



Analyse der negativen Preise für die Schweiz, Frankreich und Deutschland zwischen 1. Januar 2015 und 31. Mai 2020

Studie

Bern, Juni 2020

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	4
2	Niveau und Verlauf der Spotpreise.....	5
3	Negative Preise Deutschland	8
4	Negative Preise Schweiz.....	17
5	Negative Preise Frankreich	20
6	Fazit.....	27
	Exkurs	29
	Bibliographie.....	30

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Monatlicher Durchschnitt der Spotpreise an der Day-Ahead-Auktion der EPEX Spot Börse für die Schweiz, Frankreich und Deutschland	6
Abbildung 2: Verlauf der stündlichen Day-Ahead EPEX SPOT Preise für Lieferort Schweiz.....	6
Abbildung 4: Verlauf der stündlichen Day-Ahead EPEX SPOT Preise für Lieferort Frankreich	7
Abbildung 5: Verlauf der stündlichen Day-Ahead EPEX SPOT Preise für Lieferort Deutschland	7
Abbildung 6: Rollierende Standardabweichung der letzten 28 Handelstage aus den stündlichen historischen Spotpreisen mit Lieferort Deutschland	8
Abbildung 7: Anzahl der Stunden mit negativen Preisen, Anzahl Tage mit negativen Stundenpreisen und Anzahl Tage mit negativem Base-Preis nach Jahr für Lieferort Deutschland	8
Abbildung 8: Anzahl der Stunden mit negativen Preisen an der EPEX SPOT Day-Ahead-Auktion nach Monaten und Jahr für Lieferort Deutschland	9
Abbildung 9: Anzahl der Tage mit negativen Stundenpreisen nach Monaten und Jahr für Lieferort Deutschland.....	9
Abbildung 10: Anzahl der Tage mit negativem Base-Preis nach Monaten und Jahr für Lieferort Deutschland.....	10
Abbildung 11: Anteil der Stunden mit negativen Preisen nach Tagesstunde und Jahr in Deutschland	11
Abbildung 12: Anteil der Stunden mit negativen Preisen nach Tagesstunde und Jahr als Linie in Deutschland.....	11
Abbildung 13: Häufigkeitsverteilung der negativen Stundenpreise bei der EPEX SPOT Day-Ahead-Auktion für Lieferort Deutschland vom 1. Januar 2015 bis 31. Mai 2020	12
Abbildung 14: Häufigkeitsverteilung der negativen Stundenpreise bei der EPEX SPOT Day-Ahead-Auktion für Lieferort Deutschland vom 1. Januar 2020 bis 31. Mai 2020	12
Abbildung 15: Häufigkeitsverteilung der negativen Stundenpreise bei der EPEX SPOT Day-Ahead-Auktion für Lieferort Deutschland vom 1. Januar 2019 bis 31. Dezember 2019	13
Abbildung 16: Monatliche durchschnittliche Windproduktion (Offshore und Onshore) in Deutschland nach Monaten und Jahr	14
Abbildung 17: Monatliche durchschnittliche Solarproduktion in Deutschland nach Monaten und Jahr	14
Abbildung 18: Punkt (XY)-Diagramm: negative Stundenpreise in Deutschland auf der horizontalen Achse (x), durchschnittliche Windproduktion in Deutschland auf der vertikalen Achse (y)	15
Abbildung 19: Punkt (XY)-Diagramm: negative Stundenpreise in Deutschland auf der horizontalen Achse (x), durchschnittliche Wind- und Solarproduktion in Deutschland auf der vertikalen Achse (y)	15
Abbildung 20: Punkt (XY)-Diagramm: negative Stundenpreise in Deutschland auf der horizontalen Achse (x), durchschnittliche Wind-, Solar-, Biomasse- und Kernkraftproduktion in Deutschland auf der vertikalen Achse (y)	16

Abbildung 21: Punkt (XY)-Diagramm: negative Stundenpreise in Deutschland auf der horizontalen Achse (x), durchschnittliche Wind-, Solar-, Biomasse- und Kernkraftproduktion in Deutschland abzüglich der Last auf der vertikalen Achse (y)	16
Abbildung 22: Anzahl der Stunden mit negativen Preisen, Anzahl Tage mit negativen Stundenpreisen und Anzahl Tage, während denen der Base-Preis negativ war, nach Jahr für Lieferort Schweiz.....	17
Abbildung 23: Anzahl der Stunden mit negativen Preisen an der EPEX SPOT Day-Ahead-Auktion nach Monaten und Jahr für Lieferort Schweiz.....	17
Abbildung 24: Anzahl der Tage mit negativen Stundenpreisen nach Monaten und Jahr für Lieferort Schweiz	18
Abbildung 25: Anzahl der Tage mit negativem Base-Preis nach Monaten und Jahr für Lieferort Schweiz	18
Abbildung 26: Anteil der Stunden mit negativen Preisen nach Tagesstunde und Jahr in der Schweiz	19
Abbildung 27: Anteil der Stunden mit negativen Preisen in der Schweiz nach Tagesstunde und Jahr als Linie Links von 2015 bis 2020. Rechts 2015 und 2020 gesondert dargestellt.....	19
Abbildung 28: Häufigkeitsverteilung der negativen Stundenpreise bei der EPEX SPOT Day-Ahead-Auktion für Lieferort Schweiz vom 1. Januar 2015 bis 31. Mai 2020	20
Abbildung 29: Anzahl der Stunden mit negativen Preisen, Anzahl Tage mit negativen Stundenpreisen und Anzahl Tage, während denen der Base-Preis negativ war, nach Jahr für Lieferort Frankreich	21
Abbildung 30: Anzahl der Stunden mit negativen Preisen an der EPEX SPOT Day-Ahead-Auktion nach Monaten und Jahr für Lieferort Frankreich	21
Abbildung 31: Anzahl der Tage mit negativen Stundenpreisen nach Monaten und Jahr für Lieferort Frankreich.....	22
Abbildung 32: Anteil der Stunden mit negativen Preisen nach Tagesstunde und Jahr in Frankreich ..	23
Abbildung 33: Anteil der Stunden mit negativen Preisen in Frankreich nach Tagesstunde und Jahr als Linie	23
Abbildung 34: Jährliche durchschnittliche Winderzeugung in Frankreich.....	24
Abbildung 35: Häufigkeitsverteilung der negativen Stundenpreise bei der EPEX SPOT Day-Ahead-Auktion für Lieferort Frankreich vom 1. Januar 2015 bis 31. Mai 2020	24

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Merkmale der negativen Preise in Deutschland.....	25
Tabelle 2: Merkmale der negativen Preise in der Schweiz	25
Tabelle 3: Merkmale der negativen Preise in Frankreich.....	26

1 Einleitung

Die tiefen Spotpreise im ersten Halbjahr 2020 und die Häufung von negativen Preisen (insbesondere in Deutschland) haben den Anlass für diese Studie gegeben. Für alle präsentierten Graphiken wurden für das Jahr 2020 nur Daten bis und mit dem 31. Mai 2020 verwendet.

Täglich werden im Rahmen einer Auktion an der EPEX Spot Börse Strommengen für jede Stunde des Folgetages gehandelt. Kraftwerksbetreiber stellen nach dem Merit Order Prinzip (die variablen Kosten der Stromerzeugung bestimmen die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke) ihre Verkaufsgebote in das Auktions-Orderbuch der Börse ein. Auch Energiehändler legen durch ihre Gebote ihre Verkaufsbereitschaft offen. Die Angebotskurve ergibt sich sodann aus der geordneten Menge aller Verkaufsgebote in aufsteigender Reihenfolge. Mit den Kaufgeboten signalisieren Käufer, wie viel Energie sie zu einem bestimmten Preis bereit sind zu kaufen. Die Nachfragekurve ergibt sich aus den Kaufgeboten in absteigender Reihenfolge. Der Schnittpunkt aus Angebots- und Nachfragekurve bestimmt den Markträumungspreis (market clearing price). Der Markträumungspreis gilt dann für alle Gebote, die ausgeführt worden sind, also für alle Verkaufsgebote unter dem Markträumungspreis und für alle Kaufgebote über dem Markträumungspreis. Das Kraftwerk mit den Grenzkosten auf dem Markträumungspreis (auch Grenzkraftwerk genannt) oder das Handelsgebot auf dem Markträumungspreis definieren den Börsenpreis für diese Stunde für alle eingesetzten Kraftwerke, auch wenn diese unterschiedliche Preise geboten haben.

Die Erzeugung aus erneuerbaren Energien hat einen Effekt auf die Merit Order. Fluktuierende, einspeisende Wind- und Solarenergie mit Grenzkosten nahe Null verdrängen Spitzenkraftwerke in der Merit Order nach hinten. Konventionelle Kraftwerke decken nur noch die Residuallast, d.h. die Nachfrage abzüglich der fluktuierenden erneuerbaren Energien.

Negative Preise sind eine Besonderheit aus dem Stromgrosshandelsmarkt. Dadurch, dass der Strom nicht speicherbar ist und das Angebot (produzierter Strom) zu jeder Zeit gleich der Nachfrage sein muss, kann es in gewissen Stunden zu negativen Preisen kommen. EPEX Spot definiert auf ihrer Homepage negative Preise als Preissignal auf dem Stromgrosshandelsmarkt, das auftritt, wenn eine hohe unflexible Stromerzeugung auf eine niedrige Nachfrage trifft.

Das Fraunhofer Institut für System und Innovationsforschung, et al., (2015) besagt, dass folgende Umstände das Auftreten negativer Preise am Strommarkt erklären können:

- Technische Restriktionen und Opportunitätskosten. Konventionelle Kraftwerke haben aufgrund technischer Restriktionen eine eingeschränkte Flexibilität. Einerseits ist die Leistungsänderungsgeschwindigkeit technisch bedingt beschränkt (weshalb sie nicht schnell von einer Stunde auf die andere ihre Leistung anpassen können). Andererseits müssen sie eine gewisse Mindestleistung (Must-Run) aufweisen, um einen stabilen Betrieb des Kraftwerks zu gewährleisten. Zudem haben thermische Kraftwerke nicht vernachlässigbare Anfahrtkosten. Dies sind Einmalkosten, die mit jeder Anfahrt des Kraftwerks und weitgehend unabhängig von der auf die Anfahrt folgende Einsatzzeit anfallen.

Es kann deshalb unter Umständen für den Kraftwerksbetreiber günstiger sein, für gewisse Stunden einen Preis für den Strom zu bezahlen, den er zu viel produziert, als das ganze Kraftwerk herunterfahren zu müssen. Es kann wiederum sein, dass zu einem späteren Zeitpunkt der Strompreis wieder höher ist und der Kraftwerksbetreiber dann aber seinen Strom nicht verkaufen kann, weil das zur Vermeidung der negativen Preise heruntergefahrte Kraftwerk mehrere Stunden braucht, bis es wieder hochgefahren ist. Mit dem Verzicht auf die Erzeugung in einer Stunde mit negativem Preis verzichtet der Kraftwerksbetreiber möglicherweise auch auf die Erzeugung in angrenzenden Stunden und damit möglicherweise auf positive Deckungsbeiträge in diesen Stunden. Auch können durch das „Durchfahren“ eines Kraftwerks in Stunden mit negativen Preisen Kosten für eine spätere Wiederanfahrt vermieden werden. Sind die Kosten (tatsächliche und Opportunitätskosten), die bei einem Kraftwerksbetreiber für das Herunterfahren

und das anschliessende Wiederhochfahren des Kraftwerks entstehen, höher als der erwartete Verlust durch den Verkauf des Stroms unter den Produktionskosten (oder allenfalls sogar durch Bezahlung für die Abnahme des Stroms bei negativen Preisen), ist der Produzent bereit, seinen Strom dem Markt auch unter den Produktionskosten anzubieten.

- Weitere vertragliche Verpflichtungen. Kraftwerksanbieter können ihre Erzeugung nicht nur am Day-Ahead-Markt, sondern auch am Regelenergiemarkt anbieten. Wenn ein Anbieter negative Regelreserve angeboten hat, muss er im Falle einer Regelreserveanforderung in der Lage sein, das Kraftwerk herunterzufahren. Der Betreiber wird somit abwägen, ob die Erlöse aus der Regelleistungsvorhaltung die gegebenenfalls negativen Deckungsbeiträge aus der Stromerzeugung überwiegen. Manchmal hat er keine Wahl, wenn die Verpflichtungen für den Regelenergiemarkt vor dem Zeitpunkt der Day-Ahead-Auktion eingegangen wurden. Die Erbringung von positivem Redispatch (d.h. Erhöhung der Produktion bei einer Regelreserveanforderung) ist ein weiterer Grund, trotz negativer Preise die Kraftwerke nicht abzuschalten. Auch Kraft-Wärme-Kopplung-Anlagen haben zusätzliche Verpflichtungen zur Vermarktung der Fahrplanenergie. Sie müssen eine Wärmenachfrage aus ihren Anlagen bedienen, wobei als Nebenprodukt Strom produziert wird. Auch hier werden unter Berücksichtigung der Möglichkeiten und der Kosten negative Deckungsbeiträge am Strommarkt in Kauf genommen.
- Regulatorische Rahmenbedingungen. Wind und Solar werden teilweise preisunlimitiert an der Day-Ahead-Auktion angeboten, um so den Einspeisevorrang der erneuerbaren Energien am Markt abzubilden. Zudem haben gewisse Anlagebetreiber einen Anreiz, auch bei negativen Day-Ahead-Preisen einzuspeisen. Dies trifft insbesondere auf Betreiber von erneuerbaren Energien zu, die ihre Anlage direkt vermarkten und somit zusätzlich zu den Erlösen aus der Direktvermarktung eine Marktprämie für jede erzeugte kWh erhalten. Solange die negativen Markterlöse (via Verkauf über die Börse EPEX Spot) die Einkünfte aus der Marktprämie nicht übersteigen, werden solche Betreiber auch bei negativen Preisen produzieren. «Darüber hinaus kann auch die Vermarktung von festvergütetem EEG-Strom durch die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) nach der AusglMechAV zu negativen Preisen führen. Gemäss der betreffenden Regelung werden durch die ÜNB entweder unlimitierte Gebote oder in besonderen Fällen Gebote zwischen minus 350 EUR/MWh und minus 150 EUR/MWh eingestellt » (Fraunhofer Institut für System und Innovationsforschung, et al., 2015).

2 Niveau und Verlauf der Spotpreise

Der Durchschnitt der monatlichen Day-Ahead-Preise der letzten Jahre zeigt, dass 2018 besonders hohe Preise verzeichnete, während im Jahr 2020 für jeden Monat bis Mai tiefere Preise im Vergleich zu den Jahren zuvor zu beobachten sind (s. Abbildung 1). Die Schwäche im gesamten Energiekomplex, tiefe Kohle-, Gas- und CO₂-Preise, eine durch die Corona-Pandemie bedingte tiefere Last, milde Temperaturen und hohe Erzeugung aus Wind und Solar führten im Jahr 2020 zu besonders tiefen Preisen an der täglichen Day-Ahead-Auktion.

Die Preiskurve verläuft in allen Jahren konvex. In den Sommermonaten ist die Kurve tendenziell flach, mit Ausnahme von 2018, wo die Preise bereits im Mai angefangen haben zu steigen. 2017 und 2019 waren die Preise zu Beginn des Jahres höher als gegen Ende des Jahres. In den Jahren 2016 und 2018 ist hingegen zu beobachten, dass die Monatspreise im Quartal 4 (Q4) höher als im Quartal 1 (Q1) lagen. Für das Jahr 2015 befanden sich die Preise in den Wintermonaten auf ähnlichem Niveau.

Der Verlauf und das Niveau der Spotpreise sind in der Schweiz, Frankreich und Deutschland sehr ähnlich. Das Preisniveau ist im Winter in Deutschland tiefer als in Frankreich und in der Schweiz. Besonders 2020 ist der Verlauf der Preiskurve in der Schweiz, der in diesem Zeitraum diagonal ist als in Deutschland und Frankreich, wo der Preisunterschied zwischen Februar und Januar sehr gross und zwischen Februar und März dann kleiner ist.

