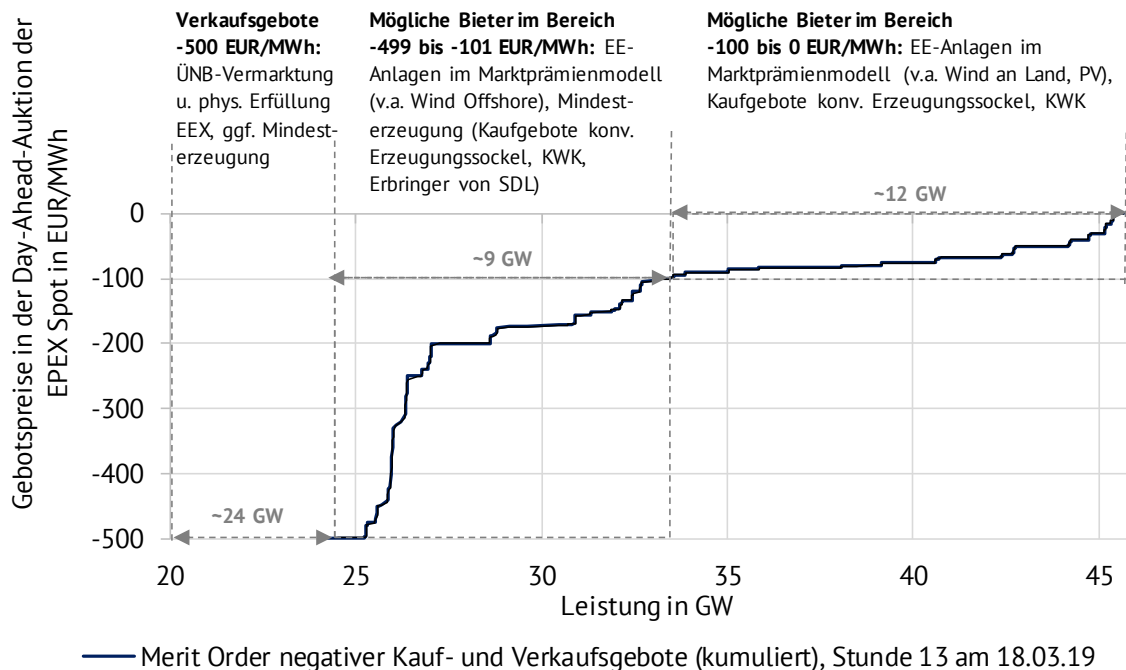


Abbildung 13: negative Merit-Order und schemenhafte Darstellung der zu negativen Preisen bietenden Marktakteure, EPEX Day-Ahead-Auktion in der Stunde 13 des 18. März 2019 [Eigene Darstellung nach EPEX Spot]

Anhand der Abstufung der negativen Kauf- und Verkaufsgebote in dieser Stunde können die verschiedenen Stromerzeuger mit Negativgeboten mit Blick auf ihre Vermarktungssituation schematisch beschrieben werden. Dabei fällt der Block der unlimitierten Verkaufsgebote zum Preis von -500 EUR/MWh ins Auge. In der dargestellten Beispielstunde umfasst dieser rund 24 GW. Die durch die Übertragungsnetzbetreiber pflichtvermarkteten Anlagen in der Festvergütung (größtenteils PV-Kleinanlagen, sehr kleiner Anteil Onshore-Wind und Biomasse) machen den Großteil dieser Anlagen aus, gefolgt von physisch erfüllten EEX-Futuregeschäften⁶. Gebote der Mindest-erzeugung sind für diesen Bereich ebenfalls nicht auszuschließen. Deren exaktes

⁶ Gemäß Monitoringbericht 2019 (Bundesnetzagentur, 2020) wurden 2019 durchschnittlich 2 GW/h der EEX-Futures physisch erfüllt.

Gebotsverhalten kann aber nicht abschließend nachvollzogen werden. Beispiele für die Mindestenerzeugung sind Anbieter negativer Regelleistung (Vorhaltung, Besicherung) oder anderer Systemdienstleistungen sowie der konventionelle Erzeugungssockel (s. Kapitel 3.2) inklusive inflexibler KWK-Anlagen mit Wärmeauskopplung. Der Großteil der Gebote dieser Akteure wird im Bereich -500 EUR/MWh bis -101 EUR/MWh vermutet.⁷

Die anzulegenden Werte für erneuerbare Energien im Marktprämienmodell bestimmen, ab welchem negativen Börsenpreis sich die Vermarktung der Anlage nicht mehr lohnt. Diese Anlagen können ihren Strom unterhalb eines negativen Preisniveaus, das dem Betrag ihres anzulegenden Wertes entspricht, nicht gewinnbringend in das Netz einspeisen. Insofern im Direktvermarktungsvertrag keine abweichenden Vereinbarungen zum Umgang mit negativen Preisen getroffen wurden⁸, wird die Anlage abregelt bzw. der Strom möglichst anderweitig genutzt. Die negative Merit-Order spiegelt die Struktur dieser anzulegenden Werte daher zum Teil wider. Beispielsweise fällt ein großer Teil negativer Verkaufsgebote in den Bereich -100 bis -40 EUR/MWh. Dies deckt sich mit den anzulegenden Werten vieler direktvermarkteter Solar- und Windanlagen an Land.

