

part of eex group

epexspot

Marktintegration erneuerbarer Energien – Mission erfüllt?

15.11.2020

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	3
Einführung	4
Preise und Mengen – Wie teilen und gestalten erneuerbare Energien die Dynamik des Strommarktes?	4
Die Strombörse als Wegbereiter einer effizienten Erneuerbaren-Integration – in der Vergangenheit und in der Zukunft	6
Wie kann die vollständige Marktintegration erneuerbarer Energien gewährleistet werden?	7
Anlagen nach den Subventionen: Stärkung des Preissignals, indem sie auf dem Markt gehalten werden	9
Contracts for Difference: Was macht den Unterschied aus?	11
Herkunftsnachweise für erneuerbaren Strom: Für mehr Transparenz!	12
Power Purchase Agreements – PPAs: Keine Bedrohung für die Spotmarktliquidität	12

Marktintegration erneuerbarer Energien – Mission erfüllt?

Wie ein effizientes Marktdesign im Sinne der Systemsicherheit und zum Nutzen des Endverbrauchers gewährleistet werden kann

Zusammenfassung

Die Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien steht im Mittelpunkt des europäischen Green Deals. Der Übergang zu einem überwiegend erneuerbaren Stromversorgungssystem wird durch die ehrgeizigen politischen Ausbauziele für Erneuerbare und die sinkenden Stromerzeugungskosten dieser Technologien beschleunigt. In diesem Zusammenhang sind Subventionen und Fördermechanismen für erneuerbare Energien kein Königsweg mehr, um die Klimaziele zu erreichen. Die Herausforderung für eine erfolgreiche Energiewende besteht darin, die vollständige Marktintegration der erneuerbaren Energien in den Strommarkt zu gewährleisten und marktbasiertere Vergütungen für Erneuerbare bereitzustellen. Dieser kosteneffiziente Ansatz wird letztendlich dem Endverbraucher zugutekommen.

Die derzeit implementierten Fördermechanismen sind auf lange Sicht dafür nicht geeignet. Sie verzerren den Energiemarkt und behindern eine effiziente Netzintegration der erneuerbaren Energien. Darüber hinaus begünstigen sie Lock-in-Effekte, die den Zeitraum verlängern, für den erneuerbare Energien auf Subventionen angewiesen sind, anstatt einen allmählichen Ausstieg aus der regulierten Förderung zu unterstützen. Somit tragen diese Fördermechanismen dazu bei, die Kosten der Energiewende zu erhöhen.

Eine subventionsfreie Zukunft für erneuerbare Energien ist sowohl notwendig als auch machbar. Erhebliche Mengen erneuerbarer Energien werden bereits heute erfolgreich in den europäischen Strommarkt integriert. EPEX SPOT trägt mit innovativen Handelssystemen, Handel nah an der Echtzeit und Produkten mit feinerer Granularität zur Marktintegration erneuerbarer Energien bei.

Im zukünftigen Marktdesign sollten erneuerbare Energien vollständig auf das Marktpreissignal reagieren und diesem auch vollständig unterliegen. Einnahmen können auf verschiedenen Märkten generiert werden. Dies könnten Verkaufserlöse aus dem Großhandelsmarkt, aus Herkunftsnachweisen, aus PPAs und anderen marktbasiertere Quellen sein. Dafür ist ein gut funktionierender Energiemarkt mit stabilen und liquiden Gebotszonen und einem robusten Preis des Emissionshandelssystems erforderlich. In der Übergangsphase zur vollständigen Marktintegration werden wahrscheinlich bestimmte Fördermechanismen weiterhin notwendig sein. Alle Fördermechanismen sollten so wenig verzerrend wie möglich, marktbasiertere und auf europäischer Ebene harmonisiert sein, und der Subventionsbetrag sollte anhand von Wettbewerbsmechanismen festgelegt werden (z. B. durch Ausschreibungen).

Einführung

Ein wichtiger Punkt bei der Marktintegration von erneuerbaren Energien war schon immer der regulatorische Rahmen. Der erste Schritt war die Einführung der Einspeisevergütungen vor 20 Jahren, mit denen die erneuerbaren Energien ohne Preisrisiko für die Anbieter ins System eingebunden werden sollten. Unter Einspeisetarifen treten erneuerbare Energien als eine sogenannte *must-run* Kapazität auf, gemäß des Prinzips des „*Produce and forget*“. Dies liegt am Einspeisevorrang der erneuerbaren Energien, aber auch daran, dass Erneuerbare eine bestimmte Einspeisevergütung für jede produzierte kWh erhalten, unabhängig vom Großhandelsmarktpreis. Der graduelle Übergang von Einspeisevergütungen auf Einspeiseprämien setzte wichtige Anreize, um die erneuerbaren Energien an der Börse effizient zu handeln und gleichzeitig das Preisrisiko der Anbieter immer noch sehr begrenzt zu halten. Die künftigen Herausforderungen bestehen in der vollständigen Marktintegration der erneuerbaren Energien auf Basis einer subventionsfreien Vergütung, die ausschließlich aus Markterlösen stammt. Dies ist wesentlich, um die Ziele des Green Deals der EU zu erreichen, und sollte im Mittelpunkt der energiepolitischen Initiativen sowohl auf EU-Ebene als auch von nationalen Regierungen stehen.

Das vorliegende Dokument soll Antworten auf die derzeit diskutierten Fragen über ein zukünftiges effizientes Marktdesign bei erneuerbaren Energien geben. Es zeigt auf, wie wettbewerbsfähige und liquide Großhandelsmärkte die Integration erneuerbarer Energien in das Energiesystem erleichtern können.

Preise und Mengen – Wie teilen und gestalten erneuerbare Energien die Dynamik des Strommarktes?

Die Spotmärkte sind die physischen Märkte zum grundlegenden Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch (Day-Ahead) und zur Korrektur von Prognosefehlern bis zur Lieferung (Intraday). Obwohl sich die Erzeugungsprognosen bei den erneuerbaren Energien in den letzten Jahren deutlich verbessert haben, ist es immer noch nicht möglich, die intermittierende Erzeugung auf die Kilowattstunde genau vorherzusehen. Für die erneuerbaren Energien ist der Intraday Markt am relevantesten, weil an diesem Markt bis zur Lieferung gehandelt werden kann und Erzeugungsrampen durch eine feinere Produktgranularität besser abgebildet werden, z. B. durch 15- und 30-Minuten-Produkte.