Analyse der negativen Preise für die Schweiz, Frankreich und Deutschland

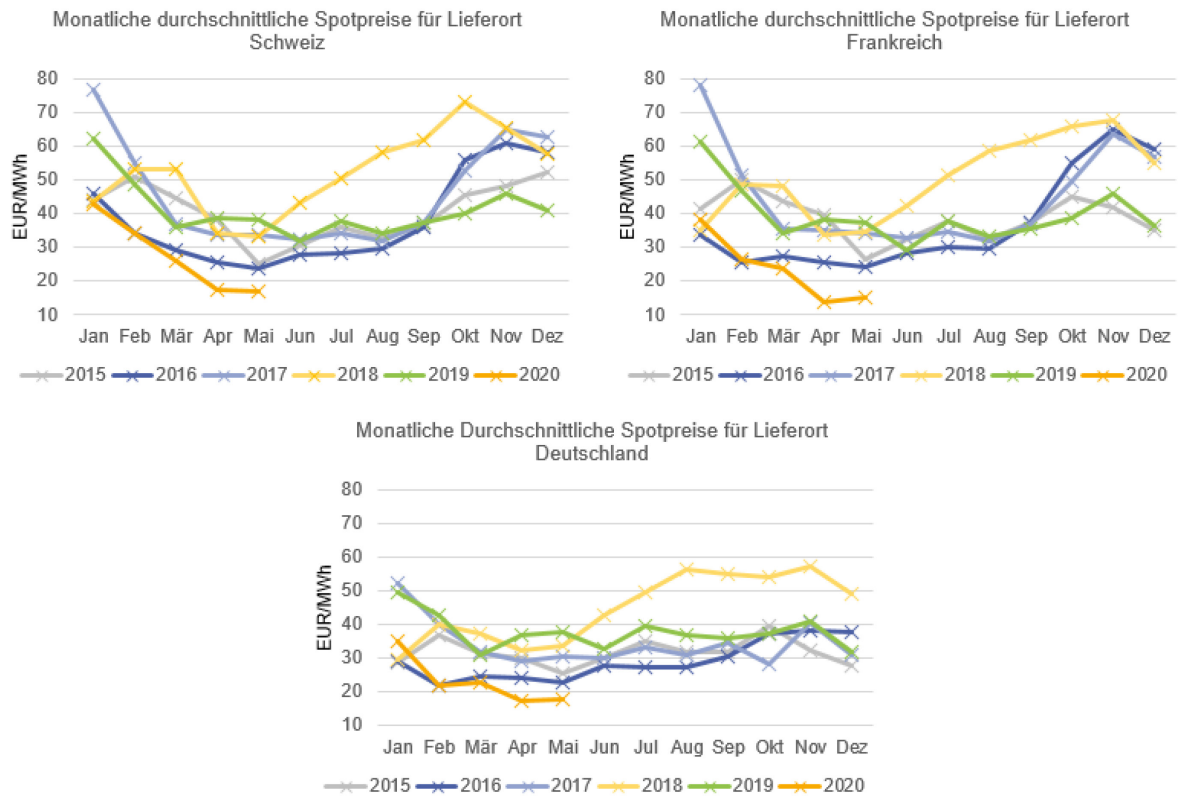


Abbildung 1: Monatlicher Durchschnitt der Spotpreise an der Day-Ahead-Auktion der EPEX Spot Börse für die Schweiz, Frankreich und Deutschland (2020 Daten bis 31. Mai 2020)

Nachfolgend wird der Verlauf der stündlichen Day-Ahead EPEX SPOT Preise seit dem 1. Januar 2015 für die Schweiz, Frankreich und Deutschland dargestellt. In Frankreich fanden seit 2018 keine Ausreisser mehr nach oben statt (Stundenpreise über 200 EUR/MWh). In Deutschland finden sich vermehrt Ausreisser nach unten. In der Schweiz sind Preisausreisser selten, wobei sie seit März 2020 öfter vorkommen.

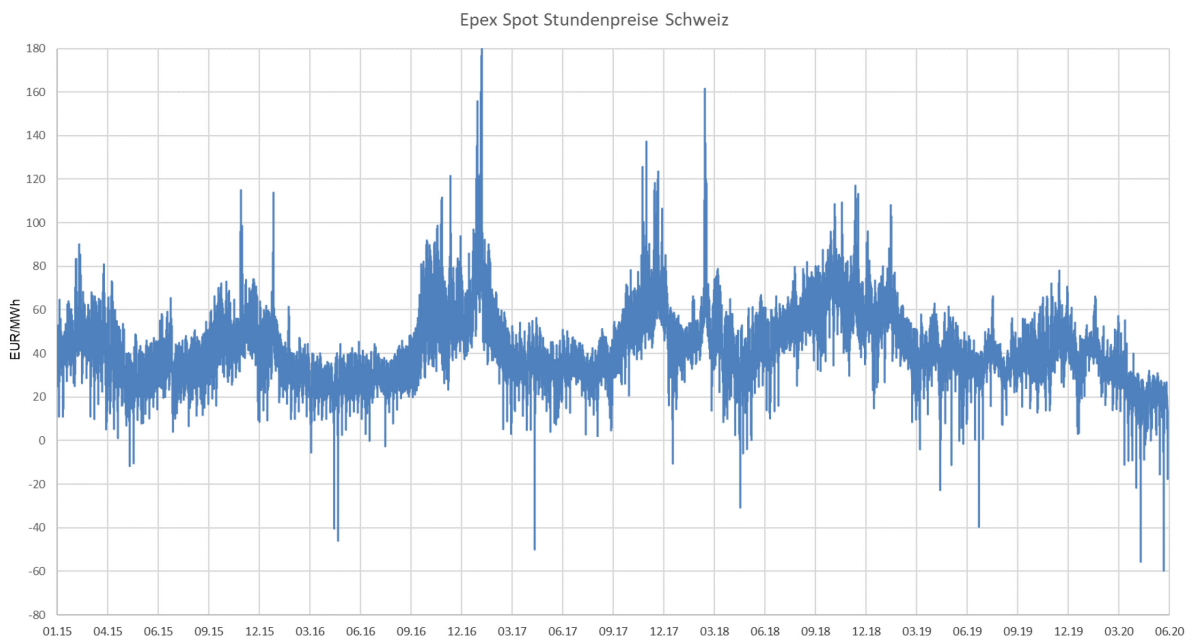


Abbildung 2: Verlauf der stündlichen Day-Ahead EPEX SPOT Preise für Lieferort Schweiz

Analyse der negativen Preise für die Schweiz, Frankreich und Deutschland

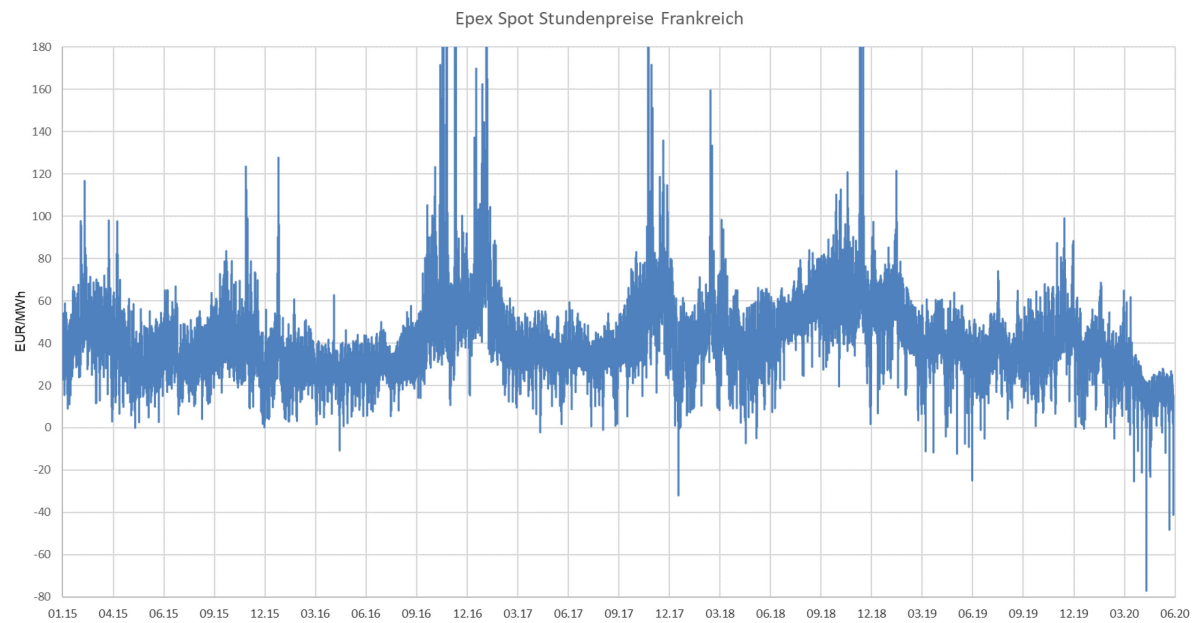


Abbildung 3: Verlauf der stündlichen Day-Ahead EPEX SPOT Preise für Lieferort Frankreich

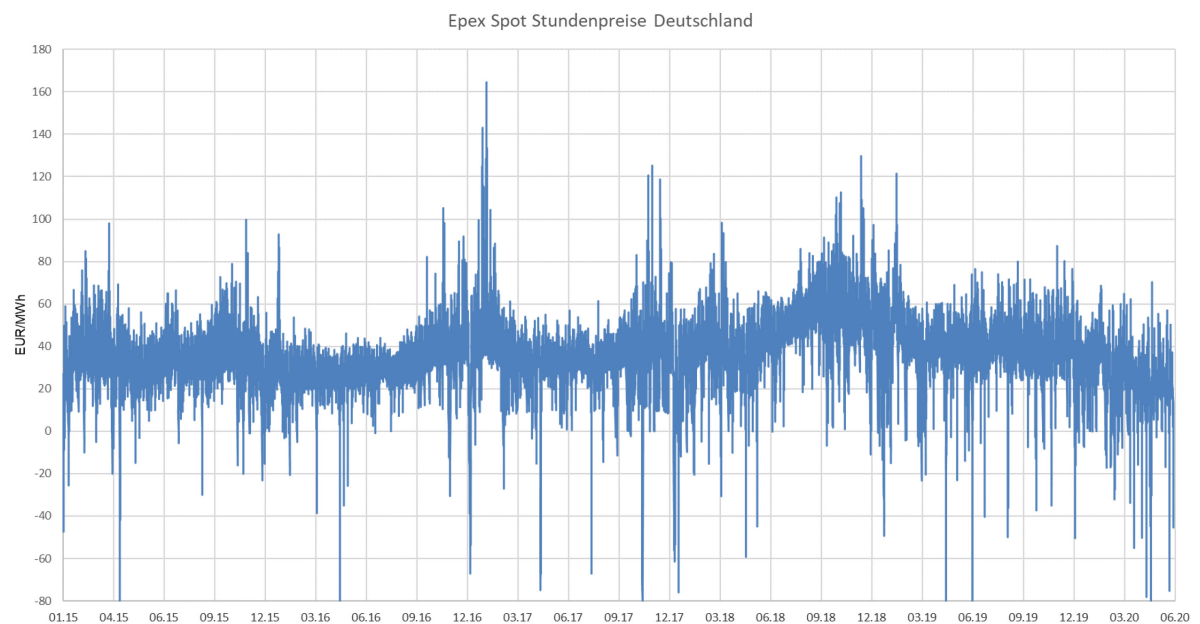


Abbildung 4: Verlauf der stündlichen Day-Ahead EPEX SPOT Preise für Lieferort Deutschland

Wenn man einen Blick auf die Standardabweichung aus den stündlichen historischen Spotpreisen der letzten 28 Handelstage¹ in Deutschland wirft, fällt auf, dass es Zeiten mit hoher und Zeiten mit geringer Volatilität gibt (s. Abbildung 5). In Zeiten mit hoher Volatilität kommen Preisausreisser nach oben oder unten häufiger vor.

¹ Es wurde im Sinne von Frauendorfer und Kiske (2018) ein Ansatz von 28 Tagen gewählt, um einen möglichst idealen Ausgleich zwischen sehr kurzfristiger Betrachtung – dieser birgt die Gefahr eines sehr grossen Einflusses eines einzelnen extremen Spotpreises auf den Gesamtwert bei nur einem Ausreisser – und langfristiger Betrachtung zu finden.



Abbildung 5: Rollierende Standardabweichung der letzten 28 Handelstage aus den stündlichen historischen Spotpreisen mit Lieferort Deutschland

3 Negative Preise Deutschland

Auffallend in Deutschland für 2019 und 2020 ist die Zunahme der Anzahl Stunden mit negativen Preisen und der Anzahl Tage mit negativen Stundenpreisen an der EPEX Spot Day-Ahead-Auktion (s. Abbildung 6). Für 2020 sind in den Graphiken nur Daten bis 31. Mai 2020 enthalten, aber die Anzahl der negativen Stundenpreise der Jahre 2015 bis 2018 ist bereits überschritten. Um die Werte von 2019 zu erreichen, fehlen noch 6 negative Stundenpreise. Die Anzahl Tage, an denen der Base-Preis (d.h. der Durchschnitt der Spotpreise der 24 Stunden eines Tages) negativ ist, bleibt relativ konstant. Meistens sind nur einzelne Stunden negativ, die nicht stark nach unten ausreissen und es somit nicht schaffen, den ganzen Base ins Negative zu verschieben.

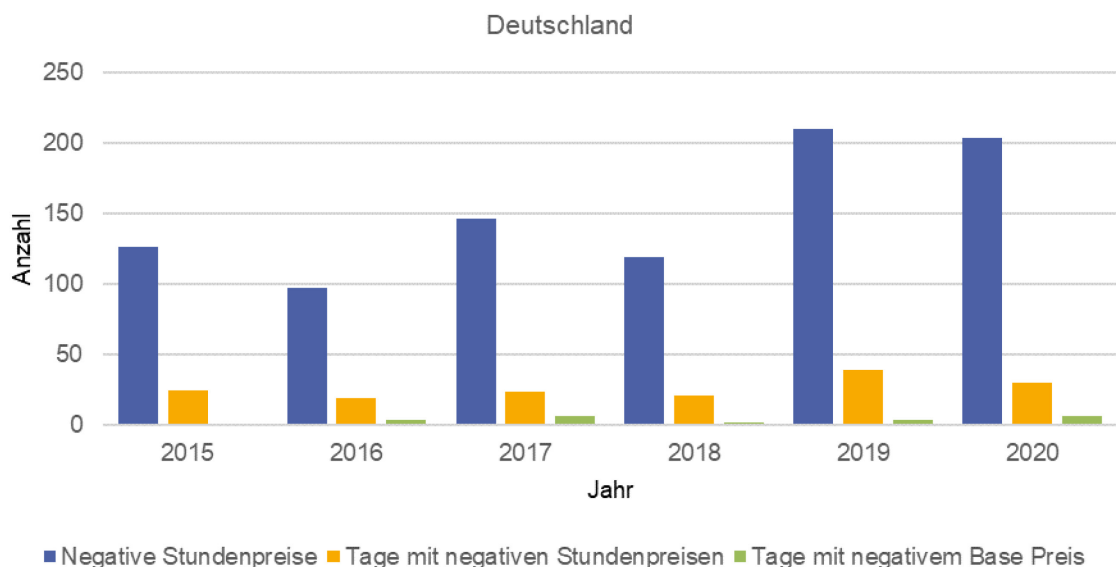


Abbildung 6: Anzahl der Stunden mit negativen Preisen, Anzahl Tage mit negativen Stundenpreisen und Anzahl Tage mit negativem Base-Preis nach Jahr für Lieferort Deutschland (2020 Daten bis 31. Mai 2020)

Die Aufteilung dieser Elemente nach Monaten zeigt sich in den folgenden Abbildungen.