⁷ Laut der Marktbefragung im Bericht über die Mindestenerzeugung (Bundesnetzagentur, 2019) würden 48 % der Betreiber von Anlagen mit Kraftwärmeauskopplung auch bei -100 €/MWh „nie“ herunterfahren, 41 % aller befragten Betreiber würden ihr Kraftwerk unabhängig vom Preisniveau „nie“ vollständig herunterfahren.

⁸ Zum Beispiel kann eine Abregelung bereits bei betragsmäßig niedrigeren negativen Preisen als dem anzulegenden Wert vereinbart werden.

4. PROGNOSE DER HÄUFIGKEIT VON NEGATIVEN STROMPREISEN BIS 2023

Über die liquide gehandelten Strommärkte für die nächsten drei Jahre sind vergleichsweise viele Informationen für eine Prognose vorhanden – solange keine unerwarteten Krisen auftreten. Durch lange Projektphasen für neue Kraftwerke, durch Anmeldungen und teils öffentliche Planungen um Kraftwerksschließungen sowie der kurzfristig gut vorhersehbaren Stromnachfrage, lassen sich in diesem Zeitfenster auch Prognosen für das Vorkommen negativer Preise anstellen. Entwicklungen mit einem längeren Zeithorizont werden hingegen szenarienbasiert untersucht, um denkbare und wahrscheinliche Entwicklungen zu analysieren.

Natürlich verbleiben auch im Terminmarkthorizont eine ganze Reihe Unwägbarkeiten, von denen für die Prognose negativer Strompreise sich der krisenbehaftete Einbruch der Stromnachfrage und Wetter-Kalendereffekte als zentrale Größen herausgestellt haben. Für diese Prognose werden die Wetterjahre 1985 bis 2016 ungewichtet in einer Schwarmmodellierung über das fundamentale, europäische Strommarktmodell Power2Sim verwendet. So treffen 32 Wetterjahre auf die insbesondere vom Kalender abhängige Stromnachfrage 2021 bis 2023. Hierbei sind zwei Vorgehensweisen etabliert: die Annahme fester Vollbenutzungsstunden mit variierenden stündlichen Profilen oder die gleichzeitige Variation der Vollbenutzungsstunden nach historischem Ertragspotenzial des betreffenden Wetterjahres.

Das Wetter ändert einerseits die Menge sowie andererseits den Zeitpunkt der Einspeisung von Wind- und Solaranlagen. Da das Zustandekommen von negativen Preisen in hohem Maße vom Kalendertags-abhängigen Stromverbrauch abhängt, wirkt das Wetter als zufällige Variable bei der Prognose doppelt. Vereinfacht gesagt ist sowohl die Frage wie viel Sonnenstrom im Frühling eingespeist relevant als auch, ob das verbrauchsschwache Ostern sonnig ist – oder nur die Werktage mit ihrem höheren Stromverbrauch.

4.1. PROGNOSE IN ABHÄNGIGKEIT DES KALENDEREFFEKTS

Betrachtet man lediglich den Kalendereffekt bei konstanten Vollbenutzungsstunden, so reduziert sich in den drei Jahren bis zum vollzogenen Kernkraftausstieg die Anzahl negativer Strompreise von 200 auf 74. Dies sind die mittleren Ergebnisse aus der Modellierung mit dem Profil von 32 Wetterjahren (1985 bis 2016). Die Anzahl der Stunden, die von § 51 betroffen sind, fallen

ebenfalls im gleichen Umfang. Dabei ist der relative Anteil negativer Preise innerhalb dieser Zeitfenster deutlich größer als in der Historie und nimmt weiter zu⁹.

Der Kalendereffekt lässt sich auf eine Schwankungsbreite (P₂₅ bis P₇₅) von 60 negativen Stunden im Jahr 2021 um den Mittelwert feststellen. Die weitere Schwankungsbreite liegt bei 256 bis 149. Das bedeutet, treten die Windfronten und hohen Solarerträge zufällig besonders häufig an Wochenenden und Feiertagen auf, erhöht sich die Prognose von 200 auf 256. Fallen sie hingegen vermehrt auf Werkstage, reduziert sie sich auf 149.

