

Referenzmarktwert im neuen österreichischen Strommarkt

Mögliche Berechnungsfaktoren in einem Marktprämiensystem



Executive Summary

Studie

Referenzmarktwert im neuen österreichischen Strommarkt: Analyse möglicher Berechnungsfaktoren in einem Marktprämiensystem.

Vor dem Hintergrund der Ziele der #mission2030 soll in Österreich unter Einbezug der EU-Vorgaben das „Erneuerbaren Ausbau Gesetz 2020“ (EAG) im Jahr 2019 erarbeitet werden. In der vorliegenden Studie wird basierend auf Ansätzen in [anderen Ländern](#), insbesondere [Deutschland](#), analysiert, wie **mögliche Berechnungsfaktoren zur Bestimmung des Referenzmarktwertes für Erzeugung aus Windkraft** in einem gleitenden (marktwertbasierten) Marktprämiensystem in Österreich ausgestaltet werden könnten.

Da Österreich seit Oktober 2018 einen **eigenständigen Stromgroßhandelsmarkt** bildet, ist die Betrachtung der möglichen Faktoren auf Basis historischer Daten mit Einschränkungen zu sehen. Andererseits ist die starke [Korrelation](#) der Preise mit der eingespeisten Windmenge, wie sie bisher im gemeinsamen österreichisch-deutschen Marktgebiet zu beobachten war, ein Indikator für die zukünftige Entwicklung bei vermehrtem Erneuerbaren-Ausbau. In der quantitativen Analyse werden daher auf Basis der historischen Daten [Vergütungsszenarien](#) berechnet. Ergänzt wird dies mit Marktwertberechnungen für eine Auswahl anderer relevanter [Vergleichsmärkte](#). Die qualitative Analyse widmet sich dem Thema [Ausgleichsenergie](#) und der [Auswahl der Preismonitoringstelle](#).

Eine der wesentlichen Fragestellungen, die in der Studie adressiert werden, ist die der **Marktwertbestimmung** auf Basis der [FBMC Day-Ahead Preise](#) sowie der österreichischen [Winderzeugungsdaten](#) und die Auswahl des [Berechnungshorizonts](#). Andere mögliche [Faktoren](#) mit Einfluss auf den Erlös sind Managementprämie oder Standortfaktoren. Im [Fazit](#) werden die wesentlichsten Ergebnisse im Detail dargestellt.

Inhalt

- 1) Das Projekt
- 2) Herausforderungen und Rahmen
- 3) Preiszonentrennung
- 4) Erfahrungen ausgewählter Länder
 - 4 a) Deutschland
 - 4 b) Ausgewählte Länder
- 5) Möglichkeiten zur Berechnung des Marktwerts
 - 5 a) Auswahl der Winddaten
 - 5 b) Auswahl des Handelsplatzes
 - 5 c) Auswahl des Berechnungshorizonts
 - 5 d) Auswahl der Preismonitoringstelle
 - 5 e) Szenarienanalyse 2017
- 6) Einfluss von Windproduktion auf den Strompreis (Exkurs)
- 7) Sonstige Einflussgrößen auf die Marktprämie
 - 7 a) Negative Preise
- 8) Ausgleichsenergie-Preismodell neu
- 9) Fazit, Empfehlungen und Zusammenfassung
- 10) Quellen
- 11) Anhang

1) Das Projekt

Referenzmarktwert am österreichischen Strommarkt

Mögliche Berechnungsfaktoren

Thema der Studie

Bestimmung möglicher Berechnungsfaktoren in einem gleitenden (marktwertbasierten) Marktprämiensystem

Ziel der Studie

Die Studie soll eine fundierte Grundlage liefern, wie die österreichischen **Rahmenbedingungen für ein marktwertbasiertes Prämiensystem für Windenergie** (basierend auf Erfahrungen und Ansätzen in anderen Ländern, allen voran Deutschland) hinsichtlich der Gestaltung der wesentlichsten Parameter ausgestaltet werden könnten.



Der Fokus liegt auf Berechnungsfaktoren des Referenzmarktwerts, wie

- Marktpreis
- Winderzeugung
- Berechnungshorizont.

Abgrenzung: Die Gegenüberstellung des Marktprämiensystems zu anderen möglichen Systemen (Einspeisetarif usw.) sind nicht Teil des vorliegenden Projekts. Die Bestimmung der Förderhöhe (durch Auktionen oder behördlich administrativ) steht ebenfalls nicht im Fokus der vorliegenden Kurzanalyse.

2) Herausforderungen und Rahmen

100% erneuerbarer Strom bis 2030

#mission2030 „Erneuerbare Energien“, Seite 21:

“Ziel ist es darüber hinaus, im Jahre 2030 den Gesamtstromverbrauch zu 100 % (national bilanziell) aus erneuerbaren Energiequellen im Inland zu decken.“

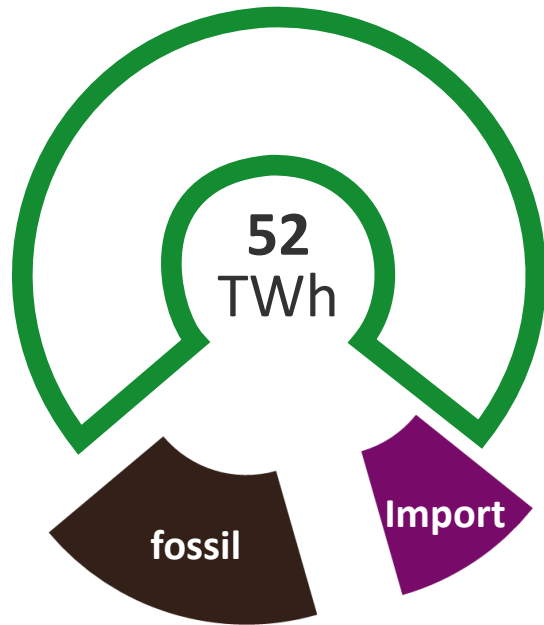
Weiters (interpretiert):

„Strommengen zur Eigenversorgung im Bereich der Sachgüterproduktion [...] (sowie jene für Regel- und Ausgleichsenergie) müssen (nicht durch zusätzliche Exporte) ausgeglichen werden.“