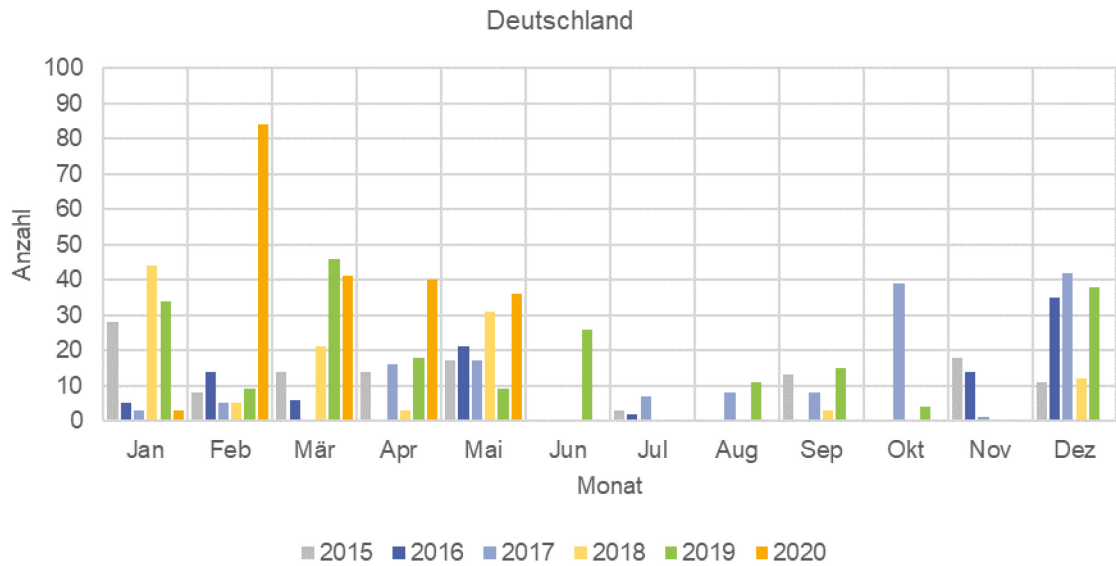


Abbildung 7: Anzahl der Stunden mit negativen Preisen an der EPEX SPOT Day-Ahead-Auktion nach Monaten und Jahr für Lieferort Deutschland (2020 Daten bis 31. Mai 2020)

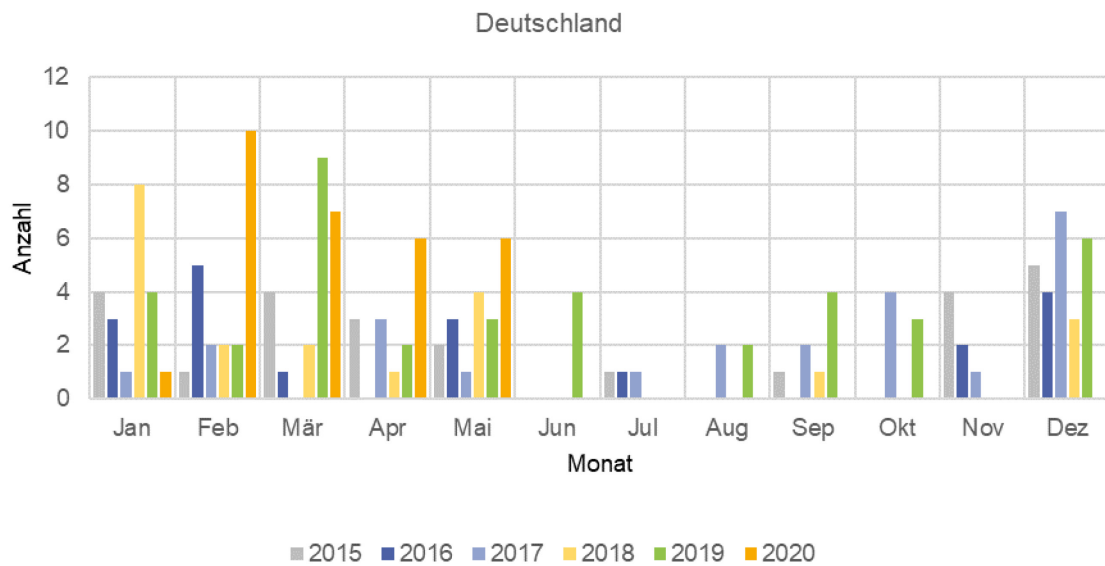


Abbildung 8: Anzahl der Tage mit negativen Stundenpreisen nach Monaten und Jahr für Lieferort Deutschland (2020 Daten bis 31. Mai 2020)

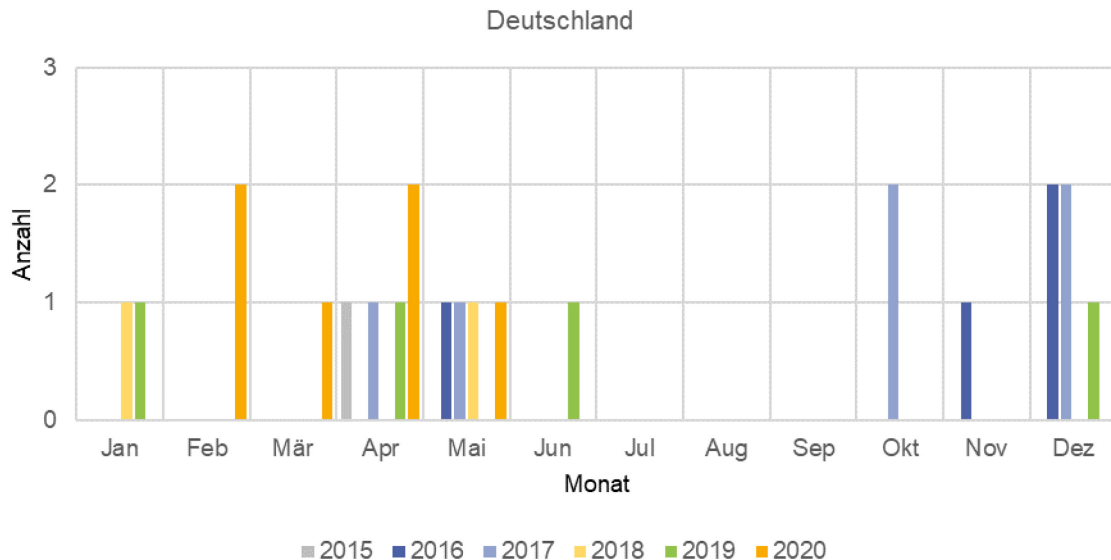


Abbildung 9: Anzahl der Tage mit negativem Base-Preis nach Monaten und Jahr für Lieferort Deutschland
(2020 Daten bis 31. Mai 2020)

Aus Abbildung 7, Abbildung 8 und Abbildung 9 ist eine Tendenz festzustellen: Die negativen Preise kommen im Winter öfter vor als im Sommer. Obwohl es im Dezember schon immer negative Preise gegeben hat (bedingt durch die tiefere Last in den Weihnachtswochen kombiniert mit der Einspeisung aus erneuerbaren Energien, vor allem Wind), ist in den letzten Jahren eine deutliche Zunahme von negativen Stundenpreisen im ersten Quartal und in den Monaten April und Mai festzustellen. Die Gründe hierfür können vielseitig sein. Obwohl die Stromnachfrage im Winter höher ist als im Sommer, treten hohe Einspeisungen aus Windenergie eher in den Wintermonaten, im Frühjahr oder im Herbst auf. Kraftwerksrevisionen werden tendenziell in den Sommermonaten durchgeführt, was zu einer Reduktion des Angebots aus konventionellen, weniger flexiblen Kraftwerken führt. Die Nachfrage nach Wärme ist in den Sommermonaten tiefer und somit ist auch die mit der Wärme gekoppelte Stromerzeugung geringer als im Winter.

Während das Jahr 2018 einen Peak von negativen Stunden im Januar hatte, war dieser für das Jahr 2019 im März, und für das Jahr 2020 scheint er, basierend auf den bis zum Zeitpunkt der Studie vorhandenen und ausgewerteten Daten, im Februar zu sein. Dabei ist zu verzeichnen, dass es noch nie so viele Stunden mit negativen Preisen gab wie im Februar 2020, als fast eine Verdopplung gegenüber dem Maximum aus dem Vorjahr zu beobachten ist.

Betrachtet man die Stunden des Tages, wenn negative Preise vorkommen (s. Abbildung 10 und Abbildung 11), lässt sich Folgendes feststellen: Während im Jahr 2015 noch ca. 75% der Stunden mit negativen Preisen zwischen 00:00 Uhr und 08:00 Uhr vorkamen, sind es im Jahr 2020 nur noch knapp 35%. Zwischen 2016 und 2019 blieb der Anteil Stunden mit negativen Preisen in den ersten acht Tagesstunden relativ stabil – zwischen ca. 50% und ca. 60%. Während im Jahr 2015 vor allem Stunde 2 (von 01:00 Uhr bis 02:00 Uhr) und Stunde 3 (von 02:00 Uhr bis 03:00 Uhr) negativ waren (mit insgesamt 27% der negativen Stunden im Jahr 2015), verteilt sich der Anteil der Stunden, die negativ waren im Jahr 2020 in den ersten acht Tagesstunden relativ gleichmässig, wobei Stunde 8 (von 07:00 Uhr bis 08:00 Uhr) weiterhin diejenige mit dem geringsten Anteil ist (knapp 3% im Jahr 2020).

Während im Jahr 2015 der Anteil Stunden mit negativen Preisen zwischen 08:00 Uhr und 16:00 Uhr noch knapp unter 20% lag, beträgt er im Jahr 2020 ca. 50%. Insbesondere die Stunden 14 (13:00 Uhr bis 14:00 Uhr), 15 (14:00 Uhr bis 15:00 Uhr) und 16 (15:00 Uhr bis 16:00 Uhr) sind häufiger negativ.

Analyse der negativen Preise für die Schweiz, Frankreich und Deutschland

Der Anteil Stunden mit negativen Preisen in den letzten 8 Tagesstunden ist seit 2015, wenn man die Stunde 17 (16:00 Uhr bis 17:00 Uhr) ausser Acht lässt, relativ stabil unter 10% geblieben. Generell gehören die Stunden 19 (18:00 Uhr bis 19:00 Uhr), 20 (19:00 Uhr bis 20:00 Uhr) und 21 (20:00 Uhr bis 21:00 Uhr) in allen Jahren in weniger als 1% der Fälle zu den Stunden mit negativen Preisen.

Die Verschiebung des Anteils Stunden mit negativen Preisen zwischen 2015 und 2020 von den ersten acht Tagesstunden auf die Stunden 9 bis 17 zeigt die Auswirkung der Solarerzeugung. Die Residuallast wird insbesondere in den Stunden 11 bis 17 immer kleiner und sorgt in diesen Stunden dafür, dass negative Preise häufiger vorkommen als noch im Jahr 2015.

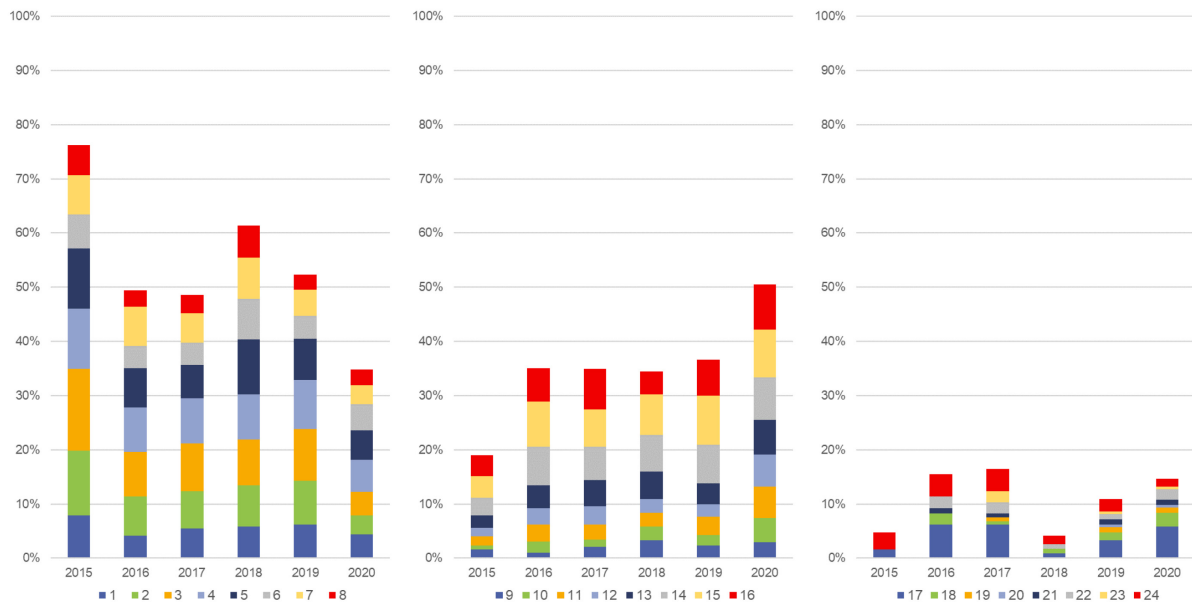


Abbildung 10: Anteil der Stunden mit negativen Preisen nach Tagesstunde und Jahr in Deutschland
Links Anteil von Stunde 1 bis 8 (von 00:00 Uhr bis 08:00 Uhr), Mitte von Stunde 9 bis 16 (von 08:00 Uhr bis 16:00 Uhr), rechts von Stunde 17 bis 24 (von 16:00 Uhr bis 24:00 Uhr)

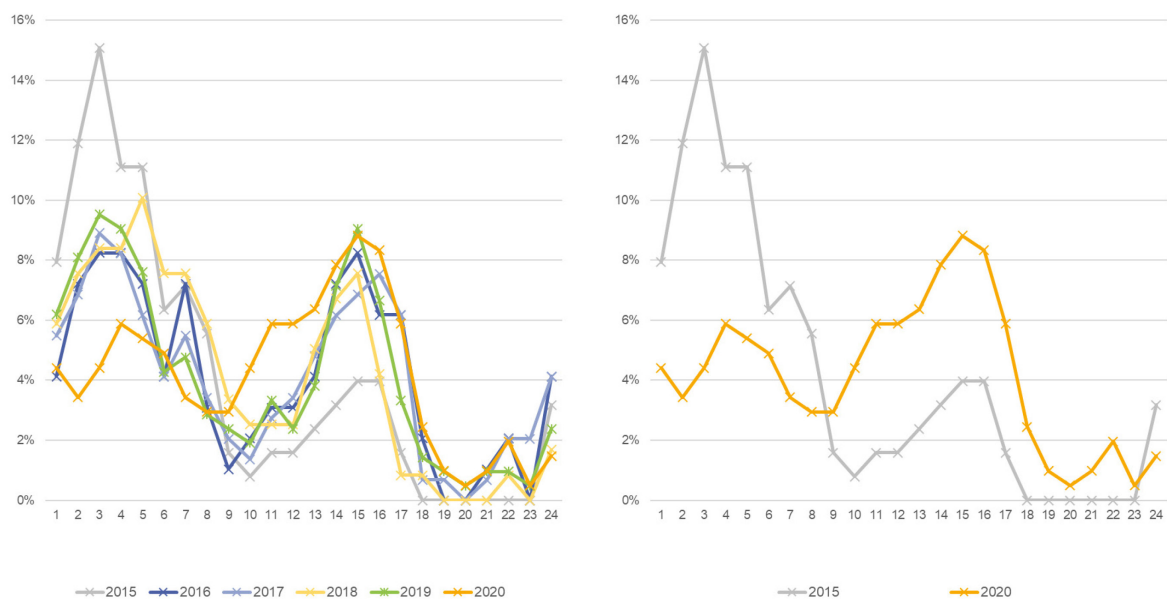


Abbildung 11: Anteil der Stunden mit negativen Preisen nach Tagesstunde und Jahr als Linie in Deutschland
Links von 2015 bis 2020. Rechts 2015 und 2020 gesondert dargestellt.

Abbildung 12 gibt einen Blick auf die Häufigkeitsverteilung der negativen Preise in Deutschland. Vom 1. Januar 2015 bis zum 31. Mai 2020 gab es insgesamt 902 Stunden mit negativen Preisen, wobei 58% (527 Stunden) einen Preis zwischen -0.1 und -10 EUR/MWh hatten.