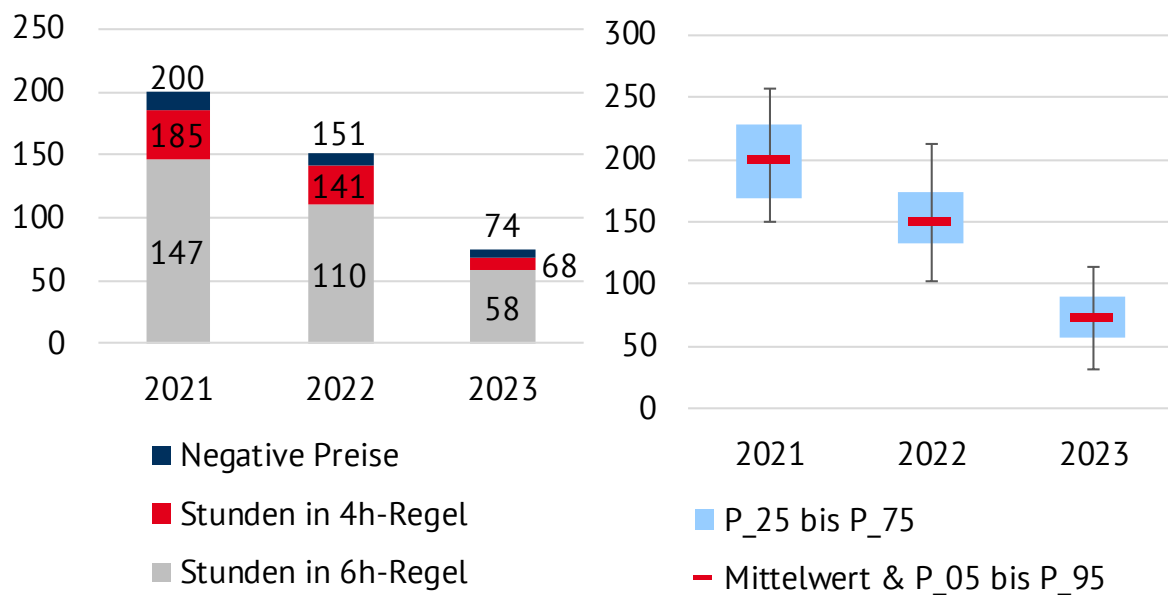


Abbildung 14: Prognose negativer Strompreisstunden in Verbindung mit deren Vorkommen innerhalb von 4- bzw. 6-h-Zeitfenstern bis 2023 (links) und Abweichungen der mittleren Prognose in Abhängigkeit des gewählten Wetterjahre (Kalendereffekt, rechts) [Quelle: eigene Berechnungen mit dem Fundamentalmmodell Power2Sim]

Was diese Prognose für EE-Anlagenbetreiber bedeutet, zeigt Abbildung 15. Der mittlere prognostizierte Erzeugungsanteil der Onshore-Windkraft zu negativen Preisen reduziert sich von 7,9 % im Jahr 2021 auf 3 % im Jahr 2023. Bei der Offshore-Windkraft reduziert er sich von 5 auf 1,8 %, bei Photovoltaik von 1,8 auf 0,9 %.

⁹ Im Backtesting hat sich die modellseitige Präferenz beobachten lassen, in und um Zeiträumen mit negativen Preisen keine Sprünge auf Preise gleich oder leicht über null abzubilden, obgleich sie real vorlagen. Dies liegt an der methodischen Begrenztheit der fundamentalen Strompreismodellierung, von fundamentalen Geboten abweichendes Händlerverhalten langfristig abzubilden. Über stochastisch optimierte Preisaufläufe ließen sich im Backtesting einzelne vergangene Zeiträume gut nachmodellieren, doch sobald sich das Händlerverhalten änderte, sank sich die Genauigkeit unter das nicht-optimierte Ursprungniveau.