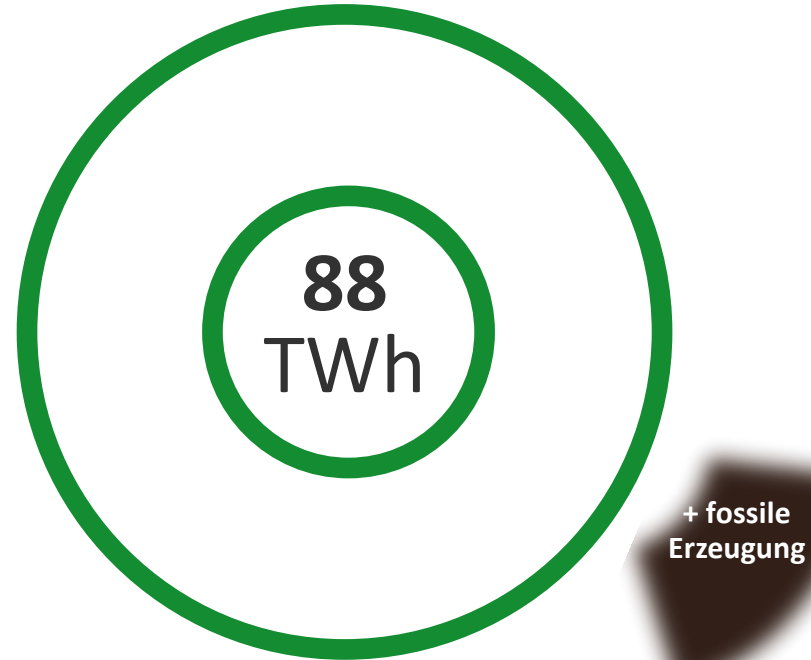


100 % Strom aus Erneuerbaren (national bilanziell) heißt: Wir brauchen 2030 rund 88 TWh Strom aus Erneuerbaren.

2016 | 71 %



2030 | 100 %



Quelle: Pauritsch (2018), im Auftrag Österreichs Energie

Vortrag an den Ministerrat (Dezember 2018)

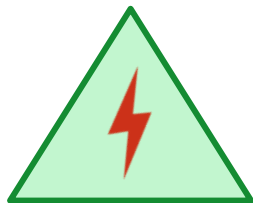
Bei einem inländischen Gesamtstromverbrauch von 80 – 85 TWh , d.h. **zusätzlich 22 – 27 TWh erneuerbare Stromerzeugung**

Zentrale Aspekte:

- (a) **Systemverantwortung** (Direktvermarktung mit Ausnahmen für kleine Erzeuger – diesen soll weiterhin ein „Abnehmer of last resort“ zur Verfügung stehen)
- (b) **Marktprämie** (20 Jahre Laufzeit; Durchschnittsmarktpreisbetrachtung in einer technologiebezogenen Perspektive und Bedingungen für Ausschreibungen sollen per Verordnung geregelt werden)

Anforderungen an Ausbau

rasch
(100 % - Ziel)



wirtschaftlich
(für Erzeuger)

kosteneffizient
(systemisch)



**Ambitionierter
Zeithorizont bedeutet,
dass bereits erprobten
Fördersystemen der
Vorzug zu geben ist.**

Direktvermarktung und Marktprämien

Gängige Methoden der Prämienbestimmung

Fixe Marktprämie

Fixe Marktprämie: Die Prämie wird administrativ oder durch Auktion bestimmt. Die Erlöse der Anlagenbetreiber setzen sich aus dem Marktpreis und einer fixen Prämie zusammen. Substanzielle Änderungen der Marktpreise werden somit nicht berücksichtigt. Der Betreiber ist somit einem Marktpreisrisiko ausgesetzt.

Gleitende Marktprämie - marktpreisbasiert

Gleitende Marktprämie (marktpreisbasiert): Die Höhe der Prämie wird in regelmäßigen Intervallen an das Marktpreisniveau angepasst. Zur Prämienbestimmung kann eine langfristige (jährliche), mittelfristige (monatliche) oder kurzfristige (stündliche) Preisbasis herangezogen werden. Für die marktpreisbasierte Marktprämie wird der durchschnittliche Strompreis herangezogen. Das Marktpreisrisiko wird auf den Fördergeber übertragen und mindert folglich die Finanzierungskosten.

Gleitende Marktprämie - marktwertbasiert

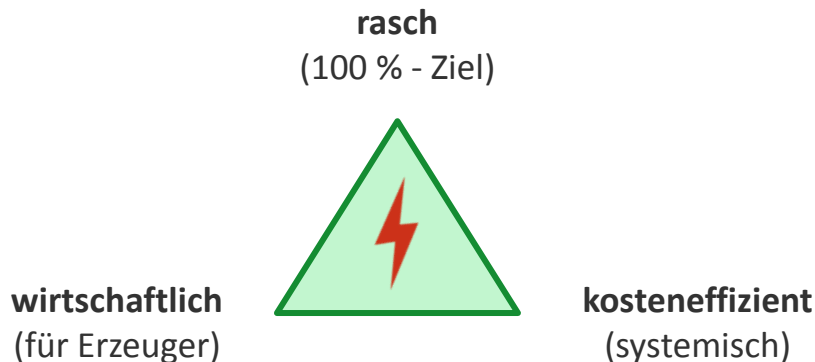
Gleitende Marktprämie (marktwertbasiert): Die Festlegung der Prämie basiert auf dem nach der erzeugten Energie gewichteten Marktpreis der jeweiligen Technologie. Unterschiedliche Technologien werden demnach entsprechend ihres wirtschaftlichen Potentials bewertet.

Im Rahmen dieser Studie wird gemäß Fragestellung vorrangig auf die Optionen für die Berechnung des Marktwerts im Rahmen eines Prämienmodells mit gleitender marktwertbasierter Prämie eingegangen.

Gegenüberstellung von prämienbasierten Einspeisetarifen

Herausforderungen bei der Ausgestaltung

Anforderungen an Ausbau



Die Ausgestaltung der Marktprämien hat maßgeblichen Einfluss auf die Entwicklung der ökonomischen Ausbaupotentiale von Windkraftanlagen. Im Rahmen der Risikobewertung spielt die **Bewertung der Marktpreisrisiken** naturgemäß eine zentrale Rolle. Gleitende Marktprämien können diese mittels regelmäßiger Anpassungen an das aktuelle Marktpreisniveau entsprechend reduzieren. Darüber hinaus spielen auch systemische Risiken einer sich rapide ändernden Erzeugerstruktur eine zentrale Rolle. Durch entsprechende Ausgestaltung des Prämienmodells kann der Fördergeber diesen Entwicklungen proaktiv entgegenwirken. In der nachfolgenden Tabelle sind die zentralen **Vor- und Nachteile der unterschiedlichen Marktprämienmodelle** dargestellt.