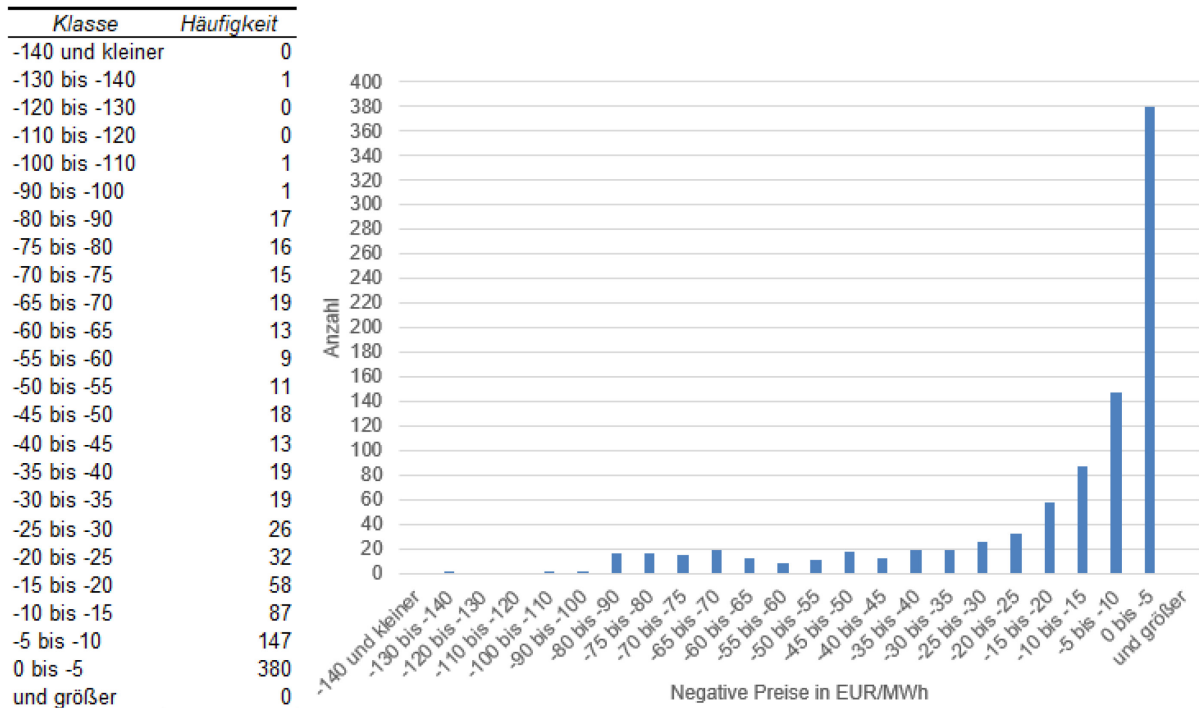


Abbildung 12: Häufigkeitsverteilung der negativen Stundenpreise bei der EPEX SPOT Day-Ahead-Auktion für Lieferort Deutschland vom 1. Januar 2015 bis 31. Mai 2020

Die Kurve der Verteilung ist für das Jahr 2020 (bis 31.05.2020, s. Abbildung 13) ähnlich wie für 2019 (s. Abbildung 14) und ähnlich wie die für die letzten 5,5 Jahre (s. Abbildung 12)

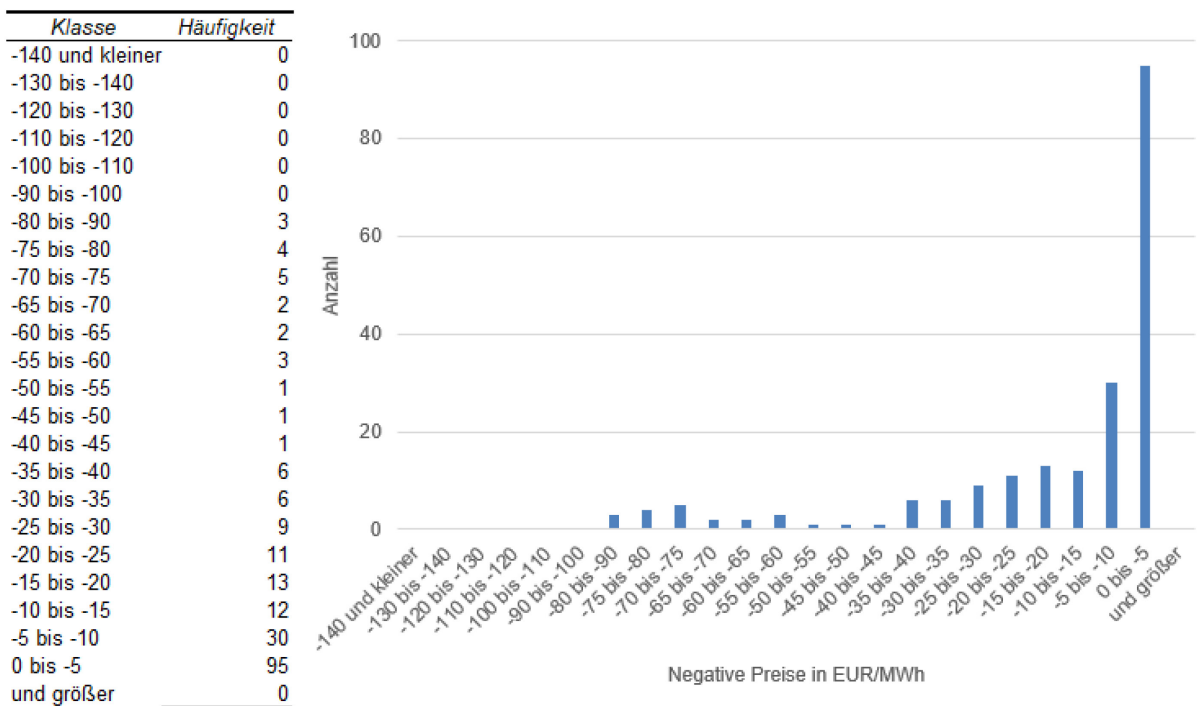


Abbildung 13: Häufigkeitsverteilung der negativen Stundenpreise bei der EPEX SPOT Day-Ahead-Auktion für Lieferort Deutschland vom 1. Januar 2020 bis 31. Mai 2020

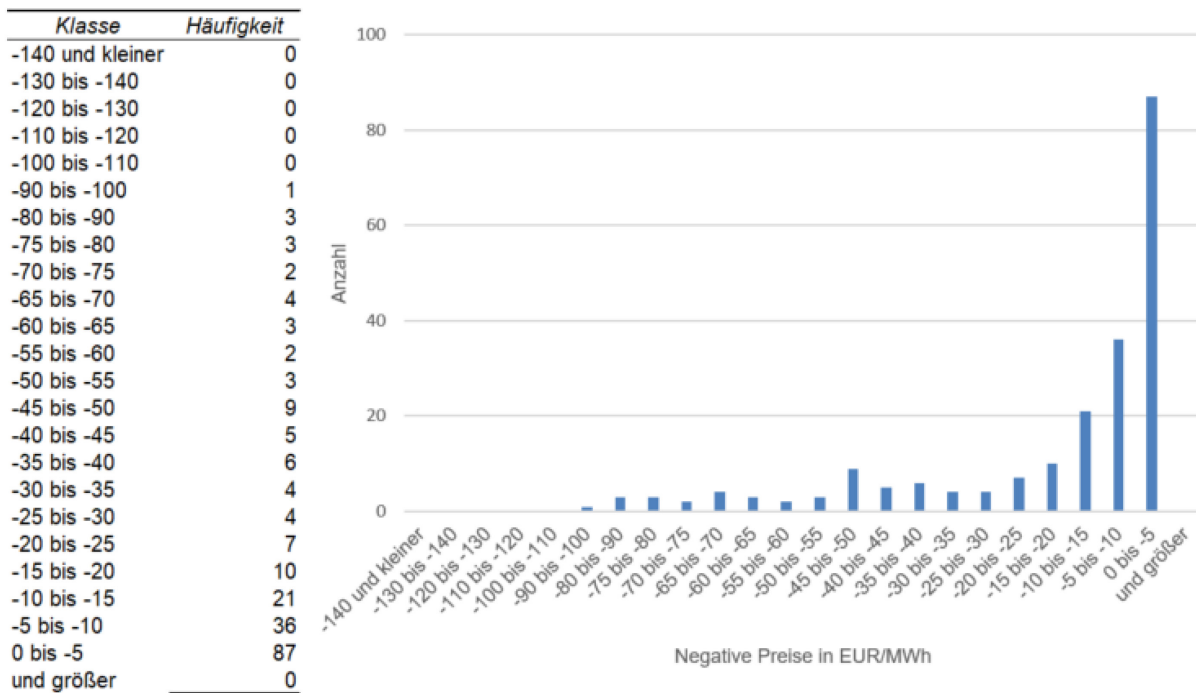


Abbildung 14: Häufigkeitsverteilung der negativen Stundenpreise bei der EPEX SPOT Day-Ahead-Auktion für Lieferort Deutschland vom 1. Januar 2019 bis 31. Dezember 2019

Die Zunahme der negativen Preise ist hauptsächlich auf die Zunahme von Wind und Solareinspeisung zurückzuführen. Tage mit tiefer Last und hoher Erzeugung aus erneuerbaren Energien verzeichnen die meisten Stunden mit negativen Preisen. Es ist unter Umständen für Produzenten günstiger, für die produzierte Energie etwas zu bezahlen, als das Kraftwerk komplett herunterzufahren und es für die kommenden Stunden nicht zur Verfügung zu haben. Solange der Ausbau der erneuerbaren Energien weiter zunimmt, bei den Stromspeichermöglichkeiten keine grossen Fortschritte gemacht werden, bei der Produktion und bei der Last zu wenig Flexibilität vorhanden ist und die Grenzübertragungskapazitäten in die Nachbarländer nicht ausgebaut werden, dürfte sich dieser Trend in Deutschland auch weiterhin fortsetzen.

Im Folgenden wird die durchschnittliche monatliche Einspeisung aus Wind und Solar für Deutschland dargestellt (2020 Daten bis 31. Mai 2020).

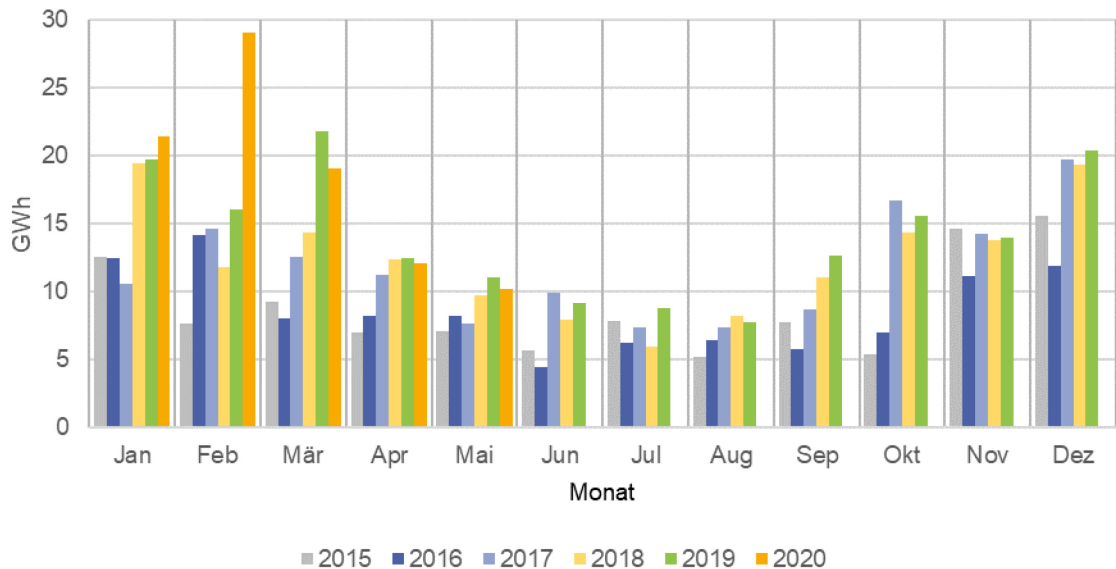


Abbildung 15: Monatliche durchschnittliche Windproduktion (Offshore und Onshore) in Deutschland nach Monaten und Jahr

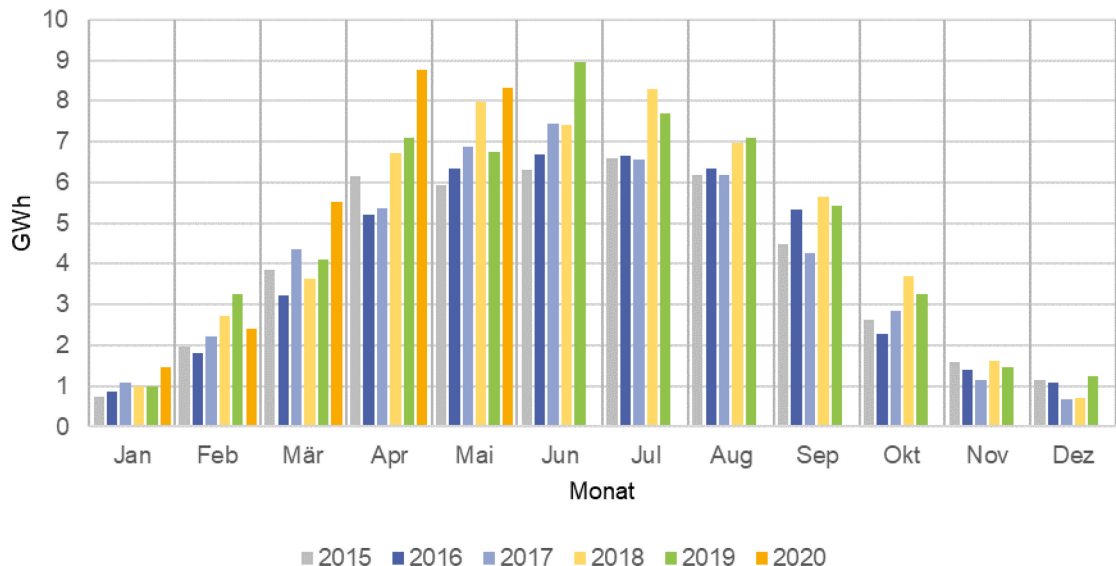


Abbildung 16: Monatliche durchschnittliche Solarproduktion in Deutschland nach Monaten und Jahr

Es fällt auf, dass Februar 2020 ein sehr windreicher Monat war. In diesem Monat war die durchschnittliche monatliche Erzeugung aus Windenergie mit fast 30 GWh fast doppelt so hoch wie in den Jahren zuvor. Im Januar, März, April und Mai 2020 war die Winderzeugung ähnlich wie im Jahr 2019. Auch die Solarproduktion hat in den letzten Jahren zugenommen und erreichte ihr monatliches durchschnittliches Maximum im Juni 2019. Auch hier fällt auf, dass im März, April und Mai 2020 die durchschnittliche Solarproduktion sehr hoch war. April und Mai 2020 erreichten fast das bisherige Maximum von Juni 2019.

Um den Zusammenhang zwischen den negativen Stundenpreisen und der Erzeugung aus erneuerbaren Energien besser darzustellen, wurden im Folgenden verschiedene Punktdiagramme analysiert für den Zeitraum vom 01. Januar 2015 bis 31. Mai 2020.

In Abbildung 17, einem Punkt (XY)-Diagramm, sind die negativen Stundenpreise auf der horizontalen Achse (x) und die durchschnittliche Windproduktion auf der vertikalen Achse (y) dargestellt.

In Abbildung 18 werden zusätzlich zur Windproduktion noch die Solarproduktion in der Y-Achse integriert.

In Abbildung 19 werden noch die Produktion aus Biomasse und Kernenergie angezeigt. Diese Erzeugung hat einen tiefen Grenzpreis und erscheint daher vorne in der Merit Order. Diese beiden Erzeugungsarten haben auch nicht so viel Flexibilität bei der Regulierung der Produktionsmenge wie Kohle- oder Gaskraftwerke.

In Abbildung 20 wird aus den Werten der Abbildung 19 noch die Last abgezogen. Aus diesem Grund gibt es in Abbildung 20 auch negative Werte auf der Y-Achse. Letzteres bedeutet, dass die Last höher war als die kumulierte Erzeugung aus Wind, Solar, Biomasse und Kernkraft, man erwartet also nicht so stark negative Preise. Ist der Y-Wert in Abbildung 20 hingegen positiv, ist die Erzeugung aus Wind, Solar und Biomasse sowie aus Kernkraft bereits höher als die Last. Solche Konstellationen sollten eigentlich stärkere negative Preise herbeiführen.