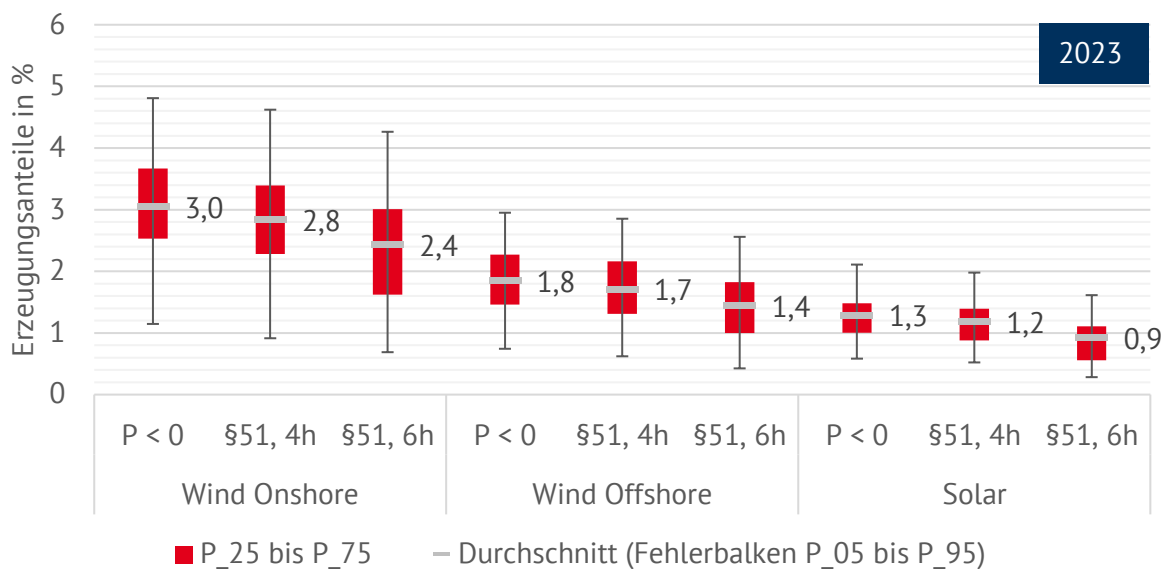
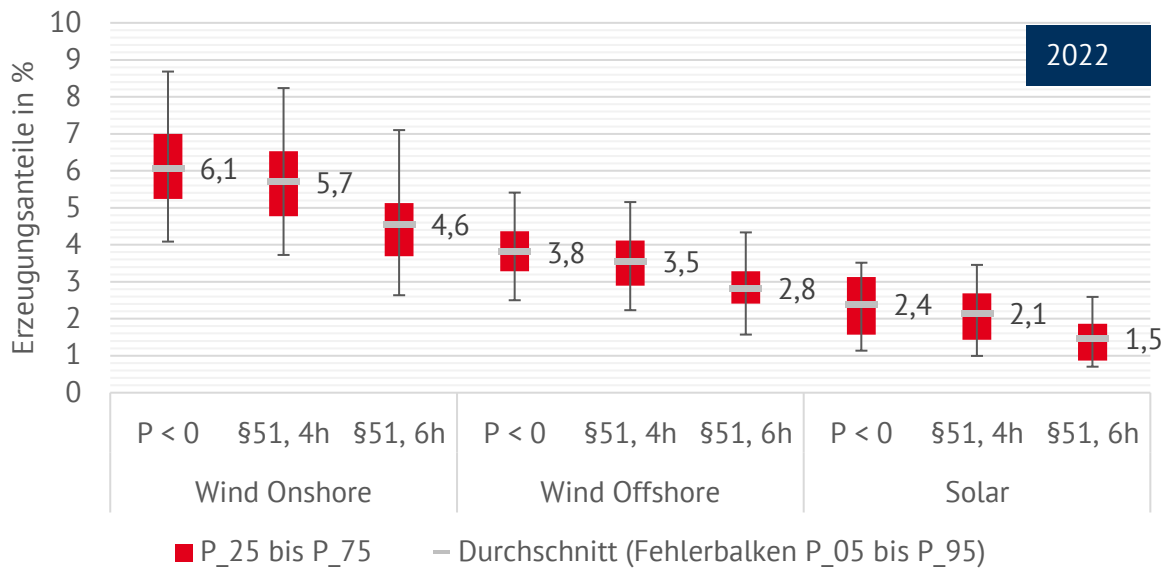
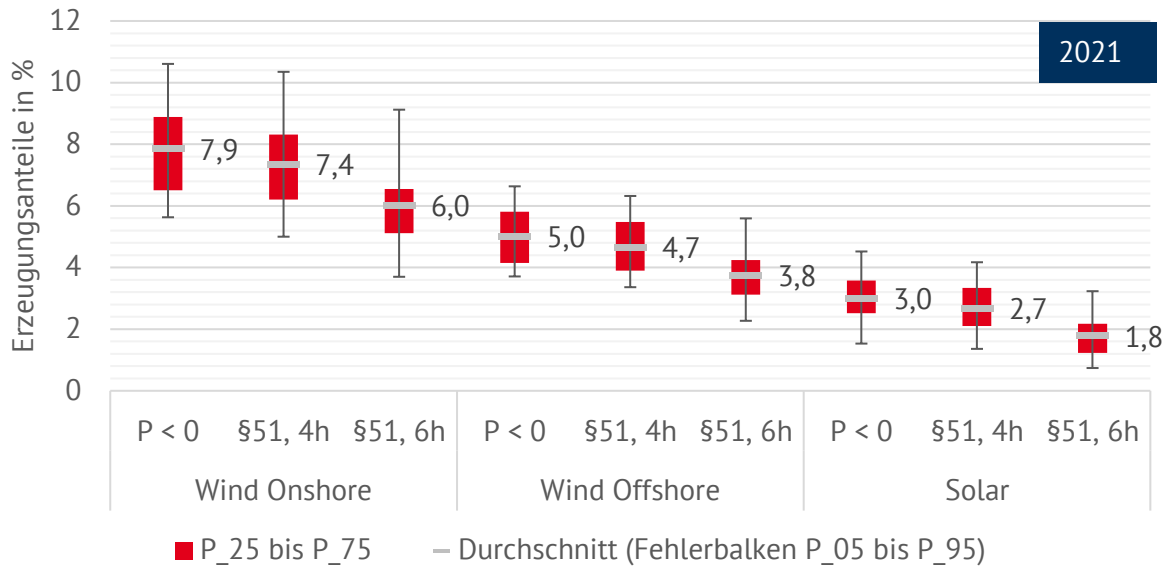