Gegenüberstellung von prämienbasierten Einspeisetarifen

Qualitative Analyse

	Fixe Marktprämie	Gleitende Marktprämie (marktpreisbasiert)	Gleitende Marktprämie (marktwertbasiert)	
Vorteile	<ul style="list-style-type: none">• Kosten der politischen Maßnahme lassen sich gut im Vorhinein abschätzen, da die Höhe der ausgezahlten Prämie langfristig bekannt ist• Hohe Strompreise führen zu höheren Renditen der Betreiber.	<ul style="list-style-type: none">• Eine dynamische Anpassung an den Strompreis ergibt ein geringeres Marktpreisrisiko• Marktcompatible Einspeisung wird mittels langfristiger Anpassung gefördert werden (z.B. monatlich)	<ul style="list-style-type: none">• Bestimmung des Referenzpreises ist simpel	<ul style="list-style-type: none">• Dynamische Anpassung an den Marktwert ergibt ein geringeres Marktpreisrisiko• Heterogene Erzeugerstruktur
Nachteile	<ul style="list-style-type: none">• Betreiber tragen die Risiken langfristiger sinkender Strompreise• Höhere Risikoprämien für Betreiber• Steigende Strompreise führen zu hoher Überförderung• Tariffestlegung ist schwierig, da Wissen über zukünftige Marktentwicklungen und Kosten der Betreiber notwendig ist.	<ul style="list-style-type: none">• Technologie-Konzentration der aktuell günstigsten Erzeugungsform• Risiko: negative Korrelation zwischen Marktpreis und technologiespezifischer Erzeugung• Finanzierungskosten steigen	<ul style="list-style-type: none">• Reduziert potentiell aus ökonomischer Sicht den Wettbewerb der Technologien <p><i>Aus systemischer Sicht muss dies jedoch im Zusammenhang mit der heterogenen Erzeugungsstruktur bewertet werden.</i></p>	

Quelle: Baumgartner und Schmidt (2018), Eigene Bewertung

System der Marktwertbestimmung

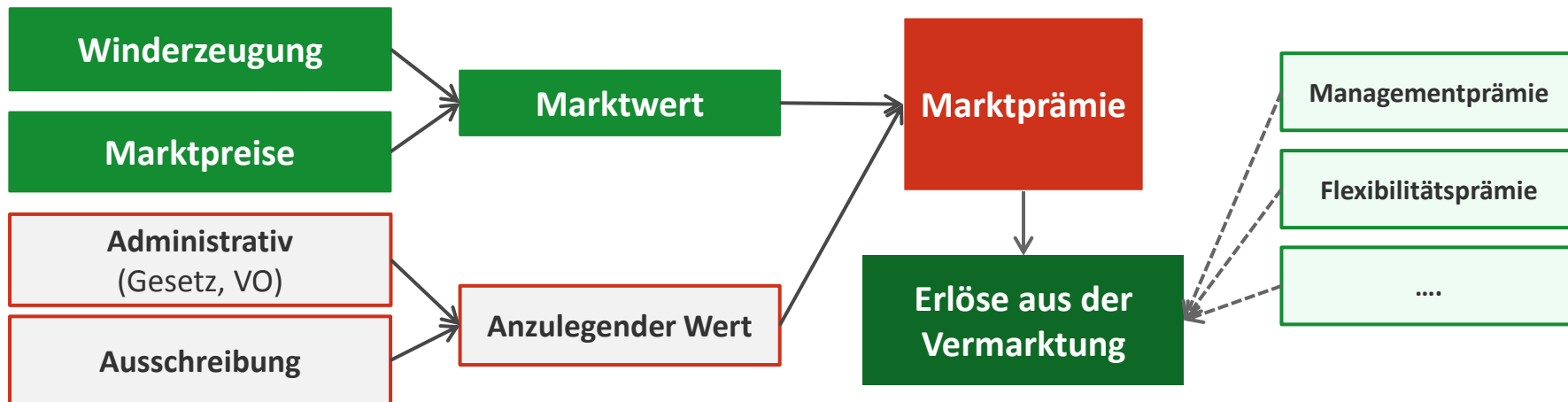
Darstellung des Konzepts

Anreiz: Windenergie **im Rahmen eines Marktprämiensystems** effizient vermarkten

Bedingung: Durchschnittlicher Erlös für Strom aus Windenergie wird richtig erfasst

Nebenbedingung: Robustheit (gilt bei sich ändernden Marktbedingungen)

Zentrale Komponenten des Marktprämiensystems



Das deutsche Marktprämienmodell zeigt einen erfolgversprechenden Weg zur Förderung von Marktintegration von Erneuerbaren auf. (CEER 2016, Pruktus 2015)

Ohne begleitende Analyse ist eine Übernahme der deutschen Berechnungsmethodik aber nicht zu empfehlen bzw. nicht möglich.

Einerseits ist durch die Preiszonentrennung ein eigenständiger österreichischer Markt entstanden, d.h. der Preis und das Mengengerüst, welches dem Marktwert zu Grunde liegt, müssen jedenfalls auf die österreichische Situation referenzieren. Andererseits ist nicht zwingend vorauszusetzen, dass das deutsche System eine „first-best“ Lösung ist.

Drittens findet sich im EEG eine Reihe von Ungenauigkeiten, welche in Österreich vermieden werden sollten.

Fragestellungen für Österreich (Quantitative Analyse)

Wie sollte die Berechnung eines **Marktwerts** für Windenergie erfolgen?

An welchen **Börsenpreis** sollte man anknüpfen? Liquidität?

Welche Vor- und Nachteile wären mit der **monatlichen** oder **jährlichen** Anpassung verbunden?

Rahmenbedingungen in Österreich (Qualitative Analyse)

Welche **Stelle sollte mit der Erhebung bzw. Festlegung** des Marktwerts betraut werden?