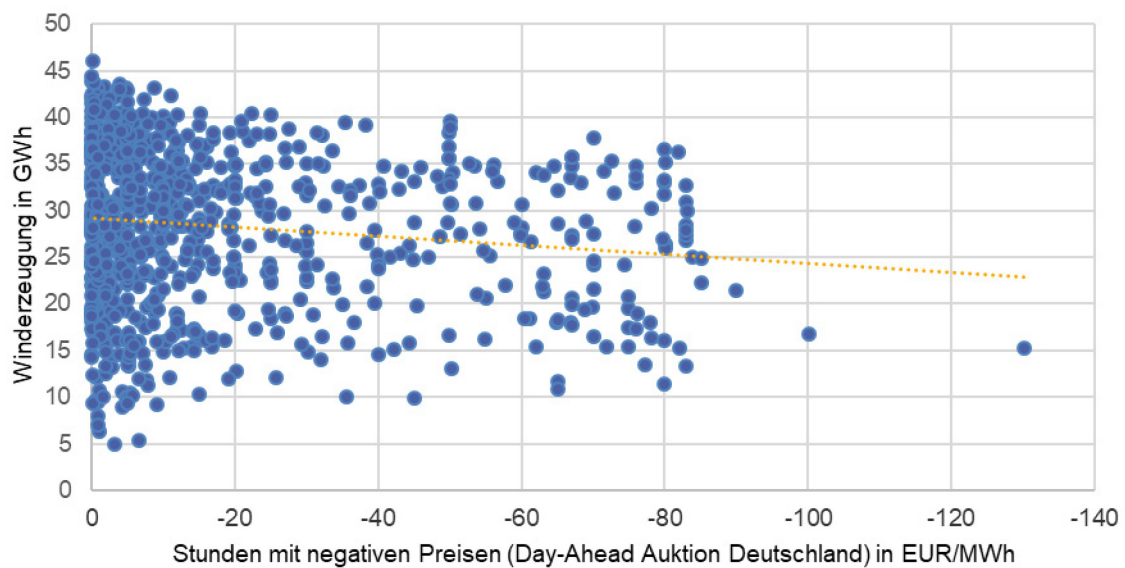


Abbildung 17: Punkt (XY)-Diagramm: negative Stundenpreise in Deutschland auf der horizontalen Achse (x), durchschnittliche Windproduktion in Deutschland auf der vertikalen Achse (y)

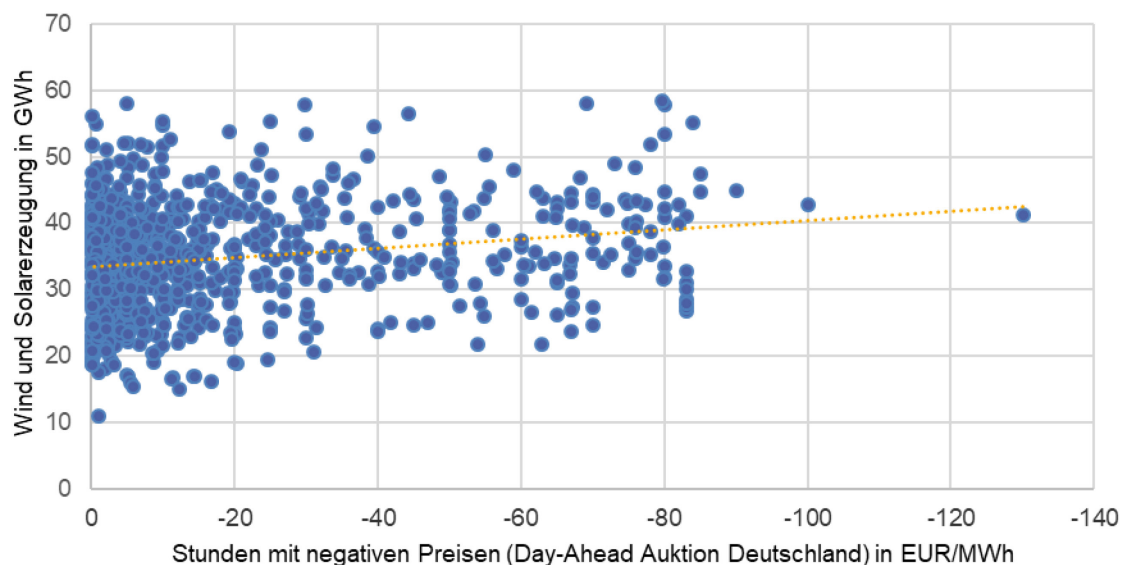


Abbildung 18: Punkt (XY)-Diagramm: negative Stundenpreise in Deutschland auf der horizontalen Achse (x), durchschnittliche Wind- und Solarproduktion in Deutschland auf der vertikalen Achse (y)

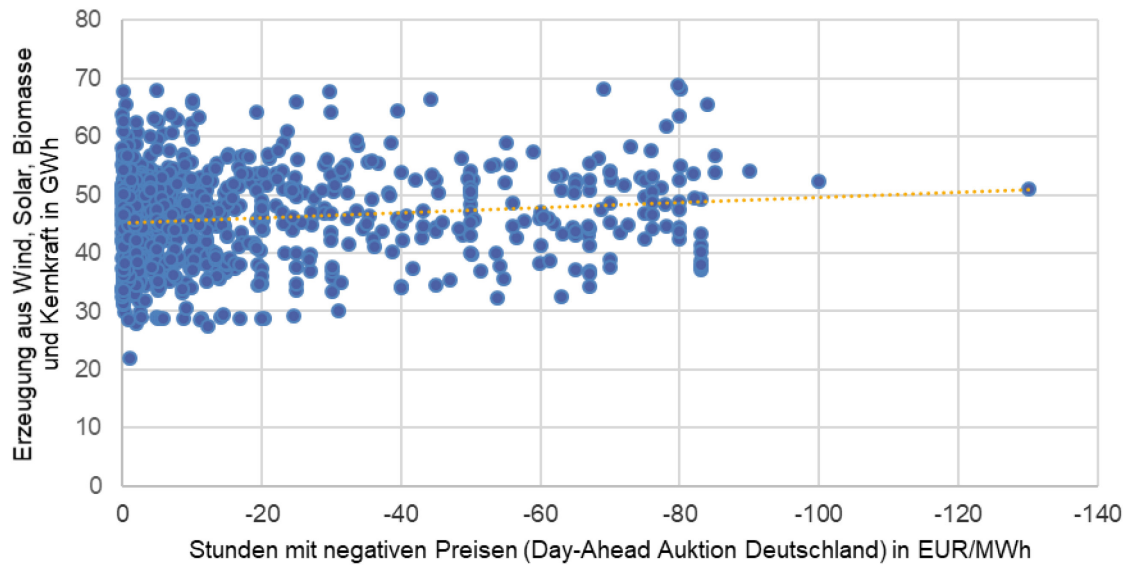


Abbildung 19: Punkt (XY)-Diagramm: negative Stundenpreise in Deutschland auf der horizontalen Achse (x), durchschnittliche Wind-, Solar-, Biomasse- und Kernkraftproduktion in Deutschland auf der vertikalen Achse (y)

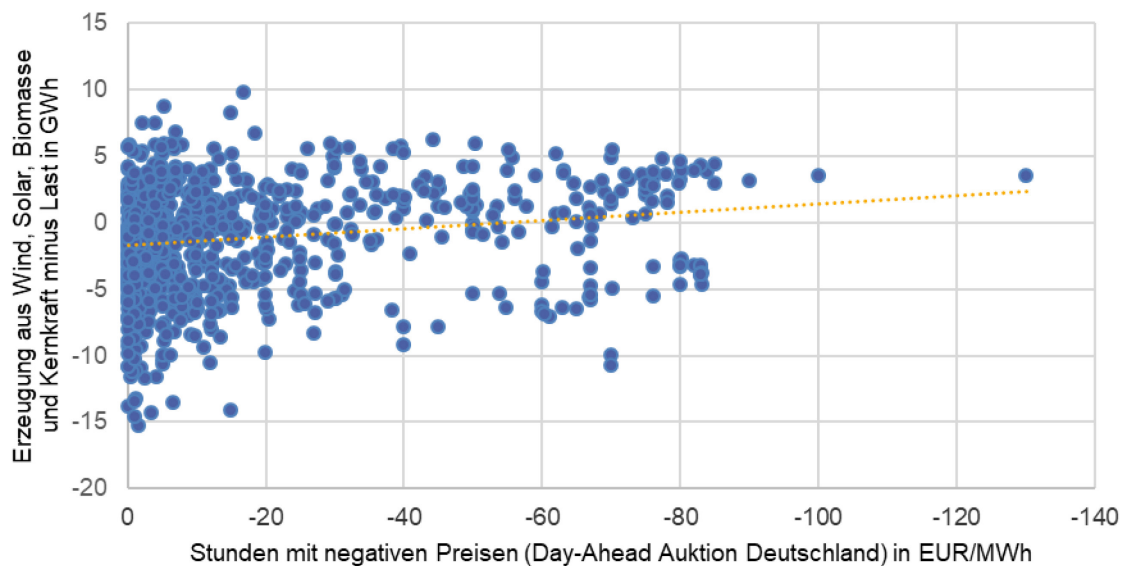


Abbildung 20: Punkt (XY)-Diagramm: negative Stundenpreise in Deutschland auf der horizontalen Achse (x), durchschnittliche Wind-, Solar-, Biomasse- und Kernkraftproduktion in Deutschland abzüglich der Last auf der vertikalen Achse (y)

Aus Abbildung 20 ist ersichtlich, dass stark negative Preise meistens auftreten, wenn die Last geringer oder leicht über der Erzeugung aus Wind, Solar, Biomasse und Kernkraft liegt. Dennoch gibt es auch Situationen, wo die Erzeugung aus Wind, Solar, Biomasse und Kernkraft bereits über der Last liegt (zwischen 10 und 15 GWh) und die Preise sich im Bereich zwischen 0 und -20 EUR/MWh halten.

4 Negative Preise Schweiz

Die hohe Erzeugung aus erneuerbaren Energien aus Deutschland beeinflusst auch die Preise in den Nachbarländern Frankreich und Schweiz. Zwar sorgen die limitierten Grenzimportkapazitäten dafür, dass es in der Schweiz nicht so oft zu negativen Preisen kommt, dennoch kommen negative Preise auch dort vor.

In den folgenden Graphiken werden die Anzahl Stunden mit negativen Preisen, die Anzahl Tage mit negativen Stundenpreisen und die Anzahl Tage, während denen der Base-Preis (d.h. der Durchschnitt der Spotpreise der 24 Stunden eines Tages) negativ war, für die Schweiz aggregiert und danach nach Monaten und Jahr sortiert dargestellt.

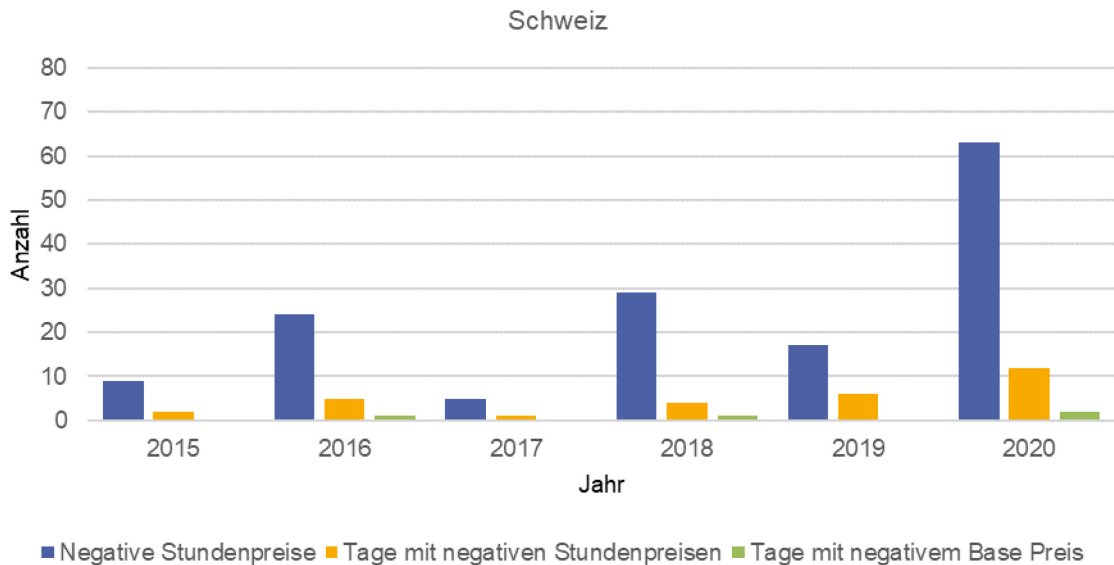


Abbildung 21: Anzahl der Stunden mit negativen Preisen, Anzahl Tage mit negativen Stundenpreisen und Anzahl Tage, während denen der Base-Preis negativ war, nach Jahr für Lieferort Schweiz (2020 Daten bis 31. Mai 2020)

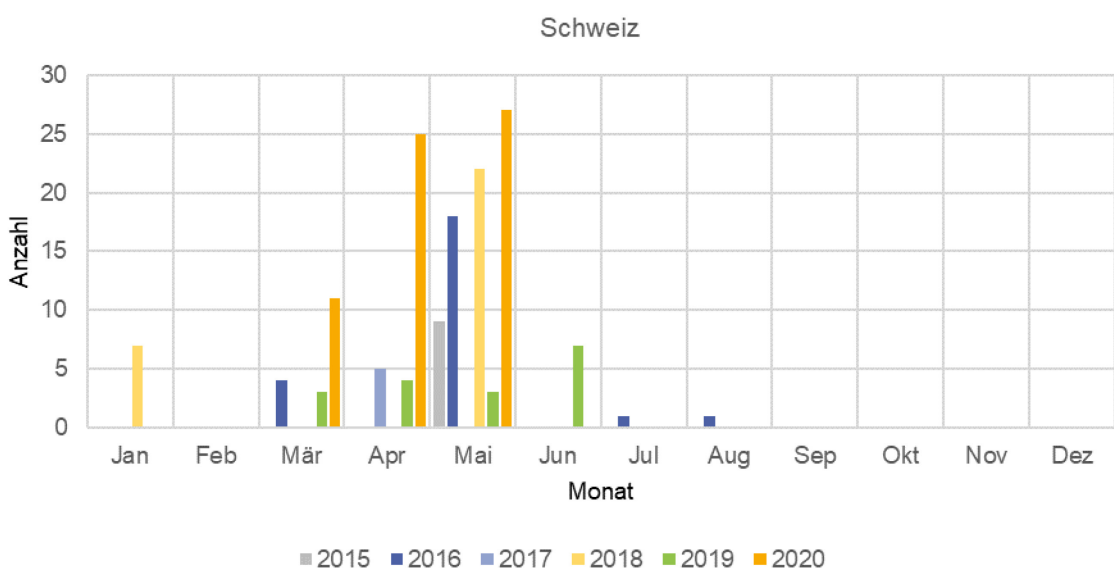


Abbildung 22: Anzahl der Stunden mit negativen Preisen an der EPEX SPOT Day-Ahead-Auktion nach Monaten und Jahr für Lieferort Schweiz (2020 Daten bis 31. Mai 2020)

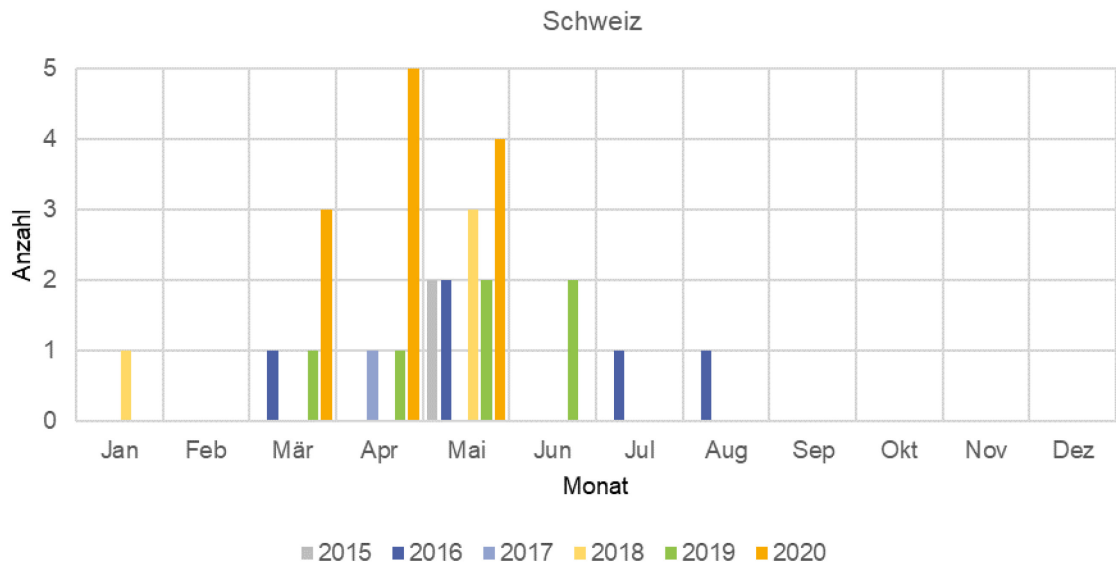


Abbildung 23: Anzahl der Tage mit negativen Stundenpreisen nach Monaten und Jahr für Lieferort Schweiz (2020 Daten bis 31. Mai 2020)

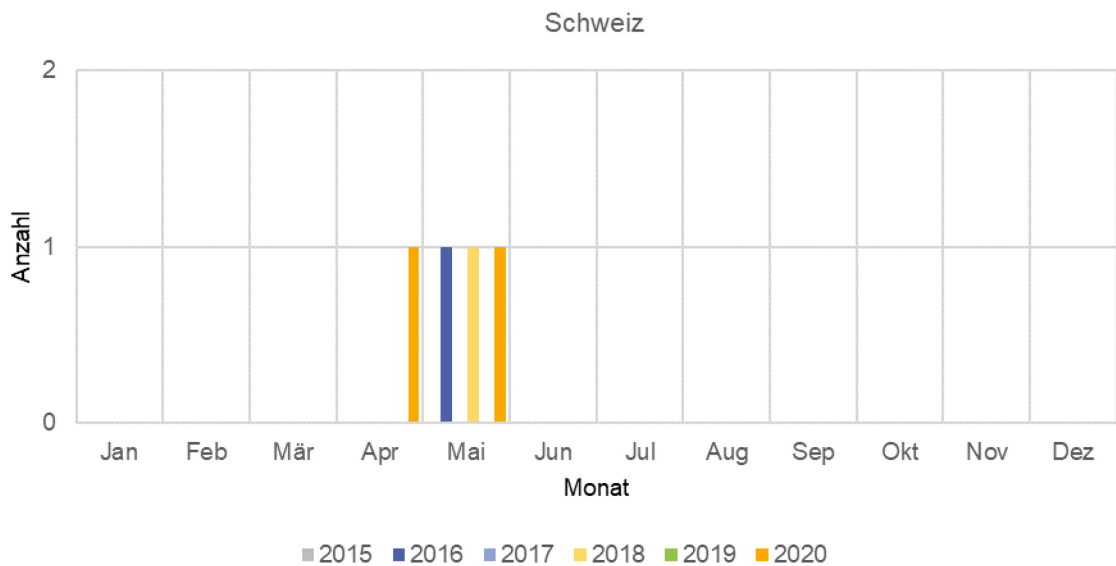


Abbildung 24: Anzahl der Tage mit negativem Base-Preis nach Monaten und Jahr für Lieferort Schweiz (2020 Daten bis 31. Mai 2020)

In der Schweiz kommen negative Stundenpreise vor allem im März, April und Mai vor. Das sind die Monate, in denen die Schweiz durch die Schneeschmelze mehr Laufwasser als üblich zur Verfügung hat. Wenn man das Laufwasser mit tiefer Last und billigem Strom aus Deutschland (aufgrund hoher Erzeugung aus Wind und Sonne) kombiniert, dann kommen negative Preise auch in der Schweiz vor.