Abbildung 15: Prognose des Erzeugungsanteils erneuerbarer Energien während Stunden negativer Strompreise und § 51-Zeitfenstern

4.2. PROGNOSE IN ABHÄNGIGKEIT DES WETTER- UND KALENDEREFFEKTS

Betrachtet man zusätzlich zum Kalendereffekt den Effekt der variierenden Vollbenutzungsstunden von Wind- und Solaranlagen je nach Wetterjahr, erhöht sich die Schwankungsbreite der Prognose. Die Prognose der mittleren Anzahl negativer Strompreise ist nicht identisch mit der Prognose im vorigen Kapitel. Der Grund hierfür ist, dass der Durchschnitt der letzten 32 Wetterjahre nicht genau den verwendeten Annahmen für ein Wetternormaljahr im Sinne der erwarteten Volllaststunden entspricht.

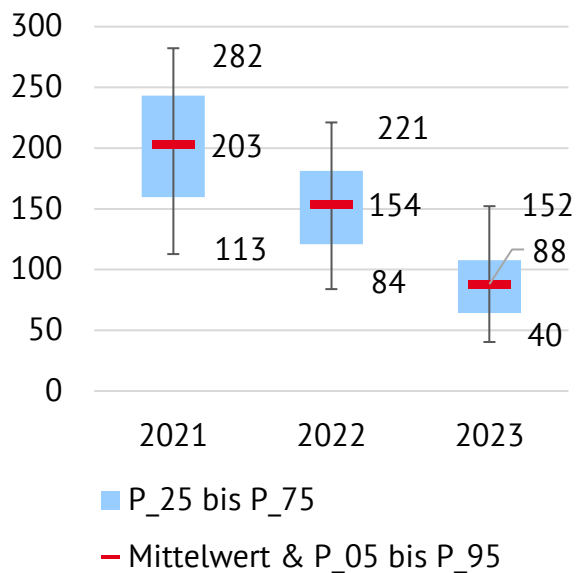


Abbildung 16: volle Schwankungsbreite der Prognose negativer Strompreise bei Variation sowohl der Vollbenutzungsstunden als auch der Einspeiseprofile erneuerbarer Energien

Die Schwankungsbreite im Jahr 2021 erhöht sich von 149 bis 256 Stunden mit negativen Strompreisen (nur Kalendereffekt gleiche EE-Strommenge) auf 113 bis 282 (Kalendereffekt und variierende EE-Strommenge). Im Jahr 2023 liegt die Schwankungsbreite zwischen 40 und 152 Stunden.

4.3. PROGNOSEEINFLUSS EINER KRISE

Die SARS-CoV-2-Pandemie hat im Jahr 2020 gezeigt, wie stark die Stromnachfrage von der wirtschaftlichen Tätigkeit abhängt und ebenfalls, dass die Anzahl negativer Strompreise mit sinkender Stromnachfrage steigt. Zum Zeitpunkt dieser Prognose kann keine verlässliche Aussage über den Fortgang der Pandemie und ihres Einflusses auf die Stromnachfrage und negative Preise

gemacht werden. Als Indikator wurde untersucht, welchen Einfluss eine Reduktion der Stromnachfrage um 5 % zu Beginn des Jahres 2021 mit schrittweiser Erholung bis zur Mitte des Jahres 2022 auf die Anzahl negativer Preisstunden im Jahr 2021 hat.

Durch die Nachfragereduktion erhöht sich die für 2021 prognostizierte Häufigkeit von Stunden mit negativen Strompreisen auf 269. Innerhalb von 32 Wetterjahren spreizen sich die Prognosen auf zwischen 132 und 446 auf.

5. SZENARIENBASIERTE UNTERSUCHUNG NEGATIVER STROMPREISE IM JAHR 2030

Als Referenzszenario dient ein Energiesystem im Jahr 2030. Dieses wurde in der Stromnachfrage, der installierten Leistung erneuerbarer Energien und der installierten Leistung von Gaskraftwerken entlang des deutschen Netzentwicklungsplans und NECP eigenständig entwickelt. Für das europäische Ausland sind zudem die aktuellsten Pläne zu künftigen Grenzkuppelkapazitäten sowie eine Reihe weiterer europäischer Energiemarktstudien berücksichtigt. Das dargestellte Szenario repräsentiert ausdrücklich nicht die Ziele des Auftraggebers und bildet einen in sich geschlossenen, abgestimmten Untersuchungsrahmen für die vorliegende Studie. Änderungen durch das EEG 2021 sind nicht berücksichtigt, da die Szenarioparameter vor dessen Beschluss festgelegt wurden.