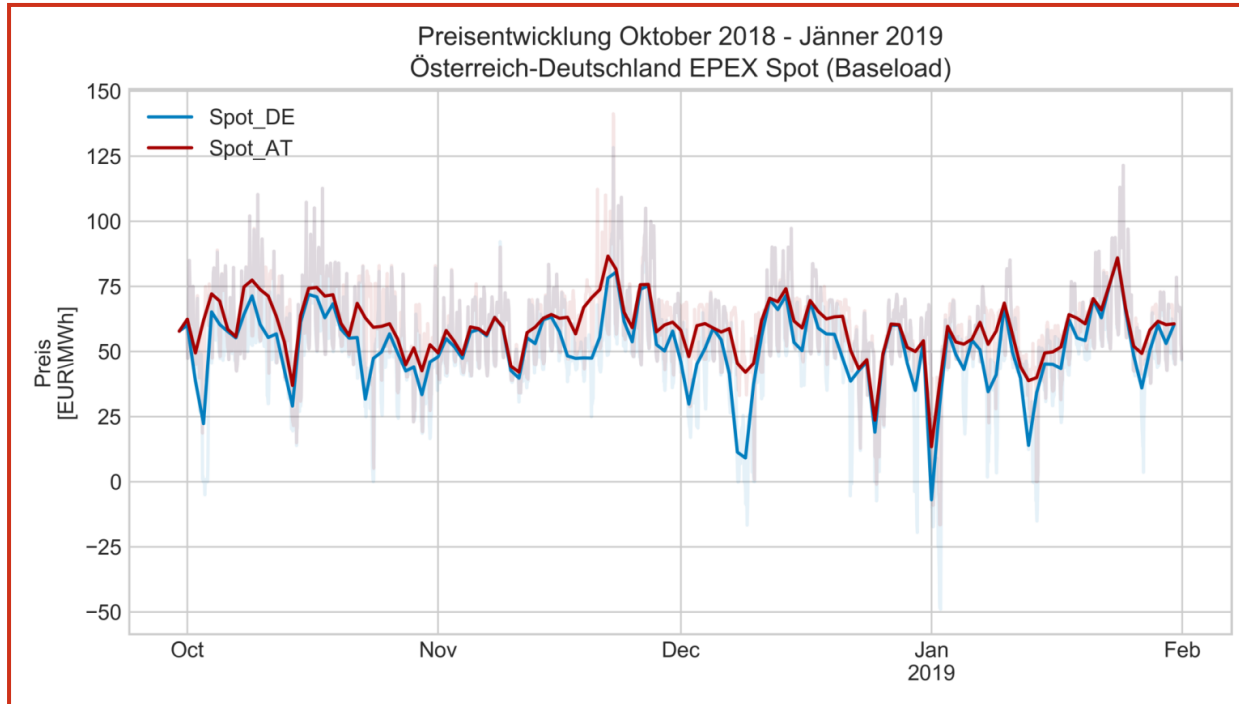
Ist eine **Managementprämie** notwendig bzw. sinnvoll?

Wie hoch ist die Bedeutung der Veränderungen der Regel- und **Ausgleichsenergiemärkte** für die zukünftige Erlössituation?

3) Preiszonentrennung

Preiszonentrennung

Österreich als eigenständiger Markt etabliert

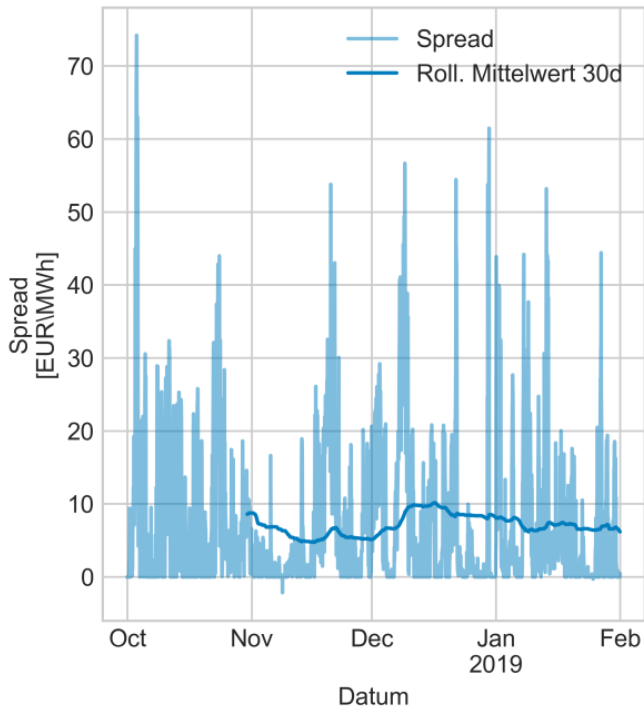


Die Abbildung stellt die Entwicklung der österreichischen und deutschen Preise auf dem Day-Ahead-Markt seit der Preiszonentrennung dar. Zwischen 1. Oktober 2018 und 31. Jänner 2019 kam es in **75 % der Stunden zu Preisabweichungen**. Das verdeutlicht die Etablierung eines eigenständigen Marktes in Österreich.

Preiszonentrennung

Entwicklung der Spreads

Entwicklung Spread Oktober 2018 - Jänner 2019



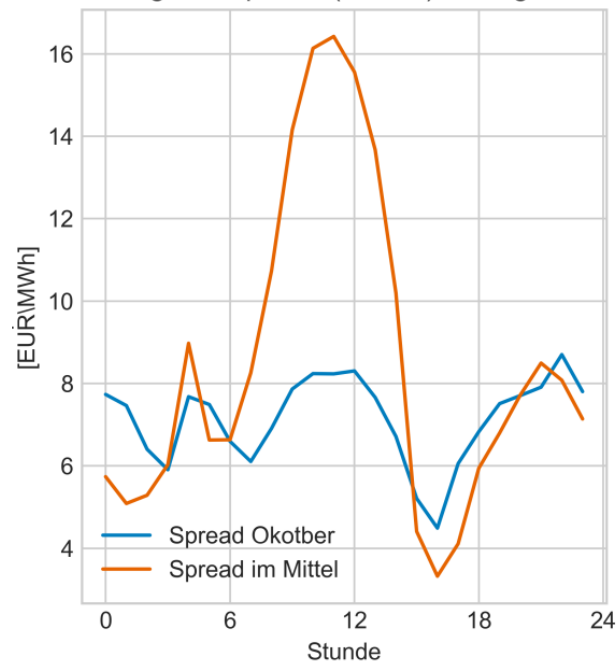
Die Grafik zeigt die **Entwicklung der Spreads** (d.h. der Preisdifferenzen zwischen Deutschland und Österreich). Die dunkle Linie zeigt den rollierenden Mittelwert über 30 Tage. Der Spread reißt zum Teil stark nach oben aus. Das bedeutet, dass in **einigen Stunden Preisunterschiede von deutlich über 30 EUR/MWh** zu beobachten waren. Im 30-Tage-Mittel lag der Spread einigermaßen konstant zwischen **4,7 und 10,2 EUR/MWh**. Im Beobachtungszeitraum sind (noch) keine langfristigen Trends zu erkennen. Inwiefern andere physikalische Rahmenbedingungen (z.B. Schneeschmelze) die Entwicklung des Spreads beeinflussen, bleibt abzuwarten. Vor allem ist davon auszugehen, dass die Spreads eine starke Saisonalität aufweisen werden.

Preiszonentrennung

Spreads im Tagesverlauf

Die Grafik zeigt die mittleren Spreads im Tagesverlauf. In blau ist der Spread für den gesamten Beobachtungszeitraum (Okt. 2018 - Jän. 2019) dargestellt. Auffällig ist, dass der Spread in jenen Zeiten mit hohem Verbrauch tendenziell geringer wird. In orange ist der mittlere Spread für das Monat Oktober dargestellt. Im **Oktober** wurde in Deutschland über die Mittagszeit viel **Solarstrom** erzeugt. Im Vergleich zu Österreich hatte dies zu einem Preisrückgang geführt. Der hohe **Spread während der Mittagsstunden** ergibt sich damit aus dieser fehlenden Partizipation am PV-Peak. Zusammenfassend bleibt zu sagen: Viele Effekte, die wir aus dem gemeinsamen Markt kennen, sind im alleinigen österreichischen Markt nicht eins zu eins wieder erkennbar. Dies ist auch in der Analyse der [Korrelationen](#) zwischen Winderzeugung und Preisen erkennbar.