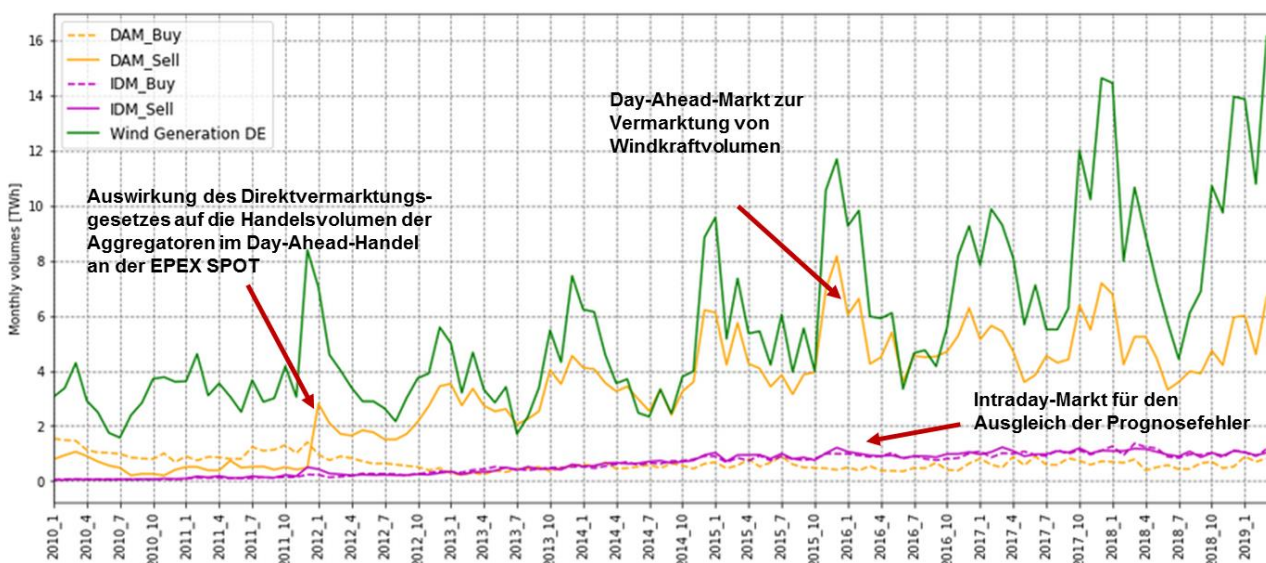


Abbildung 1: Strommengen der Aggregatoren auf dem deutschen Spotmarkt in TWh, Quelle: EPEX SPOT

Aus Abbildung 1 wird ersichtlich, wie die Aggregatoren¹ am Day-Ahead Markt ihre Windkraftvolumen vermarkten (die Day-Ahead-Verkaufsmenge korreliert mit der Windstromerzeugung) und am Intraday Markt ihre Prognosefehler korrigieren (geringe Einkaufs- und Verkaufsmengen, die sich so gut wie entsprechen). Die Analyse basiert auf 22 Aggregatoren, die am deutschen Day-Ahead und Intraday Markt handeln.

Beim Markteintritt der erneuerbaren Energien ist eine weitere Auswirkung auf den Sportmarktpreis zu beobachten: Der Intraday-Preis der 15-Minuten Intraday-Auktion bewegt sich um den Day-Ahead-Preis („Sägezahnmuster“). Dies wird durch den Sonnenauf- und -untergang verursacht: In den Morgenstunden, wenn die Sonne aufgeht, ist die Solarstromerzeugung in der ersten Viertelstunde einer Stunde niedriger als in der letzten Viertelstunde. Das Stromangebot liegt also in der ersten Viertelstunde unter dem Durchschnittsangebot in der betreffenden Stunde, was die Preise über den durchschnittlichen Stundenpreis treibt. Wenn die Sonne am Nachmittag untergeht, kehrt sich das Phänomen um. Dieses Muster ist darauf zurückzuführen, dass die stündlichen Day-Ahead-Verträge auf 15-Minuten-Basis ausgeglichen werden müssen. Am Ende des Handelsfensters nähern sich die Preise jedoch dem erwarteten Ausgleichsenergiepreis an. Die Day-Ahead und Intraday Markt-Durchschnittspreise (d. h. Basis- und Spitzenpreise) weichen in der Regel kaum voneinander ab. Genauer gesagt weisen die beiden Preisverteilungen eine Häufung um denselben Wert auf. 2018 lag die durchschnittliche Abweichung zwischen dem Day-Ahead- und dem kontinuierlichen 60-Minuten-Intraday Markt beispielsweise bei 0,11 €/MWh.

Was die Auswirkung der erneuerbaren Energien auf den Großhandelsmarktpreis betrifft, führten schnelle Erneuerbare-Kapazitätssteigerungen in den letzten Jahren generell zu niedrigeren Marktpreisen. In Phasen hoher Windkraft- und/oder Solarstromerzeugung bei gleichzeitig geringem Verbrauch sind häufig niedrige oder sogar negative Preise zu beobachten. Ein wichtiger Grund für negative Preise ist die mangelnde Flexibilität des gesamten Stromsystems: Da das System nicht die gesamte erzeugte erneuerbare Elektrizität integrieren kann, drückt das zusätzliche Angebot die Preise nach unten. Im Prinzip setzen negative Preise Anreize für die Marktakteure, in flexiblere Produktionskapazitäten zu investieren.

In der Praxis hingegen gibt es Beispiele, in denen Fördermechanismen das Preissignal verzerren und die notwendigen Investitionen in Flexibilitätslösungen behindern. Dies ist insbesondere in Deutschland der Fall, wo negative Preise durch spezielle Einspeisevergütungsregeln verstärkt werden. Diese Regeln halten Erzeuger erneuerbarer Energien davon ab, auf negative Preise mit einer geringeren Einspeisung zu reagieren.