Die wesentlichen Parameter des untersuchten Szenarios sind:

- Bruttostromverbrauch von 635 TWh, davon als teilweise flexibel angenommen
13 TWh Wärmepumpen, 32 TWh Elektromobilität, 15 TWh Power-to-Gas
- Installierte Leistung Photovoltaik: 98 GW, Wind Onshore 71 GW/Offshore 20 GW
- Installierte Leistung Gaskraftwerke: 35 GW, davon 39 % mit Wärme- oder
Dampfauskopplung
- Installierte Leistung Kohle- bzw. Braunkohle 9 bzw. 10 GW
- Grenzkuppelleistungen Nachbarländer gemäß ENTSO-E 10-Year-Development-Plan
- Commoditypreise: 20,8 EUR/MWh Gas, 71 \$/t Kohle, 76 \$/bbl Öl und 32 EUR/t_{CO2}

5.1. UNTERSUCHUNG DER WETTERABHÄNGIGKEIT

Für das Jahr 2030 ergeben sich im Referenzszenario 305 Stunden mit negativen Strompreisen. Die wetterabhängige Schwankungsbreite begrenzt diese auf 514 bis 177 und berücksichtigt sowohl eine Veränderung der Anlagenauslastung als auch Kalendereffekte. Sehr häufig lagen diese Stunden auch in Zeiträumen des § 51. Das bedeutet, nachdem mit dem Kernkraftausstieg bis 2023 die Anzahl von Stunden mit negativen Strompreisen zunächst gefallen ist, hat sie das heutige Niveau bis 2030 wieder überschritten. Der Zubau geförderter erneuerbarer Energien ist die Ursache dafür. Bei der Modellierung wurde eine mögliche, künftige gegenseitige Abhängigkeit des Gebotsverhaltens von der § 51-Regelung nicht antizipiert. Die Verhinderung von negativen Preisen aufgrund der Zurückhaltung von Mengen durch die Vermarkter ist eine mögliche Anpassungsstrategie.

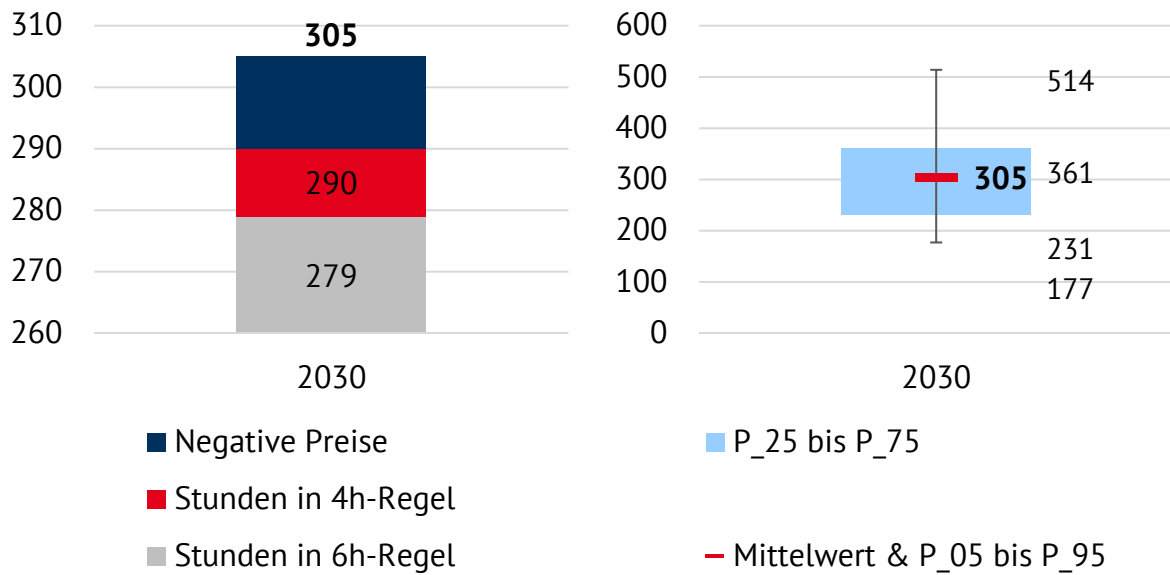


Abbildung 17: szenariobasierte Untersuchung der Anzahl von Stunden negativer Preise 2030 und deren Schwankungsbreite in Abhängigkeit vom Wetterjahr

Mit einem Erzeugungsanteil von 11,5 % unter Wetterjahr bedingten Schwankungen zwischen 7 und 18 % ist die Onshore-Windkraft immer stärker von den negativen Preisen betroffen. Photovoltaikanlagen sind hingegen mit unter 5 % Erzeugungsanteil zwar stärker als heute aber insgesamt weniger stark betroffen.