Das Maximum an Stunden mit negativen Preisen erreichte die Schweiz im Jahr 2020 mit 63 negativen Stunden (wobei alle an insgesamt zwölf Tagen vorkamen). Dies ist im Vergleich zu Deutschland, wo das Maximum mit 210 Stunden mit negativen Preisen (verteilt über 39 Tage) im Jahr 2019 erreicht wurde, relativ gering. Dabei ist zu beachten, dass das Jahr 2020 nur Daten bis 31. Mai 2020 enthält und die Anzahl Stunden mit negativen Preisen der Jahre zuvor bereits überschritten hat. Zudem wirkte sich die durch die Corona-Pandemie bedingte tiefere Last im Jahr 2020 auch auf die Anzahl negativer Preise in der Schweiz aus.

Schaut man sich die Stunden an, an denen negative Preise in der Schweiz vorkommen, sind – mit Ausnahme von 2018 (knapp 60%) – über 70% der Stunden mit negativen Preisen zwischen Stunde 9 (von 08:00 Uhr bis 09:00 Uhr) und 16 (von 15:00 Uhr bis 16:00 Uhr). Nimmt man die Stunde 17 (von 16:00 Uhr bis 17:00 Uhr) noch hinzu, werden über 80% der Stunden mit negativen Preisen durch diesen Zeitraum abgedeckt (für die Jahre 2015, 2017 und 2019 sind es sogar 100%). Obwohl die Anzahl Stunden mit negativen Preisen in der Schweiz in den letzten Jahren zugenommen hat, hat sich an den Tagesstunden, in denen negative Preise meistens auftreten, seit 2015 nicht viel verändert. Nur im Jahr 2018 kamen negative Stunden in den ersten acht Tagesstunden deutlich häufiger vor (knapp 40%) als in den anderen Jahren. Kommen negative Preise vor, fallen diese in allen Jahren vor allem in den Stunden 14, 15, 16 und 17 an.

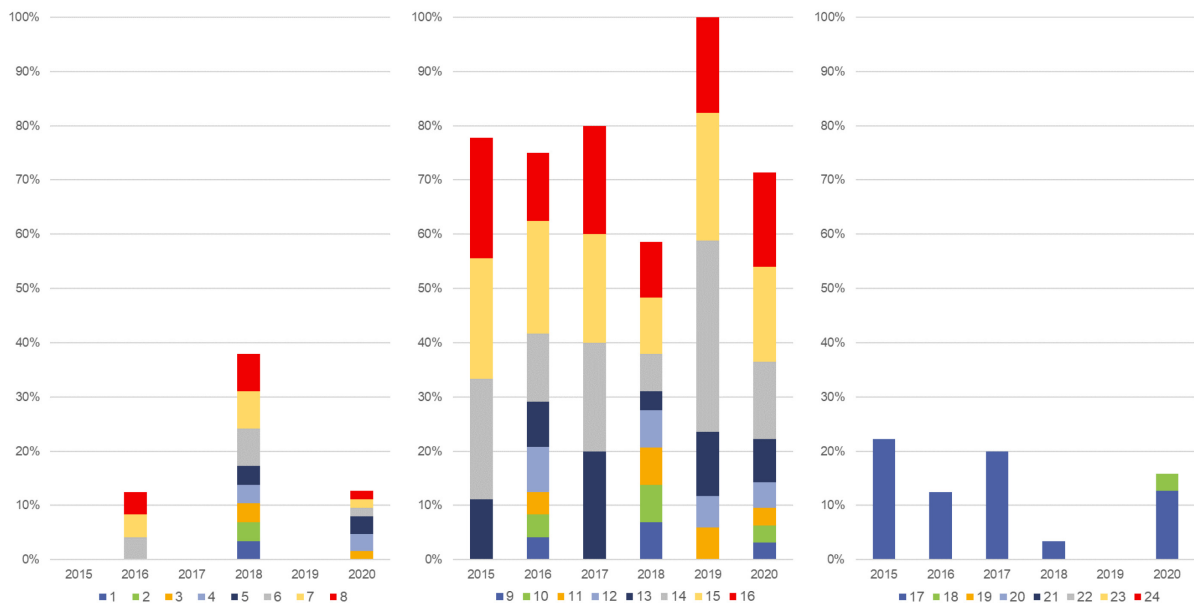


Abbildung 25: Anteil der Stunden mit negativen Preisen nach Tagesstunde und Jahr in der Schweiz
Links Anteil von Stunde 1 bis 8 (von 00:00 Uhr bis 08:00 Uhr), Mitte von Stunde 9 bis 16 (von 08:00 Uhr bis 16:00 Uhr), rechts von Stunde 17 bis 24 (von 16:00 Uhr bis 24:00 Uhr)

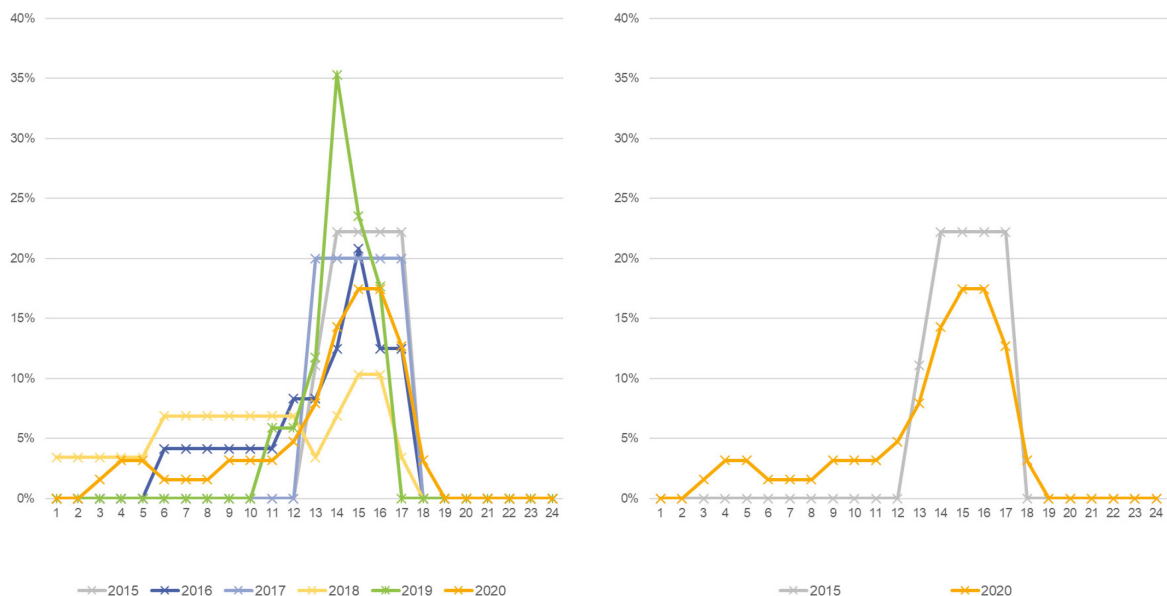


Abbildung 26: Anteil der Stunden mit negativen Preisen in der Schweiz nach Tagesstunde und Jahr als Linie
Links von 2015 bis 2020. Rechts 2015 und 2020 gesondert dargestellt

Abbildung 27 gibt einen Blick auf die Häufigkeitsverteilung der negativen Preise in der Schweiz. Vom 1. Januar 2015 bis 31. Mai 2020 gab es insgesamt 147 Stunden mit negativen Preisen (dies entspricht etwa 16% der Anzahl negativer Stunden in Deutschland). Wobei etwa 56% (82 Stunden) einen Preis hatten, der zwischen -0.1 und -10 EUR/MWh lag. Auf eine gesonderte Darstellung der Häufigkeitsverteilung für die Jahre 2019 und 2020 für die Schweiz wird verzichtet.

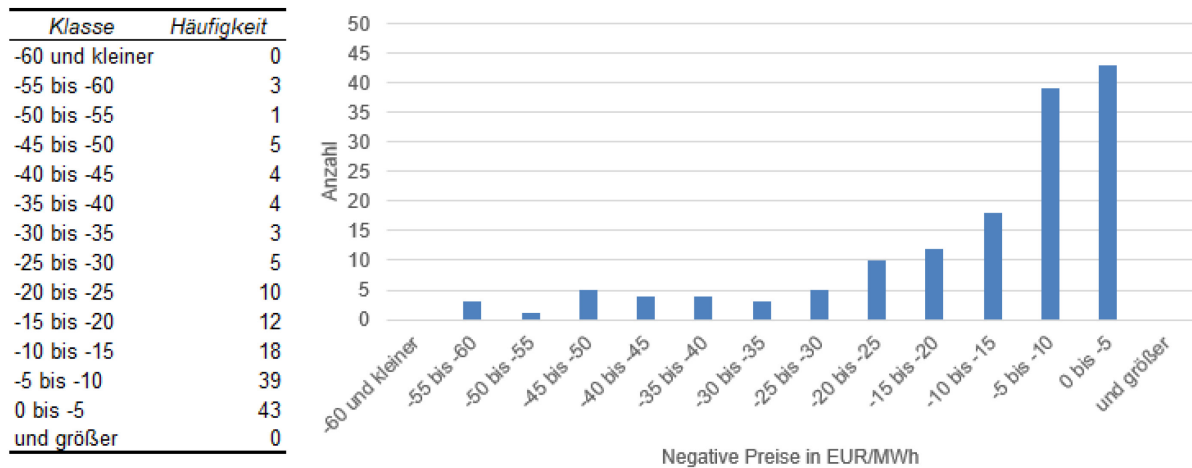


Abbildung 27: Häufigkeitsverteilung der negativen Stundenpreise bei der EPEX SPOT Day-Ahead-Auktion für Lieferort Schweiz vom 1. Januar 2015 bis 31. Mai 2020

5 Negative Preise Frankreich

Frankreich zählt zu den Ländern, wo der prozentuale Anteil nuklear erzeugten Stroms am höchsten ist. Kernkraftwerke sorgen für eine Deckung der Grundlast, sind aber unflexibel und können nicht kosteneffizient abgeschaltet und wieder angefahren werden. Auch der Anteil an erneuerbaren Energien nimmt in Frankreich zu. Eine tiefe Last in Zusammenhang mit hoher Erzeugung aus erneuerbaren Energien und günstigem Strom aus dem Nachbarland Deutschland sorgen auch in Frankreich für negative Preise. Die Corona-bedingt tiefere Last, die in Frankreich während des Lockdowns zu einem Lastrückgang von fast 17% führte (EICOM berichtete in der Studie «Auswirkung der Corona-Pandemie auf die europäische Last»), wirkte sich im Jahr 2020 in Frankreich auch auf die Anzahl Stunden mit negativen Preisen aus.

Im Folgenden wird die Situation in Frankreich graphisch dargestellt.

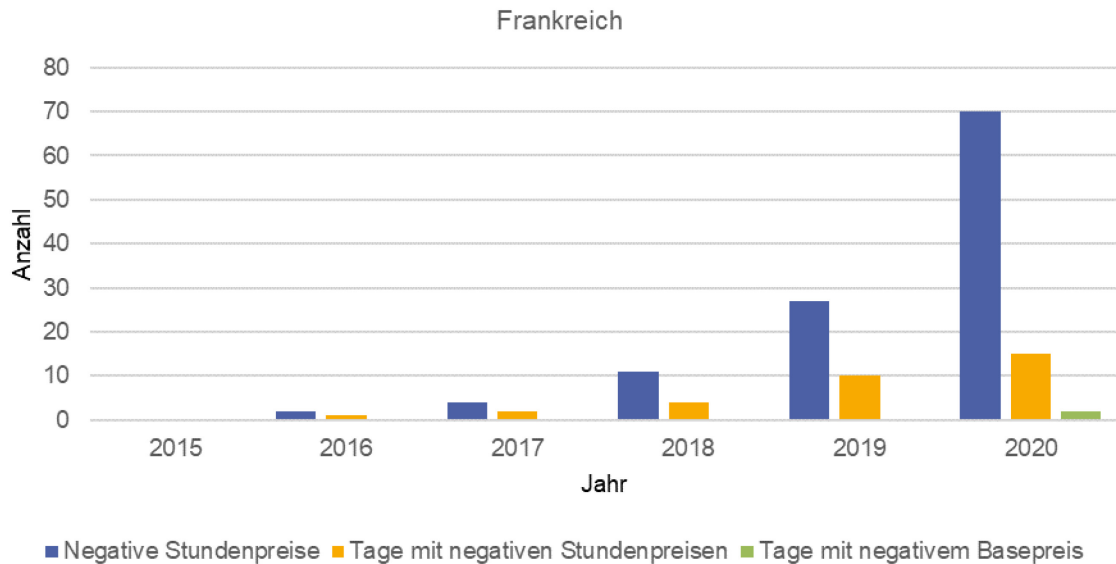


Abbildung 28: Anzahl der Stunden mit negativen Preisen, Anzahl Tage mit negativen Stundenpreisen und Anzahl Tage, während denen der Base-Preis negativ war, nach Jahr für Lieferort Frankreich (2020 Daten bis 31. Mai 2020)

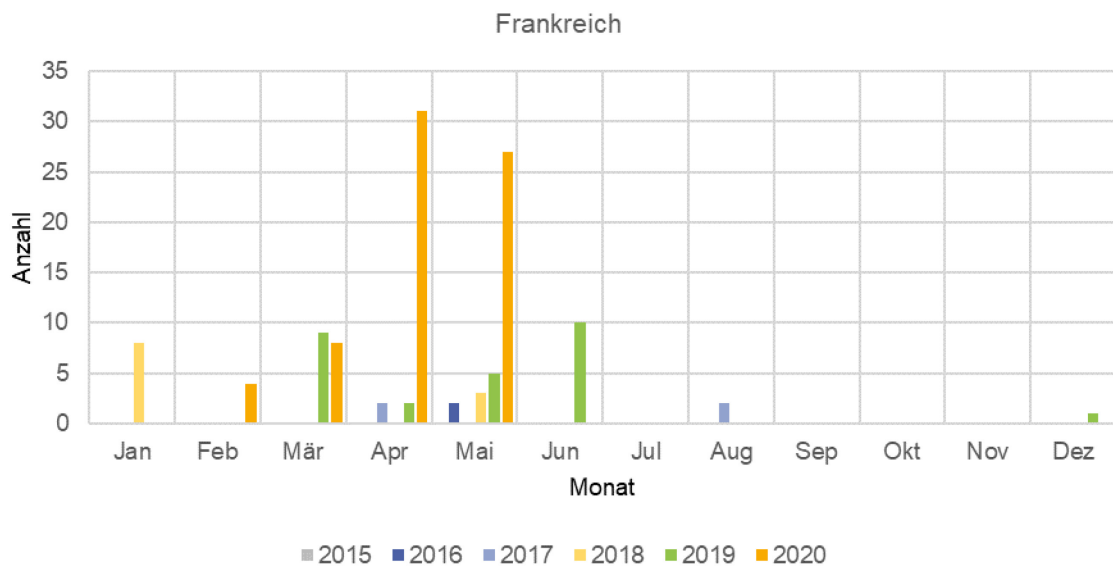


Abbildung 29: Anzahl der Stunden mit negativen Preisen an der EPEX SPOT Day-Ahead-Auktion nach Monaten und Jahr für Lieferort Frankreich (2020 Daten bis 31. Mai 2020)