Bei vollständiger Marktintegration bieten die Erzeuger in der Regel die Grenzkosten, d. h. den Betriebsaufwand (OPEX). Im Gegensatz dazu setzen Einspeiseprämien (ermittelt durch Ausschreibungen) Anreize für die Aggregatoren, den Markt erst zu verlassen, wenn die jeweiligen Opportunitätskosten erreicht sind (d. h. bei der negativen Marktprämie, z. B. in DE zwischen -50 EUR/MWh und -100 EUR/MWh). Die Opportunitätskosten enthalten im Einspeiseprämienystem auch den Kapitalaufwand (CAPEX). Als Ergebnis bieten Produzenten erneuerbarer Energien auch bei negativen Preisen ihren Strom an. Dies widerspricht den Prinzipien der EU-Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020, unter denen erneuerbare Energien bei einem negativen Marktpreis nicht bezuschusst werden sollten, da bei negativen Preisen kein Anreiz für die Einspeisung erneuerbarer Energien gesetzt werden soll.

Die derzeit gültigen Fördermechanismen sind langfristig ungeeignet. Obwohl sich die durch Ausschreibungen ermittelte Marktprämie im Vergleich zu den Einspeisevergütung als Verbesserung in Hinblick auf die Marktintegration erwiesen hat, ist dieses Anreizsystem bei einem steigenden Anteil an erneuerbaren Energien nicht optimal.

Das endgültige Ziel sollte die vollständige Marktintegration der Erneuerbaren sein, d. h. die erneuerbaren Energien sollten sich wie jede andere Erzeugungstechnologie verhalten und denselben Regeln unterliegen.

¹ Diese Grafik zeigt 22 Unternehmen, deren erklärtes Geschäftsmodell die Aggregation erneuerbarer Energien ist. Daher blieben einige Versorger unberücksichtigt, die auch als Aggregatoren fungieren.

Subventionen einschließlich der Einspeiseprämie führen zu kurz- und langfristigen Marktpreisverzerrungen. Langfristig ist der Strompreis auf dem Großhandelsmarkt nicht mit den Kosten der Stromerzeugung korreliert. Die Abweichung wird aber über die Steuern auf erneuerbare Energien dennoch vom Endverbraucher bezahlt (z. B. über die EEG-Umlage in Deutschland).

Die Strombörse als Wegbereiter einer effizienten Erneuerbaren-Integration – in der Vergangenheit und in der Zukunft

EU-weit sind derzeit 191 GW Windkapazität und 130 GW Solarkapazität installiert (Stand 2019). Als europäische Strombörse ist die EPEX SPOT eine Marktplattform, auf der Produkte gehandelt werden können, um diese schnell wachsenden Mengen an erneuerbaren Energien erfolgreich in den Markt einzubinden. Wir machen die Märkte fit für erneuerbare Energien. Hier einige Beispiele für unsere laufenden Produkt- und Marktinnovationen in Europa, die sich zu zentralen Bausteinen der Energiewende entwickelt haben:

- **Echtzeitnaher Handel / geringere Vorlaufzeit:** Mit der stärkeren Marktdurchdringung von erneuerbaren Energien wird immer dann nahe an der Echtzeit gehandelt, wenn die Prognosen am präzisesten sind. Am deutschen kontinuierlichen 60-Minuten-Intraday Markt in Deutschland wurden 2019 z. B. 30 Prozent der Mengen eine Stunde vor der Lieferung gehandelt (2012 waren es nur 15 Prozent). Die EPEX SPOT hat an allen ihren kontinuierlichen Intraday Märkten die Handelsschlusszeit stetig verkürzt. Bereits seit 2015 kann in Belgien und den Niederlanden bis 5 Minuten vor der Lieferung gehandelt werden. Seit 2017 ist dies auch in Deutschland (innerhalb einer Regelzone) und seit 2018 in Frankreich und Österreich möglich.
- **15- und 30-Minuten-Produkte:** Intraday-Produkte mit feinerer Granularität, insbesondere 15- und 30-Minuten-Produkte, bieten den Marktteilnehmern bessere Anpassungsmöglichkeiten an die Abweichungen von den stündlichen Prognosen. Weiterhin ist eine Feineinstellung der Kundenportfolios und das Management der Erzeugungsrampen möglich. Als erste Strombörse in Europa führte die EPEX SPOT 2011 den grenzüberschreitenden Handel mit 15-Minuten-Produkten auf den kontinuierlichen Intraday Märkten in Österreich, Deutschland und der Schweiz ein. Unsere 15- und 30-Minuten-Produkte sind sehr erfolgreich: 2019 wurden bei der deutschen 15-Minuten-Intraday-Auktion insgesamt 6,9 TWh von den 112 Marktteilnehmern gehandelt (im Vergleich zu 4 TWh 2015). Mit diesen Produkten bieten wir die Möglichkeit, den Bilanzkreis effizient auf Basis des Bilanzkreisabrechnungszeitintervalls zu managen, z. B. in Deutschland 15 Minuten.
- **Algorithmusbasierter Handel:** Der dezentrale Ausbau der erneuerbaren Energien geht Hand in Hand mit der Digitalisierung des Energiesektors. Der auf Algorithmen basierende Handel führt zu einer höheren Anzahl an Aufträgen und Transaktionen (+300 Prozent in den letzten drei Jahren mit bis zu 2 Millionen Aufträgen pro Tag in unserem M7-Intraday-Handelssystem). Beim algorithmusbasierten Handel werden diese Aufträge nicht durch unser manuelles Handelssystem Comtrader erteilt, sondern über die Programmierschnittstelle einer Anwendung (API). Derzeit kommt die EPEX SPOT täglich auf etwa 140 API-Verbindungen. Die API-generierten Transaktionen machen bereits etwa 40 Prozent der 60-Minuten-Intraday-Transaktionen und sogar 60 Prozent der 15-Minuten-Intraday-Transaktionen aus. EPEX SPOT hat ihre Handelssysteme stetig angepasst, um diese starke Auslastung verarbeiten zu können und die Durchlaufzeiten (Reaktionszeit des Systems auf Input) so gering wie möglich zu halten. Wir haben die tick size (kleinstmögliche Gebotserhöhung) auf 0,10 EUR/MWh erhöht, die später mit der Inbetriebnahme des European Single Intraday Coupling (SIDC) 2018 auf 0,01 EUR/MWh zurückgesetzt wurde. Damit gewährleisten wir mit unserem M7-Intraday-Handelssystem einen schnellen, stabilen und sicheren Handel und sind auf die höheren Erneuerbaren-Anteile im Stromsystem eingestellt.
- **Lokale Flexibilitätsmärkte:** Flexibilitätsmärkte für das Engpassmanagement im Verteilnetz werden bei der erfolgreichen Integration erneuerbarer Energien in das Stromsystem eine entscheidende Rolle spielen. Die EPEX SPOT ist Teil des enera-Projekts, dem ersten börsenbasierten Flexibilitätmarkt in Europa, der im Februar 2019 erfolgreich eingeführt wurde. Die Abregelung erneuerbarer Energien

konnte vermieden werden, neue Flexibilitätspotenziale wurden erschlossen, und die Marktteilnehmer konnten bisher ungenutztes Flexibilitätspotenzial einsetzen.