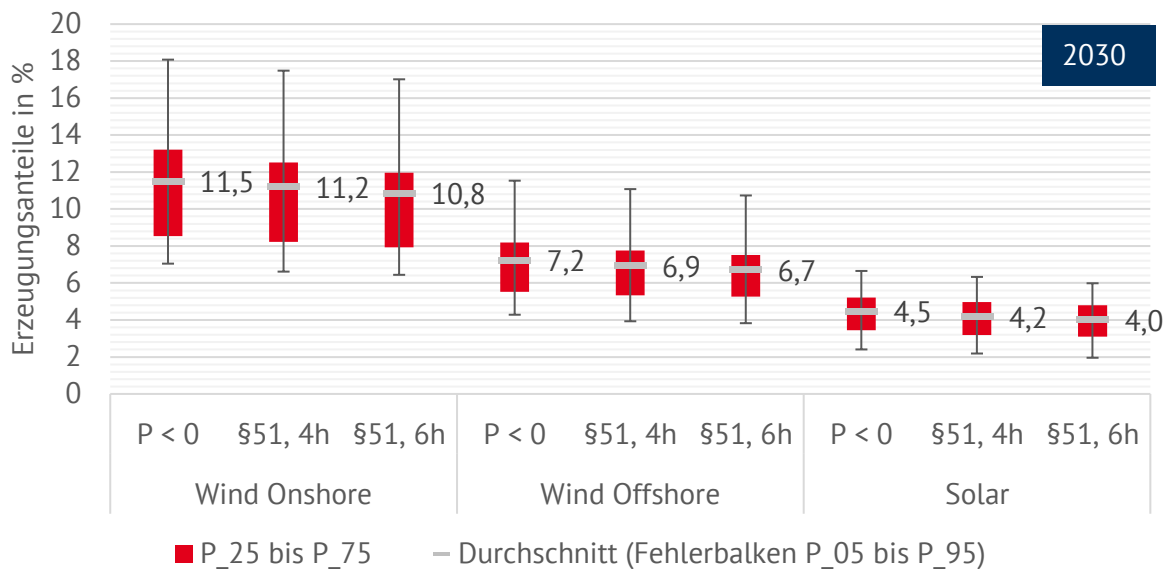


Abbildung 18: Erzeugungsanteile erneuerbarer Energien während negativer Preise und während § 51-Zeitfenstern

5.2. EINFLUSS DER WINDENERGIE – EINFLUSS DER PHOTOVOLTAIK

Das politische Ziel der Reduktion der Treibhausgase erzeugt regelmäßig Debatten um einen schnelleren Zubau erneuerbarer Energien. Bei sonst gleichen Parametern hätte eine Erhöhung des Zubaus um entweder rund 54 GW Photovoltaik oder 24 GW Wind Onshore jeweils den Effekt von 50 TWh zusätzlichem Strom aus EE. Gemessen an 635 TWh Bruttostromverbrauch wären das ein knapp 8%-Punkte höherer EE-Anteil im Jahr 2030.

Die genannte Erhöhung des Zubaus von Windkraftanlagen an Land führt im Szenario in etwa zu einer Verdopplung der Anzahl negativer Strompreisstunden auf 718. Bei der Photovoltaik führt die gleiche Menge zusätzlichen Stroms zu einer Erhöhung auf 607 negative Preisstunden. Dies sind durchschnittliche Werte über die Modellierung von 32 Wetterjahre, die gesamte Schwankungsbreite liegt zwischen 418 und 1122 (Maximierung Wind) und 357 bis 958 (Maximierung Photovoltaik).

Die Interpretation dieser Zahlen muss berücksichtigen, dass Angebot und Nachfrage kommunizierende Größen sind. In dieser Sensitivität bleibt die Nachfrage jedoch konstant. Es ist zu berücksichtigen, dass niedrige und vermehrt negative Strompreise die Wirtschaftlichkeit von Sektorkopplungs-Technologien, Stromspeichern und flexiblem Stromverbrauch erhöhen. Das wirkt der Bildung von negativen Strompreisen entgegen.

5.3. EINFLUSS DER FLEXIBILITÄT AUS DER SEKTORENKOPPLUNG

Rund 60 TWh an Stromnachfrage wurden in der Modellierung als flexibel angenommen. Wärmepumpen, Power-to-Gas-Anlagen und Elektrofahrzeuge können grundsätzlich die Stromnachfrage zeitlich verschieben. Elektrofahrzeuge sind über Tageszyklen der Fahrer:innen, Wärmepumpen in Abhängigkeit der Temperatur modelliert. In der genauen Stunde des Stromverbrauchs ergibt sich jedoch ein Freiheitsgrad, der negativen Strompreisen vorbeugen kann.

Power-to-Gas-Anlagen wurden als noch flexibler angenommen. Sie können ihren Stromverbrauch über noch größere Zeitskalen verschieben und die erzeugten Brennstoffe speichern.

Doch was, wenn die geplante Flexibilisierung nicht eintritt? In dieser Sensitivität gilt die flexible Stromnachfrage der Sektorenkopplung als eine starre Stromnachfrage und bildet ein inflexibleres Gesamtsystem ab.

Im Mittel ergaben sich 390 Stunden mit negativen Strompreisen, was einem Anstieg von 28 % entspricht.