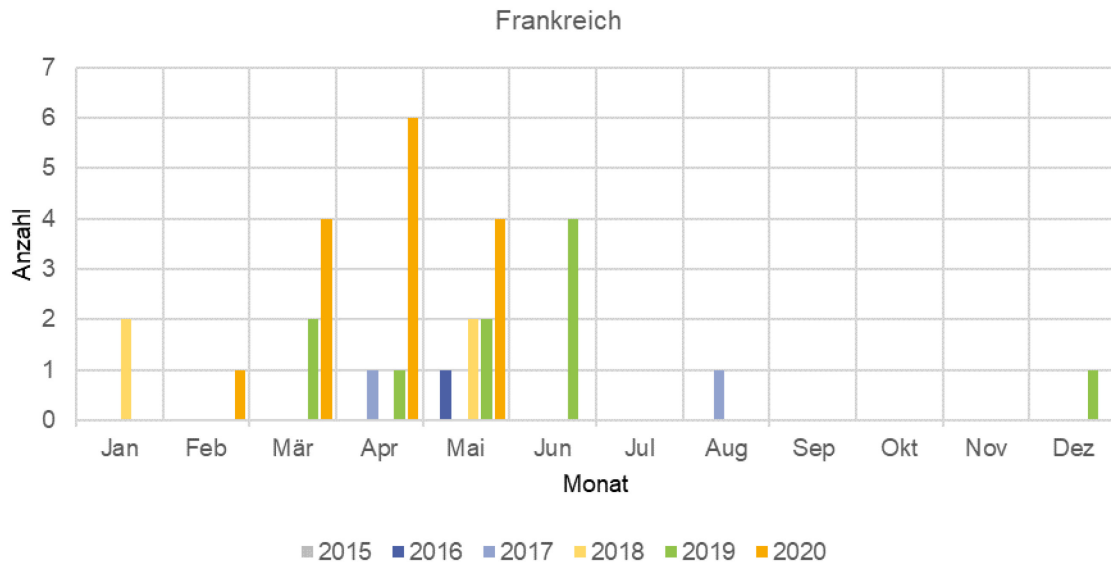


Abbildung 30: Anzahl der Tage mit negativen Stundenpreisen nach Monaten und Jahr für Lieferort Frankreich
(2020 Daten bis 31. Mai 2020)

In Frankreich kommen Stunden mit negativen Preisen weniger häufig als in der Schweiz und in Deutschland vor, wobei auch hier eine deutliche Zunahme gegenüber den Jahren zuvor und seit 2017 die Tendenz zur Verdoppelung der Anzahl gegenüber dem Vorjahr zu beobachten ist. Im Jahr 2015 gab es keine einzige Stunde im negativen Bereich.

Im Jahr 2020 gab es bis zum 31. Mai 2020 70 Stunden mit negativen Preisen. Dies ist 2.5 Mal mehr als im Jahr 2019. Vor allem im Mai und April 2020 ist die Anzahl Stunden mit negativen Preisen hoch. Der durch die Corona-Pandemie bedingte Shutdown und die daraus folgende tiefere Last machte an Tagen, wo die Last feiertagsbedingt bereits tief war und zusätzlich günstiger Strom (bedingt durch eine hohe Wind- und Solarerzeugung) aus Deutschland importiert wurde, die Inflexibilität in der französischen Stromproduktion deutlich und verstärkte das Auftreten von negativen Preisen.

Hydrokraftwerke spielen im französischen Kraftwerkspark auch eine wichtige Rolle. Deshalb sind wie in der Schweiz generell März, April, Mai und Juni die Monate, in denen negative Preise häufiger auftreten. Es gab bis dato nur zwei Tage, an denen der Base-Preis negativ war, und zwar am 13. April 2020 und am 24. Mai 2020.

Schaut man sich die negativen Preise an (s. Abbildung 31 und Abbildung 32), fällt auf, dass in Frankreich im Jahr 2015 keine negativen Preise zu verzeichnen sind, im Jahr 2016 100% der Stunden mit negativen Preisen zwischen 15:00 Uhr und 17:00 Uhr (Stunde 16 und 17) und im Jahr 2017 100% der Stunden mit negativen Preisen zwischen 14:00 Uhr und 17:00 Uhr (Stunde 15 bis 17) vorkamen. Seit 2018 wurden negative Preise vermehrt in den ersten acht Tagesstunden beobachtet. Dies könnte auf den Zubau der Windenergie in Frankreich zurückgeführt werden (s. Abbildung 33). Zudem scheinen die Stunden 10, 11 und 12 vermehrt von negativen Preisen betroffen zu sein. Auch in Frankreich wirkt sich die Solarerzeugung (im Inland, aber auch durch Importe aus Deutschland) auf die Preise aus.

Analyse der negativen Preise für die Schweiz, Frankreich und Deutschland

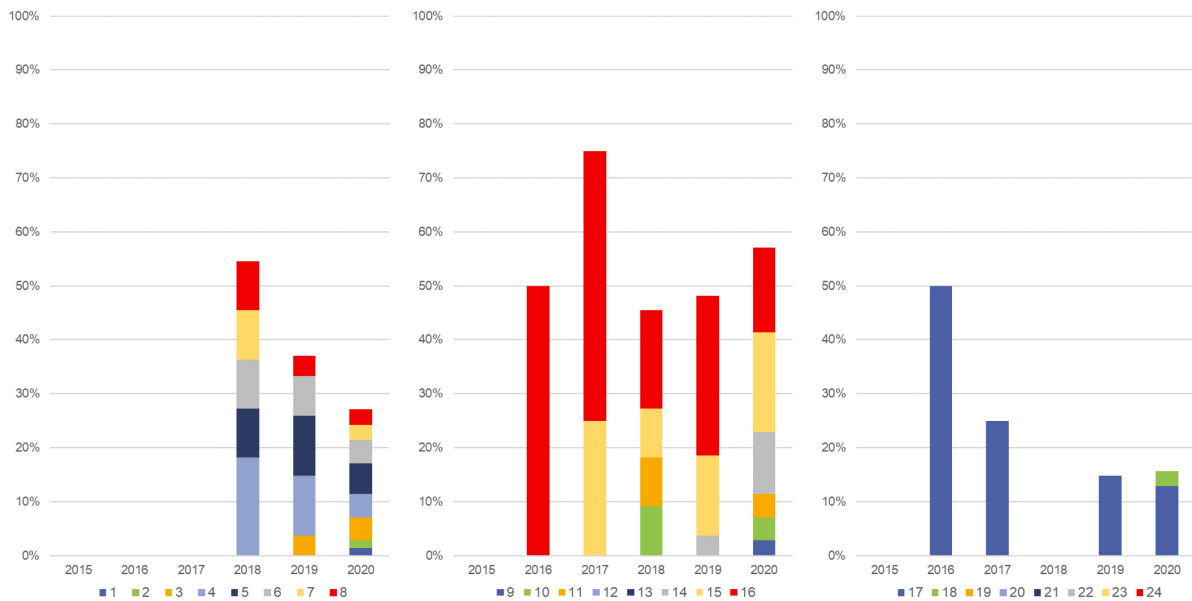


Abbildung 31: Anteil der Stunden mit negativen Preisen nach Tagesstunde und Jahr in Frankreich
Links Anteil von Stunde 1 bis 8 (von 00:00 Uhr bis 08:00 Uhr), Mitte von Stunde 9 bis 16 (von 08:00 Uhr bis 16:00 Uhr), rechts von Stunde 17 bis 24 (von 16:00 Uhr bis 24:00 Uhr)

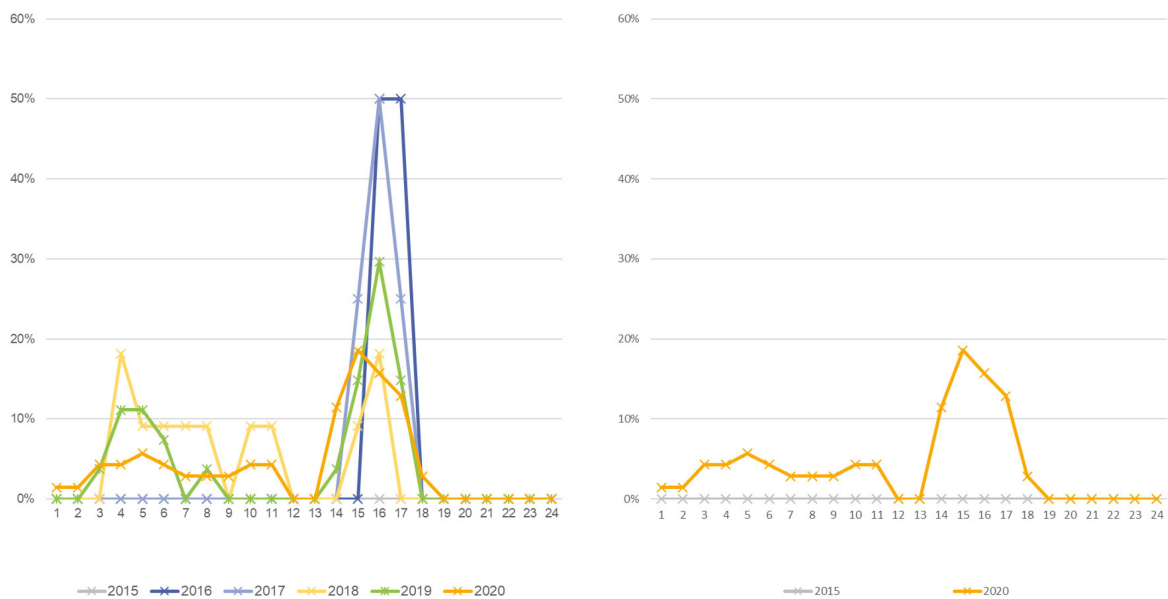


Abbildung 32: Anteil der Stunden mit negativen Preisen in Frankreich nach Tagesstunde und Jahr als Linie
Links von 2015 bis 2020. Rechts 2015 und 2020 gesondert dargestellt

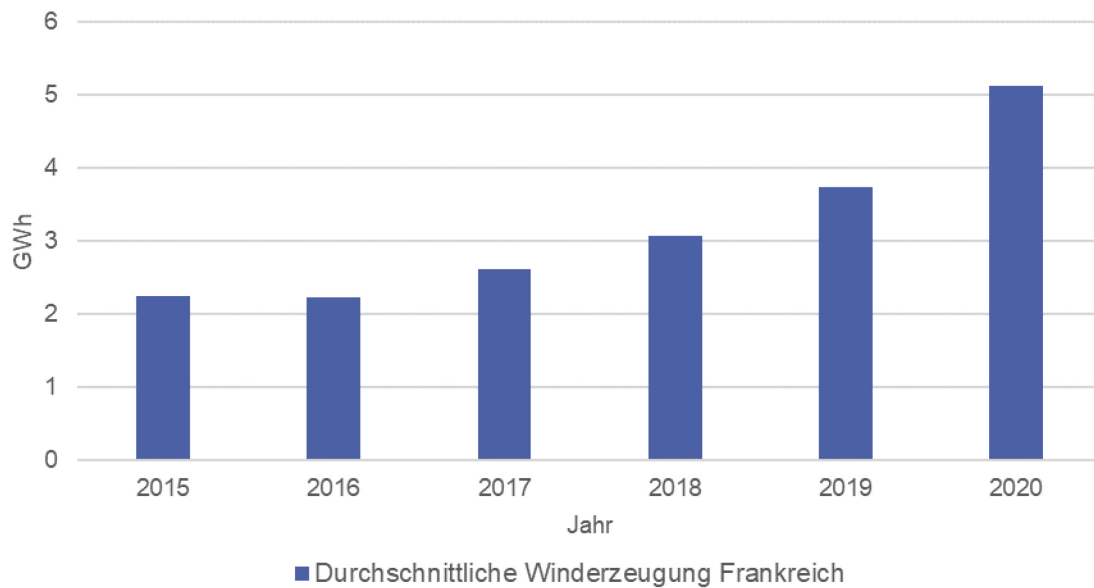


Abbildung 33: Jährliche durchschnittliche Winterzeugung in Frankreich (2020 Daten bis 31. Mai 2020)

Abbildung 34 gibt einen Blick auf die Häufigkeitsverteilung der negativen Preise in Frankreich. Vom 1. Januar 2015 bis zum 31. Mai 2020 gab es insgesamt 114 Stunden mit negativen Preisen (dies entspricht etwa 13% der Anzahl negativer Stunden in Deutschland und 78% der Anzahl negativer Stunden in der Schweiz). Wobei mehr als 60% (70 Stunden) einen Preis hatten, der zwischen -0.1 und -10 EUR/MWh lag. Die negativen Ausreisser scheinen in Frankreich weniger häufig vorzukommen als in Deutschland oder der Schweiz. Auf eine gesonderte Darstellung der Häufigkeitsverteilung für die Jahre 2019 und 2020 für Frankreich wird verzichtet.

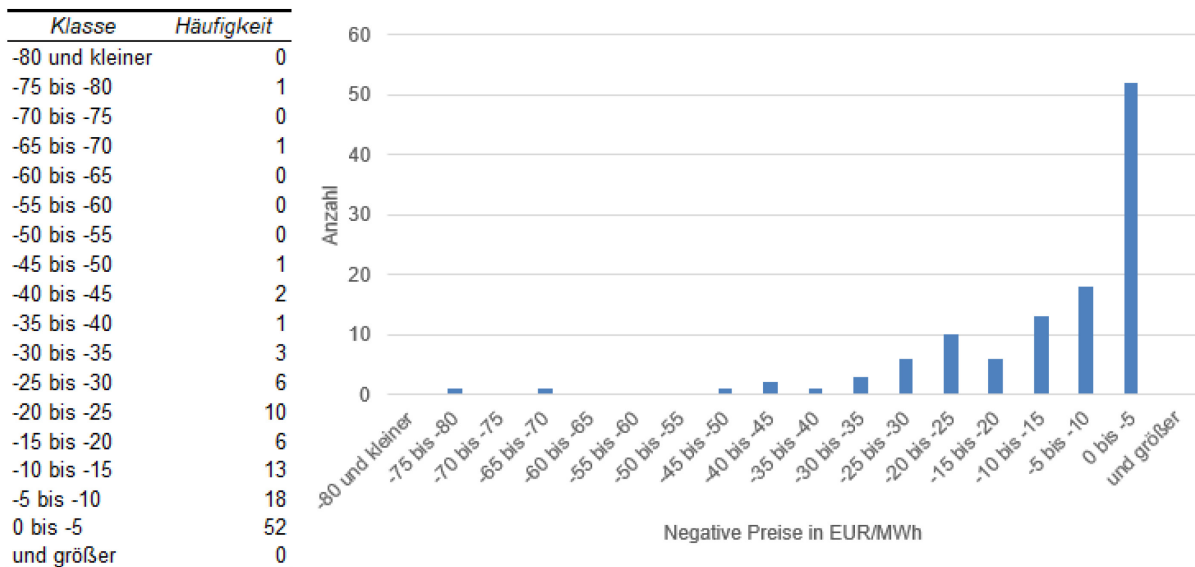


Abbildung 34: Häufigkeitsverteilung der negativen Stundenpreise bei der EPEX SPOT Day-Ahead-Auktion für Lieferort Frankreich vom 1. Januar 2015 bis 31. Mai 2020

Im Folgenden werden nochmals kurz die wichtigsten Merkmale bei den negativen Preisen für Deutschland, Schweiz und Frankreich tabellarisch zusammengefasst.