- Die EPEX SPOT arbeitet an **marktbasierter Sektorintegration** und entwickelt u. a. gemeinsam mit Siemens ein Konzept zur Anbindung von Siemens Building Energy Management Systems an die EPEX-SPOT Märkte. Der Ansatz besteht darin, **die EPEX SPOT Märkte noch weiter für dezentralisierte Marktakteure zu öffnen**. Dies wird mit der Nutzung von Building Energy Management Systems und mit Optimierungsalgorithmen möglich, wenn diese an die von der EPEX SPOT betriebenen Flexibilitäts- und Großhandelsmärkte angeschlossen werden.
- Die EPEX SPOT hat die Direktvermarktung erneuerbarer Energien mit der Einführung von **Preisindizes** begleitet, die die Preisentwicklungen echtzeitnah widerspiegeln. Ein Beispiel dafür ist der ID3-Index, der den Handel der letzten drei Stunden bis 30 Minuten vor der Lieferung abbildet. Diese Indizes werden von den Marktteilnehmern in ihren Verträgen mit den Erneuerbaren-Erzeugern verwendet.

Wie kann die vollständige Marktintegration erneuerbarer Energien gewährleistet werden?

Der folgenden Abbildung ist ein allgemeiner Überblick über die drei Schritte der Marktintegration in der Vergangenheit (1), Gegenwart (2) und Zukunft (3) zu entnehmen.



Abbildung 2: Die drei Schritte der Marktintegration der erneuerbaren Energien, Quelle: EPEX SPOT

In vielen europäischen Ländern begann der erste Schritt der eigentlichen Erneuerbaren-Systemintegration vor 20 Jahren mit der Einführung der garantierten Einspeisevergütungen. Durch diese sehr erfolgreichen frühen Fördermechanismen konnte eine viel schnellere Marktdurchdringung der erneuerbaren Energien erreicht werden

als erwartet. Als Folge davon sind die Baukosten bei erneuerbaren Energien viel schneller gesunken als antizipiert, während die Förderungs- und Systemintegrationskosten viel schneller gestiegen sind als erwartet. Eine Systemreform wurde notwendig, und mit der Einführung der durch Ausschreibung ermittelten Einspeiseprämien für die erneuerbaren Energien begann der zweite Schritt auf dem Weg zur Marktintegration. Heute bewegt sich die Erneuerbaren-Marktintegration in vielen europäischen Ländern zwischen dem ersten und dem zweiten Schritt.

Im Vergleich zu den ersten Jahren der Entwicklung erneuerbarer Energien spielt heute auch die Nachfrageseite eine viel größere Rolle, um mehr erneuerbare Kapazität anzureizen. Der Ausstieg aus Kernenergie und Kohle in verschiedenen Ländern, die steigende Nachfrage nach Ökostrom und die klimapolitischen Ziele verstärken zusätzlich die Notwendigkeit, erneuerbare Energien weiter auszubauen.

Entscheidend für die vollständige Marktintegration der erneuerbaren Energien ist es zum Einen, die Anreize für die Marktteilnehmer so zu setzen, dass sie auf dem Stromderivat- und -spotmarkt ihre realen Grenzkosten bieten, sodass der Dispatch auf der Merit-Order beruht. Gleichzeitig müssen Marktteilnehmer die Möglichkeit haben, über Produzentenrenten und sonstige Einnahmenströme ihre Investitionskosten zu decken. Das Marktpreissignal bleibt dann auch bei einem hohen Anteil von erneuerbaren Energien unverzerrt. Insbesondere ist das Preissignal nicht nach unten verzerrt, was für die Stimulierung der Investitionen in Erzeugungskapazität entscheidend ist. Durch einen effizienten Wettbewerb sinken die Finanzierungskosten und somit die Stromgestehungskosten. Die erneuerbaren Energien werden dann vollständig auf das Marktpreissignal reagieren und diesem auch vollständig unterliegen. Die Vergütung wird auf den marktbasieren Einnahmen aus der Vergütung für den Strom als Commodity beruhen, z. B. dem Preis an der Strombörse für jede produzierte MWh, sowie auf der Vergütung für die Stromqualität (Herkunftsnachweis) und für die sonstigen Systemdienstleistungen (Regelenergie und Engpassmanagement). Daher werden neben kompetitiven und liquiden Großhandelsmärkten auch gut funktionierende Märkte für CO₂ und Herkunftsnachweise benötigt. Dies wird dazu beitragen, dass die erneuerbaren Energien sich selbst am Markt refinanzieren können. Darüber hinaus müssen die Verbraucher oder Steuerzahler dann nicht mehr für Subventionen aufkommen. Derzeit sind die Preise für die Herkunftsnachweise niedrig (in der Regel zwischen 0,15 €/MWh und 0,20 €/MWh), aber aufgrund der steigenden Nachfrage und der politischen Ausbauziele für erneuerbare Energien werden Preissteigerungen erwartet. Die vollständige Marktintegration zu erreichen wird nicht einfach werden, denn dafür müssen auch die richtigen regulatorischen Entscheidungen für vorübergehende Fördermechanismen getroffen werden. Viele Marktteilnehmer haben aber schon vielversprechende Geschäftsmodelle für marktbasiertere Vergütungssysteme wie z. B. neue Direktvermarktungsmodelle entwickelt. Das zukünftige Marktdesign sollte sich auf marktbasiertere Vergütungen konzentrieren anstatt auf Subventionen. Dies könnten Verkaufserlöse aus dem Großhandelsmarkt, aus Herkunftsnachweisen, aus PPAs und anderen marktbasieren Quellen sein.