Verteilung des Spreads(AT-DE) im Tagesverlauf



Preiszonentrennung

Übersicht Spotmarkt und Terminmarkt

Realisierung Spotmarkt (Q4 18 + Jänner) in Euro pro MWh

	DE	AT	Spread
Mittelwert	51.79	58.94	7.15
Median	51.60	58.07	2.67
Max	-48.93	-16.49	-2.15
Min	128.26	141.25	74.21

Erwartung Future Preise in Euro pro MWh

	DE	AT	Spread
Q2 2019	46.05	46.85	0.80
Q3 2019	49.06	50.66	1.60
Q4 2019	53.53	58.23	4.70
Q1 2020	53.73	59.78	6.05

AT wird bei der Belieferung von Strom aus DE nicht mehr „bevorzugt“. AT stellt nun **einen eigenständigen Markt** dar. Die Austauschkapazitäten werden im Rahmen des **Flow Based Market Coupling (FBMC) optimiert**. FBMC (d.h. Euphemia) maximiert die Gesamterlöse. D.h. Gebote folgen der größten Preisdifferenz und erhöhen die allgemeine Wohlfahrt. Die 4.900 MW der langfristigen Kapazitätsvergabe (JAO) stehen im Market Coupling technisch zur Verfügung, werden aber nur in dem Ausmaß kommerziell genutzt, das durch die Bedingungen in der Euphemia Optimierung vorgegeben wird. Folglich orientieren sich die österreichischen Rahmenbedingungen stärker an jenen in Resteuropa.

Preiszonentrennung

Vorerst Stabilisierung an den Terminmärkten

Handelstag 23.03.2019 an der EEX

* bis zum Stichtag kein Handel für diese Phelix AT Produkte

	DE	AT	Spread
Cal-20	45,15	48,85	3,70
Cal-21	43,71	47,41	3,70
Cal-22*	44,00	47,60	3,60
Cal-23*	45,92	49,62	3,70
Cal-24*	46,38	50,18	3,80
Cal-20*	45,15	48,85	3,70

Vor der eigentlichen Preiszonentrennung notierten die Futurekontrakte für Deutschland und Österreich mit einem Spread von 2,5 – 3,5 EUR/MWh. Mit Stichtag 1. Oktober 2018 stieg der Spread dann sprunghaft an. Am 10. Dezember 2018 lag er bei ca. 6 EUR/MWh für das erste Quartal 2019. Für das 2. Quartal 2019 sind die Spreads bereits deutlich geringer. Aktuell hat sich auch im langfristigen Ausblick der Spread (auf ca. etwas über 3,70 Euro/MWh) eingependelt. Zu erwähnen bleibt, dass die österreichischen Terminmarktprodukte (Phelix AT) weiterhin kaum gehandelt werden. Der Settlementpreis wird also in den meisten Fällen über einen Fallback-Mechanismus** gebildet.

**Grundsätzlich werden die Settlementpreise anhand definierter Berechnungsalgorithmen bestimmt. Die zu Grunde liegende Methodik ist dabei abhängig von der Anzahl gültiger Trades und Orders, welche die produktspezifischen Voraussetzungen erfüllen. Liegen keine Trades und Orders vor, welche die produktspezifischen Parameter erfüllen, kann die Geschäftsführung der EEX den Abrechnungspreis unter Zuhilfenahme des Chefhändlerverfahrens oder auf Basis von Daten anderer Preisquellen festlegen. [Siehe EXX - Verfahren zu Feststellung von Abrechnungspreisen Version 5.04](#)

Die Preiszonentrennung ändert die Rahmenbedingungen des Markts

Liquidität

(nur mehr in
wenigen
Teilmärkten)

Marktpreis

(neues Verhältnis
mit
Fundamentaldaten)

Saisonalität

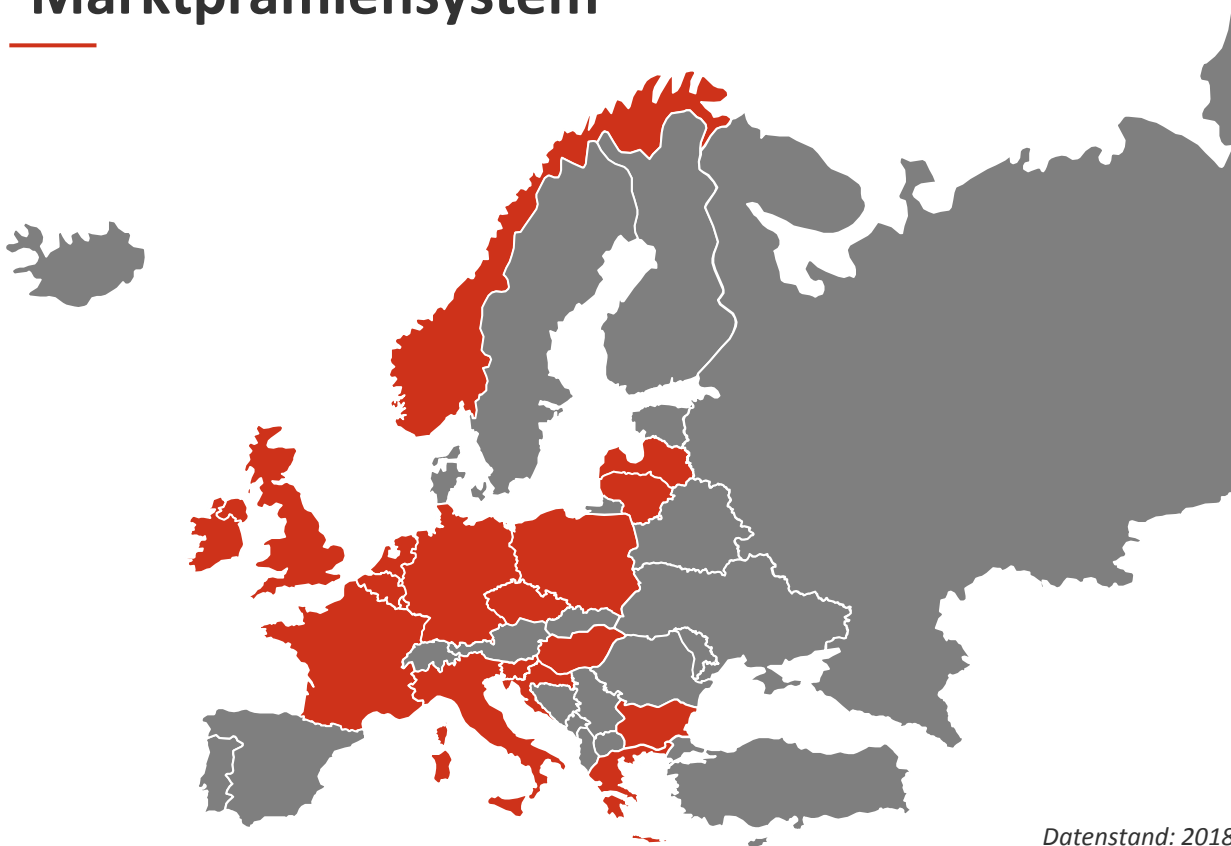
(Wasserdargebot
im Sommer und
Winter)