Analyse der negativen Preise für die Schweiz, Frankreich und Deutschland

	DEUTSCHLAND					
	2015	2016	2017	2018	2019	2020 (bis 31.05)
Anzahl Negativstunden	126	97	146	119	210	204
Tiefster Negativer Stundenpreis	-79.94	-130.09	-83.06	-76.01	-90.01	-83.94
Datum Tiefster Negativer Stundenpreis	29.10.2017	08.05.2016	29.10.2017	01.01.2018	08.06.2019	21.04.2020
Wochentag Tiefster Negativer Stundenpreis	Sonntag	Sonntag	Sonntag	Montag	Samstag	Dienstag
Höchster Negativer Stundenpreis	-0.01	-0.01	-0.01	-0.02	-0.01	-0.01
Anzahl Tage wobei der Tagesdurschnittspreis (Base) negativ war	1	4	6	2	4	6
Tiefster Tagesdurchschnittskurs (Base Preis)	-0.8	-12.89	-52.11	-25.3	-42.24	-26.13
Datum Tiefster Tagesdurchschnittskurs (Base Preis)	12.04.2015	08.05.2016	29.10.2017	01.01.2018	08.06.2019	24.05.2020
Wochentag tiefster Tagesdurchschnittskurs (Base Preis)	Sonntag	Sonntag	Sonntag	Montag	Samstag	Sonntag
Anzahl Negativstunden am Tag mit den tiefsten Tagesdurchschnittskurs (Base Preis)	8	8	19	15	19	17
Höchster negativer Tagesdurchschnittskurs (Base Preis)	-0.8	-0.32	-4.59	-5.7	-4.3	-0.95
Datum höchster negativer Tagesdurchschnittskurs (Base Preis)	12.04.2015	20.11.2016	26.12.2017	01.05.2018	01.01.2019	22.03.2020
Wochentag höchster negativer Tagesdurchschnittskurs (Base Preis)	Sonntag	Sonntag	Dienstag	Dienstag	Dienstag	Sonntag
Anzahl Negativstunden am Tag mit den höchsten negativen Tagesdurchschnittskurs (Base Preis)	8	11	13	18	16	7

Tabelle 1: Merkmale der negativen Preise in Deutschland

	SCHWEIZ					
	2015	2016	2017	2018	2019	2020 (bis 31.05)
Anzahl Negativstunden	9	24	5	29	17	63
Tiefster Negativer Stundenpreis	-11.66	-45.68	-49.95	-30.62	-39.45	-59.61
Datum Tiefster Negativer Stundenpreis	10.05.2015	15.05.2016	30.04.2017	01.05.2018	30.06.2019	24.05.2020
Wochentag Tiefster Negativer Stundenpreis	Sonntag	Sonntag	Sonntag	Dienstag	Sonntag	Sonntag
Höchster Negativer Stundenpreis	-1.88	-0.08	-6.99	-0.14	-0.06	-0.06
Anzahl Tage wobei der Tagesdurschnittspreis (Base) negativ war	0	1	0	1	0	2
Tiefster Tagesdurchschnittskurs (Base Preis)	7.75	-0.91	6.78	-5.79	6.75	-12.67
Datum Tiefster Tagesdurchschnittskurs (Base Preis)	10.05.2015	15.05.2016	30.04.2017	01.05.2018	30.06.2019	24.05.2020
Wochentag tiefster Tagesdurchschnittskurs (Base Preis)	Sonntag	Sonntag	Sonntag	Dienstag	Sonntag	Sonntag
Anzahl Negativstunden am Tag mit den tiefsten Tagesdurchschnittskurs (Base Preis)	5	12	5	17	6	16
Höchster negativer Tagesdurchschnittskurs (Base Preis)	NA	-0.91	NA	-5.79	NA	-6.95
Datum höchster negativer Tagesdurchschnittskurs (Base Preis)	NA	15.05.2016	NA	01.05.2018	NA	13.04.2020
Wochentag höchster negativer Tagesdurchschnittskurs (Base Preis)	NA	Sonntag	NA	Dienstag	NA	Montag
Anzahl Negativstunden am Tag mit den höchsten negativen Tagesdurchschnittskurs (Base Preis)	NA	12	NA	17	NA	10

Tabelle 2: Merkmale der negativen Preise in der Schweiz

Analyse der negativen Preise für die Schweiz, Frankreich und Deutschland

	FRANKREICH					
	2015	2016	2017	2018	2019	2020 (bis 31.05)
Anzahl Negativstunden	0	2	4	11	27	70
Tiefster Negativer Stundenpreis	NA	-10.69	-2.17	-31.82	-24.92	-75.82
Datum Tiefster Negativer Stundenpreis	NA	08.05.2016	30.04.2017	01.01.2018	08.06.2019	13.04.2020
Wochentag Tiefster Negativer Stundenpreis	NA	Sonntag	Sonntag	Montag	Samstag	Montag
Höchster Negativer Stundenpreis	NA	-1.33	-0.05	-0.25	-0.07	-0.01
Anzahl Tage wobei der Tagesdurchschnittspreis (Base) negativ war	0	0	0	0	0	2
Tiefster Tagesdurchschnittskurs (Base Preis)	11.94	7.32	10.94	2.66	3.68	-10.1
Datum Tiefster Tagesdurchschnittskurs (Base Preis)	10.05.2015	08.05.2016	31.12.2017	01.01.2018	08.06.2019	24.05.2020
Wochentag tiefster Tagesdurchschnittskurs (Base Preis)	Sonntag	Sonntag	Sonntag	Montag	Samstag	Sonntag
Anzahl Negativstunden am Tag mit den tiefsten Tagesdurchschnittskurs (Base Preis)	0	2	0	7	4	16
Höchster negativer Tagesdurchschnittskurs (Base Preis)	NA	NA	NA	NA	NA	-6.51
Datum höchster negativer Tagesdurchschnittskurs (Base Preis)	NA	NA	NA	NA	NA	13.04.2020
Wochentag höchster negativer Tagesdurchschnittskurs (Base Preis)	NA	NA	NA	NA	NA	Montag
Anzahl Negativstunden am Tag mit den höchsten negativen Tagesdurchschnittskurs (Base Preis)	NA	NA	NA	NA	NA	12

Tabelle 3: Merkmale der negativen Preise in Frankreich

6 Fazit

In den letzten Jahren konnte in den verschiedenen Märkten die Zunahme von Stunden mit negativen Preisen beobachtet werden. Negative Preise wurden am Day-Ahead-Grosshandelsmarkt der EPEX Spot im September 2008 auf Wunsch des Marktes eingeführt. Zuvor herrschte bei den Marktteilnehmern sehr viel Unsicherheit, weil die Verkäufer bei der damaligen Mindestgrenze von 0 EUR/MWh nicht ihre ganze Wunschmenge verkaufen konnten, ihr Gebot wurde von der Börse linear interpoliert. Nicht der Markt, sondern die Preisgrenze der Börse hat damals den Markträumungspreis und das Volumen festgelegt.

Der Ausbau der erneuerbaren Energien, insbesondere Wind und Solar, die mit Grenzkosten nahe Null in das Orderbuch der Börse einfließen, begünstigt das Auftreten von negativen Preisen. Regulatorische Rahmenbedingungen können auch dazu führen, dass Anlagebetreiber bei negativen Preisen weiter produzieren. Dies gilt insbesondere für Betreiber von Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien, die ihre Anlage direkt vermarkten und somit zusätzlich zu den Erlösen aus der Direktvermarktung eine Marktpremie für jede erzeugte kWh erhalten. Sofern der Verlust einer Einspeisung bei negativen Preisen betragsmässig die ihnen ausgezahlte Marktpremie nicht übersteigt, werden sie ins Netz einspeisen. Die «6-Stunden-Regel» die im EEG 17 unter § 51 festgehalten wird (im Exkurs näher erläutert), steuert diesem Phänomen ein bisschen entgegen. Diese Regelung wird seit der Einführung kontrovers diskutiert. Die Bundesnetzagentur sagt im Bericht über die Mindesterzeugung 2019: «Bezogen auf die in den betrachteten Situationen am Netz befindlichen Kraftwerke sollte also eine weitere Flexibilisierung der Kraftwerke (auch im Hinblick auf ihre Wärmebereitstellung) den konventionellen Erzeugungssockel reduzieren. Eine solche Flexibilisierung bedarf entsprechender ökonomischer Anreize. Negative Preise, insbesondere länger andauernde stark negative Preise, setzen solche Anreize. Ein Abbau dieser Anreize durch eine Kürzung oder Streichung der Vergütung erneuerbarer Erzeugung in Abhängigkeit von negativen Börsenpreisen ist insofern nicht zielführend. »

Des Weiteren sorgen auch unflexible konventionelle Kraftwerke dafür, dass der Strompreis ins Negative rutscht. An Tagen, an denen viel Wind und Sonne (mit tiefen Grenzkosten) ins Netz eingespeist werden, sollten eigentlich teurere konventionelle Kraftwerke ihre Stromproduktion drosseln. Diese können aber ihre Produktion aufgrund technischer Restriktionen und Opportunitätskosten für einzelne Stunden nicht herunterfahren. Auch haben Anbieter von konventionellen Kraftwerken eventuell andere vertragliche Verpflichtungen (beispielsweise Anbieter negativer Regelreserve oder von Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen), die dazu führen, dass sie trotz negativer Marktpreise ihre Erzeugung anbieten und entsprechend negative Deckungsbeiträge in Kauf nehmen.

In Deutschland kommen negative Preise meistens an Tagen mit tiefer Last und hoher Wind- und Solareinspeisung vor. In der Schweiz und in Frankreich sind negative Stundenpreise weniger häufig zu verzeichnen als in Deutschland. Die limitierten Grenzübertragungskapazitäten zu Deutschland begrenzen den Fluss von günstigem Strom in diese Länder. Dennoch ist auch in der Schweiz und in Frankreich eine Zunahme von negativen Stundenpreisen zu beobachten. Diese scheinen vor allem in März, April und Mai vorzukommen. Eine tiefere Last zusammen mit einer durch die Schneeschmelze bedingten Zunahme des Laufwassers sowie Importe von günstigem Strom aus Deutschland bedingen das Auftreten negativer Preise.

Solange der Ausbau der erneuerbaren Energien weiter zunimmt, bei den Stromspeichermöglichkeiten keine grossen Fortschritte gemacht werden, bei der Last oder Erzeugung zu wenig Flexibilität vorhanden ist und die Grenzübertragungskapazitäten in die Nachbarländer nicht ausgebaut werden, dürfte sich dieser Trend in Deutschland genauso wie in Frankreich und in der Schweiz fortsetzen.

Negative Stundenpreise am kurzfristigen Strommarkt sind kein Grund zur Sorge. Es ist ein notwendiger Marktmechanismus um sicherzustellen, dass die Stromnachfrage dem Angebot zu jeder Zeit entspricht. Es ist ein Anreiz für konventionelle Kraftwerke, ihre Stromproduktion der schwankenden Nachfrage und

der wetterabhängigen Erzeugung aus erneuerbaren Energien anzupassen. Mittlerweile können auch die aus technischen Gründen bislang eher trägen Kohlekraftwerke immer besser auf die schwankende Stromnachfrage beziehungsweise Stromerzeugung der erneuerbaren Energien reagieren und fahren ihre Produktion bei negativen Strompreisen herunter. Möglich ist dies, weil Teile der Kraftwerksbetreiber in die Flexibilität ihrer Anlagen investiert haben: Ein Kraftwerk herunter- und wieder hochzufahren, ist in diesen Anlagen nun günstiger als die Kosten bei negativen Strompreisen zu tragen (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2018). Auch EPEX Spot hat in den letzten Jahren durch die Einführung von konditionalen Geboten (Smart Block Bids) für mehr Flexibilität bei der Gebotsabgabe gesorgt. Diese koppeln die Ausführung des Gebots an weitere Bedingungen als der einfachen Bedingung (Mindestpreis) bei den Stundengeboten. Anstelle eines stündlichen Mindestpreises kann dann beispielsweise ein Mindestdurchschnittspreis für die in dem Gebot gekoppelten Stunden geltend gemacht werden. Auch können verschiedene Gebote miteinander gekoppelt werden. Dies ermöglicht vor allem Betreibern konventioneller Kraftwerke, ihren Einsatz noch stärker an den Day-Ahead-Preis anzupassen.

Negative Preise geben auch nachfrageseitig einen Anreiz, Strom genau dann verstärkt nachzufragen, wenn gerade viel ins Netz eingespeist wird. Profiteure sind dann die Verbraucher und die Pumpspeicherkraftwerke, die für die gepumpte Energie nichts bezahlen müssen, sondern sogar einen Betrag erhalten. Ein fragwürdiger Nebeneffekt entsteht jedoch auch, wenn die Deutsche Bahn Elektroheizungen von Bahnweichen im Hochsommer einschaltet, um die Nachfrage anzukurbeln und von den negativen Preisen zu profitieren.

Negative Preise sind volkswirtschaftlich somit durchaus sinnvoll, es werden dadurch die richtigen Anreize gesetzt, um im Zuge der Umstellung auf erneuerbare Energien flexibler zu werden und jegliche Flexibilitätsoption zu nutzen.

Exkurs

Anbei noch ein kurzer Exkurs zur EEG-Förderung (Förderung der erneuerbaren Energien in Deutschland). Negative Preise führen zu zwei Problemen:

1. Negative Preise verbessern zwar die Markteffizienz, können aber das EEG-Umlagekonto belasten. Da die Übertragungsnetzbetreiber gezwungen sind, die erzeugte erneuerbare Energie am Spotmarkt zu verkaufen, sind sie bei negativen Preisen mit erhöhten Kosten konfrontiert.
2. Sind die Preise stark negativ und übersteigen die Höhe der erwarteten Marktprämie, welche an die Direktvermarkter erneuerbarer Energien ausgeschüttet wird, haben die Direktvermarkter im Marktprämienmodell einen Anreiz, ihre fernsteuerbaren erneuerbaren Anlagen abzuschalten. Wind- und Solarstromanlagen welche an der EPEX Spot Day-Ahead-Auktion sonst zu sehr tiefen Grenzkosten angeboten würden, stehen dem Markt in diesem Fall nicht mehr zur Verfügung. Stattdessen erzeugen eventuell konventionelle, nicht CO₂-freie Kraftwerke mit Grenzkosten deutlich über 0 EUR/MWh Strom. Dies widerspricht den Zielen der Energiewende und sollte deshalb nicht angestrebt werden (Energy Brainpool, 2014).

Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2017) § 51 Verringerung des Zahlungsanspruchs bei negativen Preisen

(1) Wenn der Wert der Stundenkontrakte für die Preiszone für Deutschland am Spotmarkt der Strombörse in der vortägigen Auktion in mindestens sechs aufeinanderfolgenden Stunden negativ ist, verringert sich der anzulegende Wert für den gesamten Zeitraum, in dem 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 Ausfallvergütung 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 in diesem Kalendermonat um 5 Prozent pro Kalendertag, in dem dieser Zeitraum ganz oder teilweise liegt.

(3) Die Absätze 1 und 2 sind nicht anzuwenden auf

1. Windenergieanlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 3 Megawatt, wobei § 24 Absatz 1 entsprechend anzuwenden ist,
2. sonstige Anlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 500 Kilowatt, wobei § 24 Absatz 1 entsprechend anzuwenden ist,
3. Pilotwindenergieanlagen an Land nach § 3 Nummer 37 Buchstabe b und
4. Pilotwindenergieanlagen auf See nach § 3 Nummer 6 des Windenergie-auf-See-Gesetzes.

Bibliographie

- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. (2018). Was sind eigentlich "negative Strompreise"?. Abgerufen am 27. März 2020 von <https://www.bmwi-energiewende.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2018/02/Meldung/direkt-erklaert.html>
- Bundesnetzagentur. (2019). Bericht über die Mindesterzeugung 2019. Abgerufen am 27. Mai 2020 von https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Mindesterzeugung/Mindesterzeugung_node.html
- Energy Brainpool. (2014). Zukünftige Auswirkungen der Sechs-Stunden-Regelung gemäss § 24 EEG 2014 Kurzstudie im Auftrag des Bundesverbands WindEnergie e.V Abgerufen am 8. März 2020 von https://www.energybrainpool.com/fileadmin/download/Studien/Studie_2014-12-11_BWE_Sechsstunden-Regelung_EnergyBrainpool.pdf
- Frauendorfer, K. & Kiste, K. (2018). Die Spot-Volatilität der Strompreise an der EEX Risikoadjustierte Beurteilung von Spotpreisen. *e.m.w.*, 1(10), 52-55.
- Fraunhofer Institut für System und Innovationsforschung ISI, Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung BadenWürttemberg (ZSW), CONSENTEC GmbH und BEITEN BURKHARDT Rechtsanwaltsgesellschaft mbH .(2015). Zukunftswerkstatt Erneuerbare Energien Diskussionspapier: Negative Preise auf dem Stromgroßhandelsmarkt und Auswirkungen von § 24 EEG Abgerufen am 8. März 2020 von https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Gutachten/negative-preise-stromgrosshandelsmarkt.pdf?__blob=publicationFile&v=2