Mit Blick in die Zukunft werden in einem vorwiegend erneuerbaren Stromsystem sowohl der Day-Ahead als auch der Intraday Markt weiterhin sehr wichtige und zuverlässige Preissignale senden. Die Bedeutung des Intraday Marktes wird weiter zunehmen, da der Handel nahe an Echtzeit mit zunehmendem Erneuerbaren-Anteil noch wichtiger werden wird. Der Day-Ahead Markt wird dennoch in vollem Umfang relevant bleiben, auch wenn ein höherer Anteil erneuerbarer Energien im Stromsystem tendenziell durch die sehr niedrigen Grenzkosten der Erneuerbaren zu einem Rückgang des Spotmarktpreises für Strom führt. Der Day-Ahead Preis beinhaltet allerdings alle zu einem bestimmten Zeitpunkt verfügbaren Informationen: Diese Informationen bestehen nicht nur aus den Erzeugungskosten. Der Preis auf dem Day-Ahead Markt spiegelt auch den Wert wider, der dem Strom von der Nachfrageseite beigemessen wird. In Zeiten der Knappheit ist es diese Zahlungsbereitschaft der Verbraucher, die den Preis bestimmt. Diese Preisspitzen ermöglichen es den Erneuerbaren-Stromerzeugern, eine Produzentenrente zu erzielen und ihre Investitionskosten zu decken. Knappheitspreise werden weiterhin auftreten, da im Marktgleichgewicht die installierte Erneuerbaren-Kapazität effizient ist. Das bedeutet, dass die installierte Kapazität nicht danach ausgerichtet ist, die Spitzennachfrage bis zur letzten Kilowattstunde zu decken, sondern ein optimales Gleichgewicht erreicht. Darüber hinaus werden verschiedene Technologien wie Demand Side Response, Speichermechanismen und Batterien zu einer effizienten Spotmarktpreisbildung beitragen – auch ohne einen hohen Anteil an traditionellen Erzeugungstechnologien im System.

In der Übergangsphase zur vollständigen Marktintegration werden wahrscheinlich bestimmte Fördermechanismen weiterhin notwendig sein. Alle Fördermechanismen sollten so wenig verzerrend wie möglich, marktbasierend und auf europäischer Ebene harmonisiert sein, und der Subventionsbetrag sollte anhand von Wettbewerbsmechanismen festgelegt werden (z. B. durch Ausschreibungen). Dies sollte einschließen, dass neue Anlagen dort gebaut werden, wo es am effizientesten ist, also unabhängig von Staatsgrenzen und Fördermechanismen. Der jüngste Vorschlag der Europäischen Kommission für europaweite Ausschreibungen über erneuerbare Energien geht daher in die richtige Richtung. Um während der Übergangsphase bis zur vollständigen Marktintegration ausreichende Zubau von Erneuerbaren zu gewährleisten, wäre anstatt der Zahlung von Einspeiseprämien (für jedes erzeugte kWh) auch eine Förderung der erneuerbaren Energien in Form von Kapazitätsvorauszahlungen (für jedes installierte kW) vorstellbar. In Bezug auf die Marktintegration würden Kapazitätszahlungen einen weiteren Schritt zur vollständigen Marktintegration der erneuerbaren Energien bedeuten, da die Erneuerbaren-Erzeuger wie auch alle anderen Technologien ihren Strom zu Grenzkosten anbieten würden.

Anlagen nach den Subventionen: Stärkung des Preissignals, indem sie auf dem Markt gehalten werden

Ende 2020 werden nach 20 Jahren Subventionen die ersten Windkraft- und Solaranlagen aus dem Einspeisevergütungssystem herausfallen. Die folgende Tabelle enthält eine Übersicht über die in 18 EU-Ländern installierten Kapazitäten mit auslaufender Förderung. In Deutschland, dem größten Markt für erneuerbare Energien in Europa, wird dies bis 2025² 16 GW Windkraftanlagen und 2 GW Solaranlagen betreffen, was im Stromsektor durchaus relevant ist.