Für das vorliegende Projekt bedeutet die Preiszonentrennung, dass historische Daten nur eingeschränkt nutzbar sind. Es zeigt sich, dass bei der Preisbildung in Österreich derzeit andere Faktoren ausschlaggebend sind als in Deutschland. Ergebnisse auf Basis historischer Preiszeitreihen können daher nur mit entsprechender Vorsicht auf Österreich umgelegt werden.

Da der derzeitige Markt noch von erheblichen Unsicherheiten geprägt ist, sind die Ergebnisse der letzten Monate ebenfalls noch nicht aussagekräftig. Trotzdem bilden die historischen Daten eine Bewertungsgrundlage, welchen Einfluss unterschiedliche Berechnungsfaktoren bei der Bestimmung des Marktwerts haben, und wie sich diese auf einzelne Windparks auswirken. Darüber hinaus bedient sich die vorliegende Studie des Konzept der Vergleichsmärkte.

4) Erfahrungen ausgewählter Länder

Übersicht über europäische Länder mit Marktprämiensystem



Datenstand: 2018

Im Nachfolgenden wird gemäß Studienziel auf das Marktprämiensmodell sowie die exakte Anwendung des deutschen Marktprämiensmodells eingegangen. Darauf folgend werden exemplarisch drei weitere Staaten (DK, FR, SI) kurz vorgestellt. Die Auswahl dieser Länder erfolgte, da diese bereits seit mehreren Jahren ein Marktprämiensmodell implementiert haben. Sie sollen potentielle alternative Lösungsansätze und deren rechtliche Ausformulierungen darstellen.

Länder mit Marktprämien, Quelle: CEER (2018)

BE, DE, UK, LT, LU, BG, CZ, FR, HU, SI, HR, IT, NL, IE, LV, PL, NO, GR

4a) Deutschland

Deutschland

In Deutschland werden Erneuerbare primär durch **gleitende (marktwertbasierte) Marktprämien** gefördert. Eine Einspeisevergütung wird nur für sehr kleine Anlagen (<100 kW) oder in Ausnahmefällen gewährt. Die Marktprämie wird durch die Bundesnetzagentur im Rahmen einer Ausschreibung vergeben. Von 2017 - 2019 werden jährlich 2.800 MW ausgeschrieben, ab 2020 2.900 MW. Die Zahlung einer Marktprämie ohne Teilnahme an einer Ausschreibung ist nur für Kleinwindturbinen (bis 750 kW), Pilotwindenergieanlagen (bis 6 MW, begrenzt auf jährlich 125 MW Gesamtkapazität) oder aber Anlagen, die bis Ende 2018 in Betrieb genommen worden sind, vorgesehen.

Die Marktprämie bestimmt sich aus der Differenz des anzulegenden Werts abzüglich dem tatsächlichen Monatsmittelwert von Strom aus Windenergieanlagen an Land für die Preiszone Deutschland am Spotmarkt der Strombörse. **Sie wird monatlich rückwirkend vom Netzbetreiber bestimmt.** Seit dem EEG 2017 muss die Ertragssituation am Anlagenstandort alle fünf Förderjahre überprüft werden (Stichwort: Standortgüte). Dafür ist der tatsächliche Standortertrag der vorangegangenen fünf Betriebsjahre zu bestimmen und ins Verhältnis zum Referenzertrag des Anlagentyps zu setzen. Der Förderzeitraum liegt bei 20 Jahren ab Inbetriebnahme, beginnt jedoch spätestens nach 30 Monaten ab Bekanntgabe des Zuschlags. Die Vergütung durch die Ausschreibungen erfolgt per pay-as-bid (nach Höhe des eigenen Gebots).

Windenergieanlagen, die vor dem 1. Jänner 2017 genehmigt und vor dem 1. Jänner 2019 in Betrieb genommen worden sind, können die Marktprämie auf Grundlage der gesetzlich geregelten anzulegenden Werte in Anspruch nehmen.

2018 bis 2020 werden für Wind- und Solaranlagen gemeinsame Ausschreibungen (Volumen 400 MW pro Jahr) durchgeführt. Die Gebote werden gemeinsam gereiht, der Ablauf der Reihung ist ansonsten identisch. Das Referenzertragsmodell kommt hier ebenso nicht zur Anwendung.

EEG Vergütung (Direktvermarktung)

Berechnungsfaktoren zur Marktprämie

Definitionen

$MP...$	Höhe der Marktprämie
$AW...$	Anzulegender Wert
$MW...$	Monatsmarktwert
$h...$	Stunden des Monats
$P...$	EPEX Spot Auktion DE-LU Preis für Stunden
$Wind_h...$	Hochrechnung ÜNBs zur erzeugten Menge Strom aus Windenergieanlagen an Land

Berechnung MP

$$MP = AW - MW \quad | \quad MP > 0$$
$$MP = 0 \quad | \quad MP < 0$$

Berechnung MW

$$MW_{EPEX} = \frac{\sum_h P_h}{h}$$
$$MW_{Wind \text{ an Land}} = \frac{\sum_h P_h \cdot Wind_h}{\sum_h Wind_h}$$

Marktprämie nach § 19 Abs. 1 Nr. 1 (EEG 2017) für Kalendermonate mit Direktvermarktung / Berechnung: Anlage 1 (zu § 23a) ebenda

Bestimmung des Anzulegenden Werts Für Neuanlagen mit Ausschreibung festgelegt

Definitionen

<i>MP...</i>	Höhe der Marktprämie
<i>AW...</i>	Anzulegender Wert
<i>MW...</i>	Monatsmarktwert
<i>a...</i>	Betriebsjahr
<i>vor 2019 ...</i>	Inbetriebnahme vor 01.01.2019
<i>ab 2019 ...</i>	Inbetriebnahme ab 01.01.2019
<i>ZW_{Korr}...</i>	Zuschlagswert vom ÜNB berechnet auf Basis standort- spezifischen Korrekturfaktors

Berechnung MP

$$MP = AW - MW \quad MP > 0$$
$$MP = 0 \quad MP < 0$$

Berechnung AW¹

$$AW_{\text{vor 2019}} = 4,66 \text{ Cent/kWh} \quad 5 < a \leq 20$$
$$AW_{\text{vor 2019}} = 8,38 \text{ Cent/kWh} \quad 1 < a \leq 5$$
$$AW_{\text{ab 2019}} = ZW_{\text{Korr}}$$

Für Anlagen mit Inbetriebnahme vor 2019 wurde die Höhe des Anzulegenden Werts administrativ festgelegt.