5.4. EINFLUSS DER WÄRMEAUSKOPPLUNG VON GASKRAFTWERKEN

Die historische Analyse in Kapitel 3.1 hat gezeigt, in den Wintermonaten treten besonders häufig negative Strompreise auf. In Kapitel 3.2 wurden einige Gaskraftwerke auf ihre Flexibilität hin untersucht. Dabei hat sich bezüglich des Winters herausgestellt, dass Gaskraftwerke mit Wärmeauskopplung auch zu negativen Strompreisen Strom produzieren. Dieses Verhalten kann sich in Zukunft ändern: Power-to-Heat, Großwärmepumpen und große Wärmespeicher können diese Kraftwerke weiter flexibilisieren. Welchen Effekt hätte es, wenn Gaskraftwerke mit Wärmeauskopplung nicht mehr zu negativen Strompreisen bieten würden? Dieser Frage wurde in einem weiteren Schwarmzenario nachgegangen, in dem Gaskraftwerke mit Wärmeauskopplung nicht mehr zu negativen Preisen bieten¹⁰.

Die Anzahl negativer Preisstunden reduziert sich in diesem Modelldurchlauf auf 103. Dies entspricht einer Reduktion um 66 %.

Eine Flexibilisierung von Kraftwerken mit Wärmeauskopplung stellt sich anhand der Modellergebnisse als eine sehr weitreichende Möglichkeit der Flexibilisierung und der Verringerung von negativen Strompreisen dar. Sobald keine thermischen Kraftwerke mit negativen Geboten erneuerbaren Strom aus dem Markt drängen können, ist es für Vermarkter erneuerbarer Energien auch nicht mehr notwendig, in Strommärkten negativ zu bieten.

¹⁰ Wie die zusätzliche Wärmenachfrage in den Wärmenetzen bedient wurde, ist für die vorliegende Analyse negativer Preise nicht berücksichtigt. Die zusätzliche Stromnachfrage aus Großwärmepumpen oder Power-to-Heat-Anlagen würde die Anzahl negativer Preisstunden vermutlich weiter reduzieren, was den Betrachtungshorizont dieser Studie jedoch übersteigt.

6. LITERATURVERZEICHNIS

Bundesnetzagentur, 2019. *Bericht über die Mindesterzeugung 2019*. [Online]

https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Mindesterzeugung/BerichtMindesterzeugung_2019.pdf?__blob=publicationFile&v=3 [Zugriff am 23 01 2021].

Bundesnetzagentur, 2020. *Monitoringbericht 2019*. [Online]

https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2019/Monitoringbericht_Energie2019.pdf?__blob=publicationFile&v=6 [Zugriff am 23 01 2021].

KURZPORTRAIT ENERGY BRAINPOOL

Die Energy Brainpool GmbH & Co. KG bietet unabhängige Energiemarkt-Expertise mit Fokus auf Marktdesign, Preisentwicklung und Handel in Deutschland und Europa. 2003 gründete Tobias Federico das Unternehmen mit einer der ersten Spotpreisprognosen am Markt. Heute umfasst das Angebot Fundamentalmodellierungen der Strompreise mit der Software Power2Sim ebenso wie vielfältige Analysen, Prognosen und wissenschaftliche Studien. Energy Brainpool berät in strategischen und operativen Fragestellungen und bietet seit 2008 Experten-Schulungen und Trainings an. Das Unternehmen verbindet Wissen und Kompetenz rund um Geschäftsmodelle, Digitalisierung, Handels-, Beschaffungs- und Risikomanagement mit langjähriger Praxiserfahrung im Bereich der steuerbaren und fluktuierenden Energien.

IMPRESSUM

Autoren:

Fabian Huneke

Michael Claußner

Alexander Fernahl

Carlos Perez Linkenheil

Naemi Schink

Herausgeber:

Energy Brainpool GmbH & Co. KG

Brandenburgische Straße 86/87

10713 Berlin

www.energybrainpool.com

kontakt@energybrainpool.com mailto:

Tel.: +49 (30) 76 76 54 - 10

Fax: +49 (30) 76 76 54 - 20

Februar 2021

© Energy Brainpool GmbH & Co. KG, Berlin

Das Werk einschließlich aller seiner Teile ist urheberrechtlich geschützt. Jede Verwertung außerhalb der Grenzen des Urheberrechtsgesetzes ist ohne die Zustimmung des Herausgebers unzulässig und strafbar. Das gilt vor allem für Vervielfältigungen in irgendeiner Form (Fotokopie, Mikrokopie oder ein anderes Verfahren), Übersetzung und die Einspeicherung und Verarbeitung in elektronischen Systemen.

Für die Richtigkeit und Vollständigkeit der Inhalte findet eine Haftung ohne Rücksicht auf die Rechtsnatur des Anspruchs nicht statt. Sämtliche Entscheidungen, die aufgrund der bereitgestellten Informationen durch den Leser getroffen werden, fallen in seinen Verantwortungsbereich.