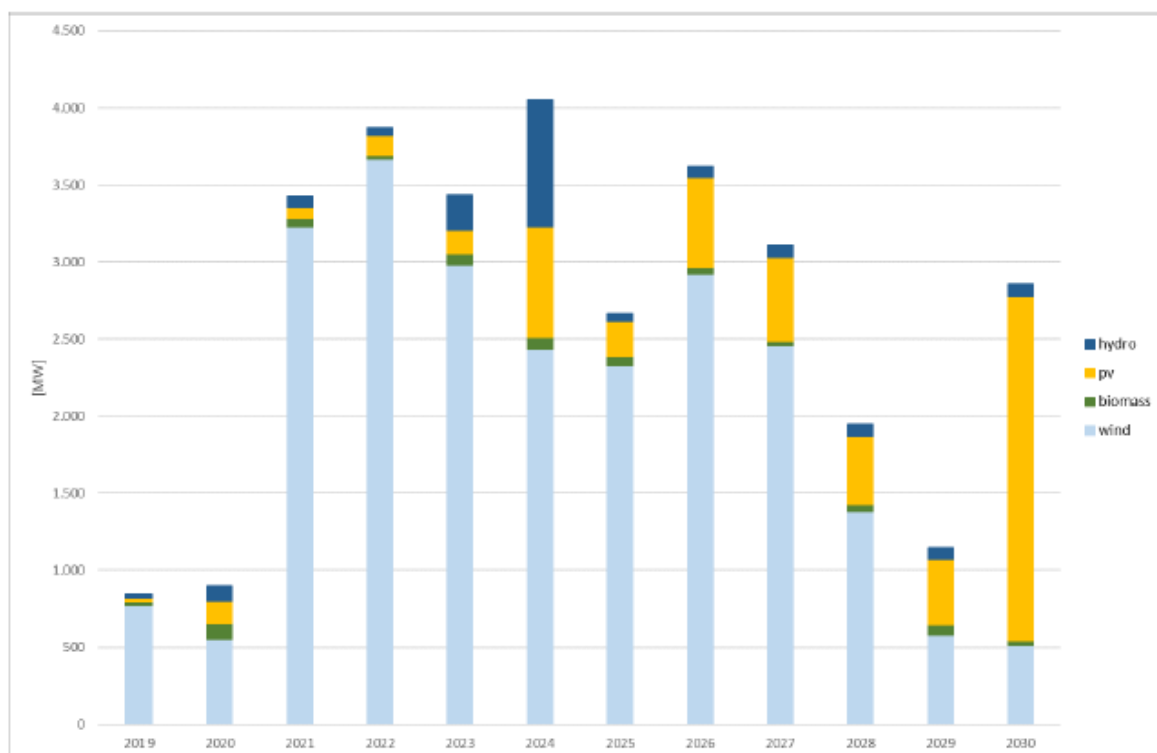


Abbildung 3: Installierte Kapazität mit ablaufender Förderung in 18 EU-Ländern, Quelle: CEER, 2020

² von derzeit in Deutschland insgesamt 61 GW installierter Windkraftkapazität und 49 GW installierter Solarkapazität (Stand 2019).

Für diese Anlagen gibt nach dem Ablauf der Einspeisevergütungen mehrere Optionen:

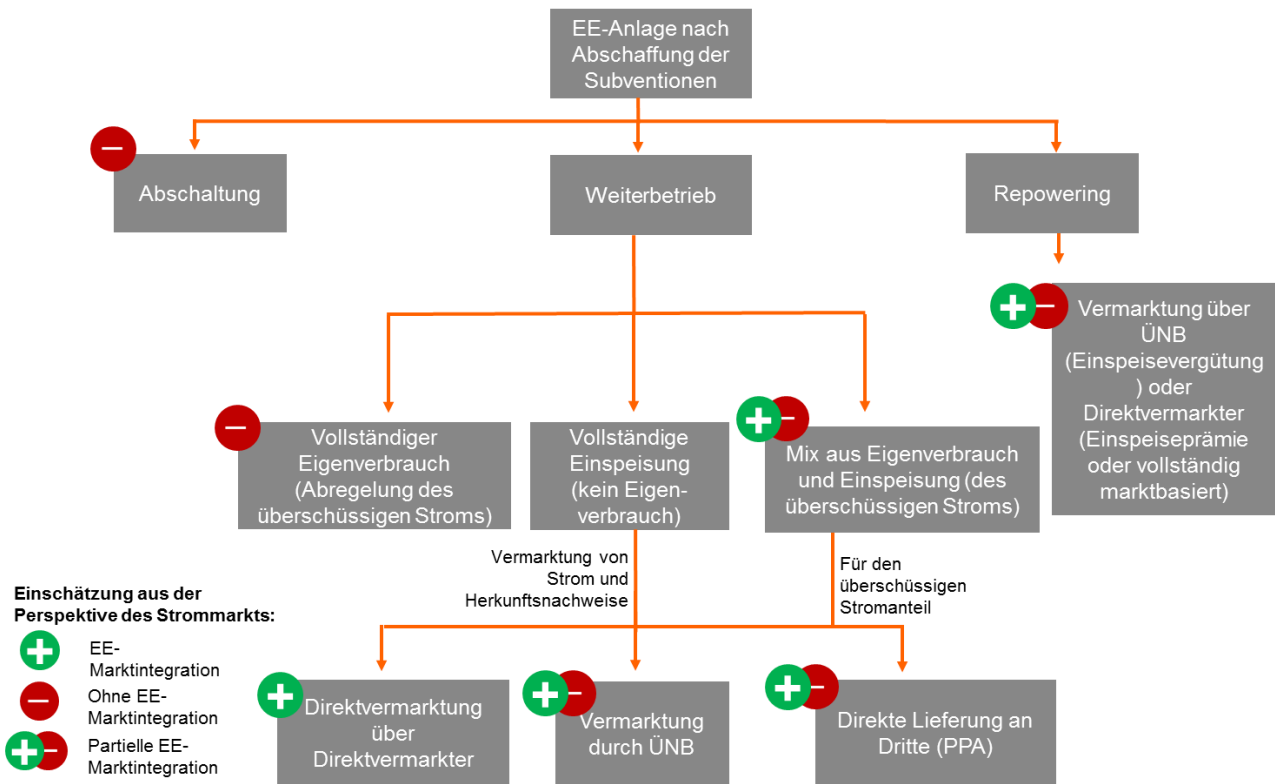


Abbildung 4: Optionen für die Anlagen nach dem Ablauf der Subventionen und Auswirkung auf die Marktintegration der Erneuerbaren Energien, Quelle: EPEX SPOT

Für einen gut funktionierenden Strommarkt und eine erfolgreiche Energiewende ist es von entscheidender Bedeutung, dass die Anlagen auch nach Aufhebung der Subventionen vollständig auf dem Markt bleiben und nicht abgeschaltet oder einfach auf Eigenverbrauch umgestellt werden. Diese Anlagen müssen auf dem Markt bleiben, um die vollständige Marktintegration der erneuerbaren Energien zu erreichen und in Europa zu liquiden und wettbewerbsfähigen Strommärkten mit verlässlichen Preissignalen beizutragen.