¹ Vor 2019 bezieht sich auf Anlagen, welche vor dem 01.01.2019 in Betrieb genommen wurden und die Marktprämie auf Grundlage der gesetzlich geregelten anzulegenden Werte in Anspruch nehmen. Marktprämie nach § 19 Abs. 1 Nr. 1 (EEG 2017) mit Direktvermarktung / Berechnung: Anlage 1 (zu § 23a) ebenda

Marktwert in Deutschland

Konkrete Formulierung

Im EEG 2017 ist definiert, dass der energieträgerspezifische Monatsmarktwert (oder kurz Marktwert) auf Basis der Preise an der Strombörse bestimmt wird. Hierfür werden die stündlichen Preise des Day-Ahead-Markts der **EPEX SPOT SE** für die Preiszone Deutschland für den jeweiligen Kalendermonat mit der Menge des in dieser Stunde erzeugten Stroms aus Windkraftanlagen – die auf der Grundlage einer **repräsentativen Anzahl von gemessenen Referenzanlagen** basiert und online veröffentlicht werden muss – multipliziert. Die Ergebnisse für alle Stunden des Kalendermonats werden daraufhin aufsummiert und durch die Menge des in dem gesamten Kalendermonat erzeugten Stroms aus Windenergieanlagen dividiert. Das ergibt somit den Monatsmarktwert für diesen Zeitraum.

Für jede Stunde eines Kalendermonats wird der durchschnittliche Wert der Stundenkontrakte am Spotmarkt der Strombörse [...] mit der Menge des [...] erzeugten Stroms aus Windenergieanlagen an Land multipliziert.



Stundenkontrakte: Da es sich nicht um Viertelstundenprodukte handelt, kann es keinen durchschnittlichen Wert für jede Stunde geben.

MW_{EPEX} : Dies ist die einzige Referenz zur EPEX (EEG 2017 idgF). Auch hier wäre eine Präzisierung vorteilhaft.

In Österreich wäre die Festlegung des Marktwerts auf Basis dieser Methode ebenfalls möglich, da einerseits die Marktdaten der EPEX SPOT SE auch für den österreichischen Markt verfügbar sind und andererseits aktuelle Erzeugungsdaten der Windenergie in Österreich dem österreichischen Übertragungsnetzbetreiber APG zur Verfügung stehen und ebenfalls online veröffentlicht werden. Auf eine korrekte Formulierung ist aber in jedem Fall zu achten.

Entwicklung der Marktwerte Deutschland 2018

6

Die mittleren Erlöse, die ein Vermarkter von Strom aus einer Windkraftanlage mit typischen Erzeugungsprofil an der Börse theoretisch erzielen kann lagen im Beobachtungszeitraum durchgehend unter den mittleren Day-Ahead Preisen.

EUR/MWh

3

0

Jänner

Mai

Oktober



5,311 Cent/kWh



5,325 Cent/kWh

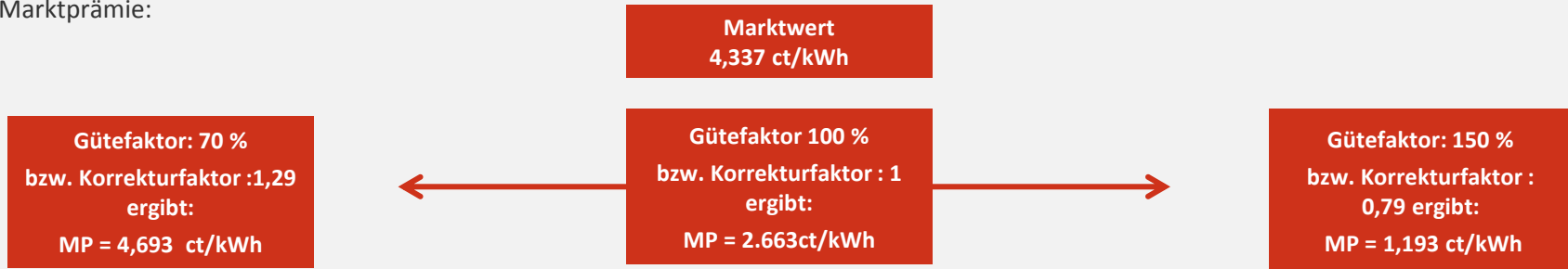


4,337 Cent/kWh

Quelle: Netztransparenz.de | Österreichische Energieagentur

Teilnehmer an der Ausschreibung bieten künftig auf den „anzulegenden Wert“ am Referenzstandort (100-Prozent-Standort). Der Zuschlagswert wird anschließend mit einem standortspezifischen Korrekturfaktor multipliziert. Der so ermittelte individuelle anzulegende Wert gilt – unter dem Vorbehalt einer späteren Überprüfung – für den gesamten Vergütungszeitraum von 20 Jahren. Die Höhe des Korrekturfaktors ist abhängig von der Qualität des Standorts, die wie bisher als Quotient aus dem tatsächlichen Ertrag der Anlage und dem rechnerischen Ertrag, den die gleiche Anlage an einem gesetzlich festgelegten Referenzstandort erzielen würde, definiert ist. Vorgesehen sind Standortqualitäten zwischen 70 und 150 Prozent Stützwerte für die Korrekturfaktoren enthalten, zwischen denen linear zu interpolieren ist. Für Standorte, deren Erträge 70 Prozent des Referenzertrags unterschreiten, ist keine weitere Differenzierung der Korrekturfaktoren vorgesehen.

Die **Korrekturfaktoren für Standortgüte** haben in Deutschland einen wesentlichen Einfluss auf den tatsächlichen anzulegenden Wert. In der Auktion wird der Zuschlagswert auf Basis einer Referenzanlage bestimmt und dann mittels Korrekturfaktor für die jeweilige Anlage rückgerechnet. Die Marktprämie wird daraufhin mithilfe des Marktwerts und des auf Basis der Korrekturfaktoren bestimmten anzulegenden Werts festgelegt (siehe Folie 26). Bei einem Zuschlagswert von 7 ct/kWh und einem Marktwert von 4,337 ct/kWh ergibt sich folgende vom Gütefaktor abhängige Marktprämie:



Korrekturfaktoren für Standortgüte

Beispiel Zuschlagswert und Anzulegender Wert

Gütefaktor (%)	70	80	100	120	150
Korrekturfaktor	1,29	1,16	1	0,89	0,79

Anzulegender Wert (Cent/kWh)			Zuschlag		
	6.76	6.08	5.24	4.66	4.14
	7.88	7.09	6.11	5.44	4.83
	8.00	7.19	6.20	5.52	4.90

Der Korrekturfaktor soll geographisch konzentrierten Neubau vermeiden. Das führt zu einer stochastische Glättung der Erzeugung-pitzen und einer geografisch ‚faire‘ Verteilung der Anlagen (näher am Verbraucher). Zusätzlich kann eine geographische Verteilung Anlagen eine Entlastung der Übertragungsnetzte begünstigen. Zusammenfassend Betrachtet kann die Berücksichtigung der Standort-güte einige positive Effekte auslösen. Gleichzeitig wird die Komplexität des Fördersystems erhöht.