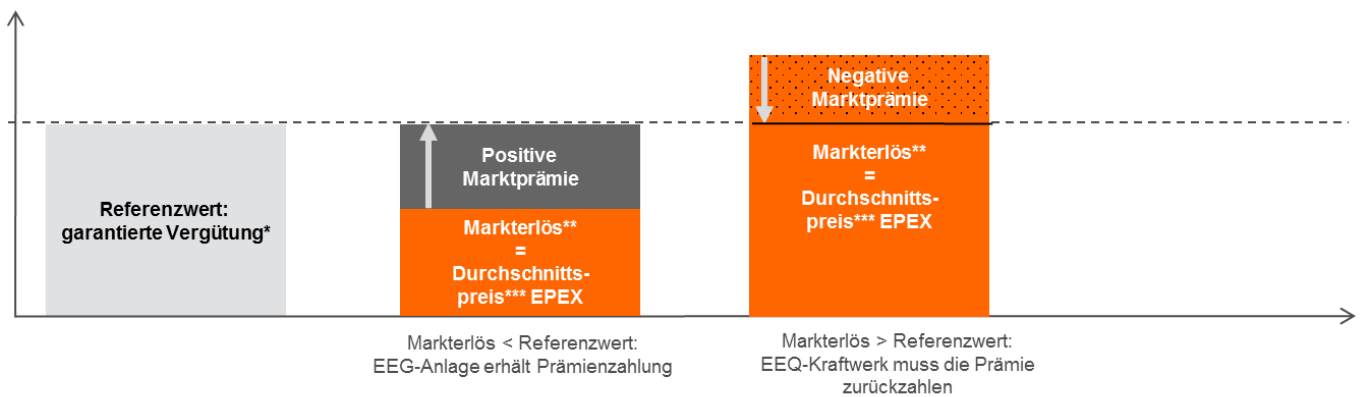
Die marktbasierenden Einnahmen dieser Anlagen werden zum einen den Stromverkauf auf den Märkten und zum anderen die Einnahmen aus den Herkunftsnachweisen für den grünen Wert dieses Stroms umfassen. Die Vergütung für die Herkunftsnachweise wird für die Anlagen nach der Abschaffung der Subventionen eine neue Einnahmequelle sein, denn bei den meisten Fördermechanismen dürfen die subventionierten Anlagen keine Herkunftsnachweise erhalten und verkaufen (sogenanntes Doppelvermarktungsverbot, siehe z. B. das deutsche EEG 2017, § 80). Aus regulatorischer und wirtschaftlicher Perspektive besteht die derzeitige Herausforderung für die Anlagen nach der Abschaffung der Subventionen aber darin, dass die Direktvermarktung unter den derzeitigen Marktbedingungen für viele kleinere dieser Anlagen keine wirtschaftliche Option ist, weil die Fixkosten bei der Direktvermarktung über den Markterlösen liegen. In der Zukunft werden die Direktvermarktungskosten aber durch die laufende Digitalisierung, Prozessautomatisierung und die Einführung intelligenterer Zähler sinken.

Diese Anlagen können daher mit Übergangslösungen im Markt gehalten werden, um so zu vermeiden, dass sie abgeschaltet oder auf Eigenverbrauch umgestellt werden. Als mögliche regulatorische Änderung kommt u.a. die Zulassung von Standardlastprofilen oder normalisierten Erzeugungsprofilen infrage. Diese könnten die Verpflichtung zum 15-Minuten-Ausgleich ersetzen und kostspielige intelligente Zähler vermeiden. Darüber

hinaus können mit standardisierten Ausgabeprozessen für Herkunftsnachweise die administrativen Kosten gesenkt werden. Eine einfache Verlängerung der Einspeisevergütung ließe sich für Anlagen, die nach 20 Jahren Subventionen bereits vollständig abgeschrieben sind, politisch nur schwer rechtfertigen. Dies würde auch die Anstrengungen der Unternehmen konterkarieren, die neue Geschäftsmodelle für den zukünftigen Anlagenbetrieb nach der Abschaffung der Subventionen entwickeln.

Contracts for Difference: Was macht den Unterschied aus?

Die Contracts for Difference (CfDs, als Abgrenzung zu der z. B. in Deutschland gültigen asymmetrischen Einspeiseprämien auch als symmetrische Einspeiseprämien bezeichnet) basieren auf der Differenz zwischen der garantierten Vergütung (Referenzwert) und dem Marktwert. Ist die Differenz zwischen der garantierten Vergütung und dem Marktwert positiv, erhält der Erzeuger der erneuerbaren Energien die übliche Marktprämie (Abbildung 5, 2. Leiste). Ist diese Differenz negativ, wird durch den CfD eine Rückzahlung fällig (Abbildung 5, 3. Leiste). Für die Händler am Spotmarkt besteht immer ein Anreiz, eine bessere Leistung zu erbringen als der Marktwert, weil so die individuellen Gewinne maximiert werden.



* Referenzwert: garantierte Vergütung, z. B. Einspeisevergütung oder Einspeiseprämie +/- Markterlös

** Markterlös: individueller Erlös des Händlers

*** Marktwert: durchschnittlicher Börsenpreis für Strom

Abbildung 5: Funktionsweise Differenzvertrag (CfD), Quelle: EPEX SPOT

Das CfD-Konzept wird vor dem Hintergrund der sinkenden Erzeugungskosten erneuerbarer Energien und des steigenden Marktpreises für Strom auf dem Großhandelsmärkten diskutiert. CfDs werden unter anderem bereits in Großbritannien, Frankreich, Dänemark und Polen verwendet. Der Erneuerbaren-Anlagenbetreiber erhält immer noch eine Marktprämie, wenn der Markterlös unter dem Referenzwert liegt (siehe Abbildung 5, 2. Balken), d. h. er ist wie bei den Einspeiseprämien gegen das Risiko geringer Großhandelsmarktpreise geschützt. Im Gegensatz zum System der Einspeiseprämien muss er aber die Differenz zwischen dem Markterlös und der Referenzvergütung zahlen, wenn die Markterlöse höher sind (siehe Abbildung 5, 3. Balken). Damit sind Chancen und Risiken hoher und niedriger Strompreise für Betreiber erneuerbarer Anlagen und Stromkunden gleichermaßen ausgewogen.

Auf dem Spotmarkt sind die Anreize für die effizienteste Vermarktung der erneuerbaren Energien mit CfDs vergleichbar mit Einspeiseprämien, gegeben dass die Parameter die gleichen sind. Nichtsdestotrotz sind die CfDs ein klarer Rückschritt auf dem Weg zu einer erfolgreichen Marktintegration. Auf den Stromterminmarkt würden sich CfDs stark auswirken. Der Hauptunterschied zwischen CfDs und asymmetrischen Einspeiseprämien ist, dass das Marktpreisrisiko bei CfDs vollständig vergemeinschaftet wird, während bei asymmetrischen

Einspeiseprämien eine graduelle Übernahme des Risikos durch die Bieter erfolgt. Die Vergemeinschaftung des Marktpreisrisikos führt bei den Investoren in erneuerbare Energien zum Wegfall des Anreizes, sich gegen das Marktrisiko abzusichern. Es gibt aber bereits heute geeignete Möglichkeiten für das Hedging solcher Marktrisiken, daher besteht für die Vergemeinschaftung keine Notwendigkeit. Im Gegenteil, in dieser Hinsicht wären CfDs ein Rückschritt für die Marktintegration der erneuerbaren Energien. Statt der Entwicklung neuer Fördersysteme sollte der Schwerpunkt darauf liegen, Wege zu finden, wie die derzeitigen Subventionsmechanismen auslaufen und eine vollständige Marktintegration der erneuerbaren Energien erreicht werden kann, bei der die erneuerbaren Energien vollständig marktbasiert vergütet werden.

Herkunftsnachweise für erneuerbaren Strom: Für mehr Transparenz!

Herkunftsnachweise sind digitale Dokumente, die dem Endverbraucher als Beleg dafür dienen, dass die genannte Strommenge aus einer bestimmten erneuerbaren Energiequelle stammt oder per Kraft-Wärme-Kopplung erzeugt wurde. Mit einem Herkunftsnachweis wird die grüne Energie vom Erzeuger zum Endverbraucher nachverfolgt, was für die Kunden vollständige Transparenz sicherstellt. Die Herkunftsnachweise werden EU-weit anerkannt. In jedem Land gibt es einen vom Staat benannten Registerpunkt, z. B. in Frankreich die EEX, in Deutschland das Umweltbundesamt. Der Ausbau der installierten Erneuerbaren-Kapazität, die Erfüllung der Klimaziele und die stufenweise Abschaffung der Subventionierung der erneuerbaren Energien sind Gründe dafür, dass ein gut funktionierender Markt für Herkunftsnachweise vonnöten ist. Aus den Herkunftsnachweisen können neue, marktbasierte Einnahmequellen für erneuerbare Anlagen entstehen. Der europäische Markt für Herkunftsnachweise wächst von Jahr zu Jahr. 2018 überschritt das Angebot 600 TWh, mit einer Nachfrage von über 500 TWh.

Ein organisierter und transparenter Markt für Herkunftsnachweise ist notwendig, um den Marktteilnehmern eine Möglichkeit zu bieten, den grünen Teil einer MWh zu bewerten. Diese können heute bereits OTC (over the counter) gehandelt werden, aber es gibt weder einen organisierten Markt für den Handel mit Herkunftsnachweisen noch einen Referenzpreis, sondern lediglich die Preiseinschätzungen von Preisnotierungsagenturen. Im Vergleich zu bilateralem Handel bietet der Börsenhandel mit Herkunftsnachweisen den Marktteilnehmern zahlreiche Vorteile. Zum einen wird neben der Neutralität und der finanziellen Transaktionssicherheit ein transparentes Preissignal generiert. Die Börse wird als neutrale Akteurin einen Preis für die Herkunftsnachweise, der auf Angebot und Nachfrage basiert, kalkulieren und veröffentlichen. Die fehlende Transparenz am derzeitigen Markt für Herkunftsnachweise ist eine der größten Hemmschwellen für einen liquideren Markt.

Power Purchase Agreements – PPAs: Keine Bedrohung für die Spotmarktliquidität

In den letzten Jahren sind PPAs als rein marktbasierte Einnahmequelle für nicht subventionierte erneuerbare Energien immer beliebter geworden. Bilaterale Verträge über die Lieferung einer vorab zwischen einem Lieferanten und einem Konsumenten vereinbarten Strommenge zu einem bestimmten Preis sind allerdings nichts völlig Neues. Bilaterale Verträge gab es schon immer. Daher werden PPAs möglicherweise keine revolutionäre Auswirkung auf den Strommarkt oder auf den Stromhandel an der Strombörse haben. Der Spotmarkt ist der physische Markt für den Ausgleich der Abweichungen zwischen Erzeugung und Prognose. Dieser Ausgleich bleibt auch in Zeiten von PPAs relevant, weil die erneuerbaren Energien konstanten Schwankungen unterliegen, die auch von PPAs nicht auf die Megawattstunde genau fixiert werden können. Eine effiziente Integration von fluktuierenden erneuerbaren Energien ist nur am Day-Ahead und am Intraday Markt möglich.

Dieses Instrument geht Hand in Hand mit dem langfristigen Markt. Die EEX fördert die Standard Power Futures für Strom als Instrument für langfristiges Hedging mit PPAs je nach Markttrends, z. B. PPA-Hedging für Strom in Spanien. Dies erleichtert subventionsfreie erneuerbare Energien, da es den Stromhändlern und den Investoren in erneuerbare Energien die Möglichkeit gibt, das PPA-Preisrisiko langfristig zu managen.

Ansprechpartner

Kora Töpfer

Senior Public & Regulatory Affairs Officer
k.toepfer@epexspot.com

Arnault Martin

Products & Markets Quantitative Analyst
a.martin@epexspot.com

Über EPEX SPOT

Die europäische Strombörse EPEX SPOT und ihre Tochtergesellschaften betreiben die kurzfristigen physischen Strommärkte im mittleren Westeuropa, in Großbritannien, Dänemark, Finnland, Norwegen und Schweden. Als Teil der EEX Group, einer auf internationale Commodity-Märkte spezialisierten Unternehmensgruppe, hat sich die EPEX SPOT der Schaffung eines gesamteuropäischen Strommarkts verpflichtet. An der EPEX SPOT handeln über 300 Mitglieder mit Strom. 49 Prozent des Kapitals werden von HGRT gehalten, einer Holding von Übertragungsnetzbetreibern.

EPEX SPOT SE, 5 boulevard Montmartre, 75002 Paris (France), info@epexspot.com, www.epexspot.com

Public & Regulatory Affairs, publicaffairs@epexspot.com

Offices: Transformatorweg 90, 1014 AK Amsterdam (The Netherlands); Regus at The Chancellor Office, Rahel-Hirsch-Straße 10, 10557 Berlin (Germany); Marktgasse 20, 3011 Bern (Switzerland); Treesquare, Square de Meeûs 5-6, 1000 Brussels (Belgium); 11 Westferry Circus, Canary Wharf, London E14 4HE (United Kingdom); Mayerhofgasse 1/19, 1040 Vienna (Austria)