Quelle: Bundesnetzagentur

Windenergie-Anlagen an Land im Februar 2019

durchschnittlicher, mengengewichteter Zuschlagswert

(ct/kWh):	6,11
niedrigster Gebotswert (ct/kWh):	5,20
höchster Gebotswert (ct/kWh):	6,20
zulässiger Höchstwert (ct/kWh):	6,20

<https://www.bundesnetzagentur.de>

Sonstige Faktoren

Managementprämie

Die Managementprämie wurde in Deutschland mit dem EEG 2012 eingeführt und ist für Anlagenbetreiber gedacht, welche ihren Strom auf Basis erneuerbarer Energieträger produzieren und ihn über das Marktprämienmodell an der Strombörse handeln. Da sie durch das Prämienmodell dazu verpflichtet sind, Prognosen über Höhe und Dauer der Einspeisung zu leisten und gegebenenfalls Ausgleichsenergiekosten anfallen können, soll die Managementprämie dazu dienen, diesen finanziellen Risikofaktor beim Wechsel in die Direktvermarktung zu minimieren. Ebenso dient sie als Entschädigung für die Erstellung von Einspeiseprognosen, die Übernahme des Bilanzkreismanagements sowie den Börsenhandel. Die Regelungen bzgl. Höhe und Auszahlung haben sich beim Übergang vom EEG 2014 auf das EEG 2017 nicht verändert. Der Netzbetreiber lässt die Managementprämie über eine entsprechend erhöhte Vergütung direkt in die Marktprämie einfließen und zahlt sie somit mit dieser aus.

Managementprämie für Neuanlagen Biogas, Wasserkraft, Biomasse etc. 0,2 ct/kWh

Managementprämie für Wind- und Solarneuanlagen 0,4 ct/kWh

Für Bestandsanlagen, also jene, die vor dem Inkrafttreten der verpflichtenden Direktvermarktung (01.08.2014, Anlagen ab 500 kW installierter Leistung bzw. 01.01.2016 für 100 kW installierter Leistung) ans Netz gegangen sind, gelten eigene Regelungen. Die folgende Tabelle bietet einen Überblick über die Managementprämien für diese Bestandsanlagen. Seit dem 01.04.2015 müssen jedoch alle Anlagen in der Direktvermarktung fernsteuerbar sein, daher tritt die Kategorie „Wind/PV nicht fernsteuerbar“ seitdem nicht mehr auf. Somit ist die Managementprämie für Bestands- und Neuanlagen seitdem gleich hoch.

Zeitraum	Wind/PV fernsteuerbar	Wind/PV nicht fernsteuerbar	Sonstige (z.B. Biogas)
Ab 01.01.2015	0,4 ct/kWh	0,3 ct/kWh	0,2 ct/kWh

4b) Ausgewählte Länder

Marktprämien in ausgewählten Ländern

Beispiel Dänemark

Bis 2017 förderte Dänemark die Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien durch einen Prämientarif. Anlagenbetreiber erhielten **zusätzlich zum Großhandelspreis eine fixe Prämie**, deren Niveau vom Gesetzgeber festgelegt wurde. Die Summe aus Prämie und Großhandelspreis durfte einen bestimmten gesetzlichen Höchstbetrag nicht überschreiten, der vom Zeitpunkt des Anschlusses einer bestimmten Anlage und der verwendeten Energiequelle abhing. Die Marktprämie für Onshore-Anlagen betrug ca. 3 ct/kWh, die Summe aus Großhandelspreis und Prämie durfte 8 ct/kWh jedoch nicht überschreiten. Zusätzlich gab es eine Ausgleichserstattung von etwa 2 ct /kWh. Die Marktprämie lief aus, sobald die Stromproduktion ca. 6.600 Volllaststunden und 5,6 MWh pro m² der Rotorfläche umfasst hat (entspricht ca. 25.000 Volllaststunden, ist jedoch auch vom Anlagentyp abhängig), während die Ausgleichserstattung 20 Jahre lang ausgezahlt wird. Für Onshore-Anlagen von Versorgungsunternehmen galt eine Obergrenze (Summe Prämie + Marktpreis) von 4 ct/kWh zusätzlich zu einem fixen Bonus von 1 ct/kWh für eine Laufzeit von 10 Jahren. Für Offshore-Anlagen werden Ausschreibungen durchgeführt, um die Höhe der auszuzahlenden Prämie festzulegen. Der maximale Betrag (Marktpreis + Prämie) ist abhängig vom Standort der Anlagen.

Seit 2018 werden **technologieneutrale Ausschreibungen** für Windkraftanlagen (Onshore und Offshore, die weniger als 8 km von der Küste entfernt sind) und PV-Anlagen durchgeführt, auf deren Basis die fixe Prämie für Neuanlagen bestimmt wird. Das Budget für 2018 betrug für diese Form der technologieneutralen Ausschreibungen ca. 34 Mio. Euro. Die in der **Ausschreibung festgelegte Prämie** wird für einen **Zeitraum von 20 Jahren ausgezahlt**, davon **ausgenommen sind Stunden mit negativem Spotpreis** (bezogen auf Nordpool). Onshore- und PV-Anlagen müssen innerhalb von zwei Jahren nach Erhalt des Zuschlags fertiggestellt sein, Offshore-Anlagen nach vier Jahren. Die Ausschreibung basiert auf dem „pay-as-bid“-Prinzip, die Prämie entspricht also immer dem niedrigsten Angebot des jeweiligen Teilnehmers. Die erste Auktion fand vom 27.09.2018 – 26.11.2018 statt. Insgesamt erhielten 165 MW an Onshore-Windkraftanlagen und 101 MW an PV-Anlagen einen Zuschlag.

Quellen: Danish Energy Agency (2017, 2018), Gavard (2016)

Marktprämien in ausgewählten Ländern

Beispiel Frankreich

In Frankreich können kleine Windparks mit bis zu sechs Anlagen mit einer jeweiligen Leistung von **bis zu 3 MW** eine **gleitende marktwertbasierte Marktprämie** erhalten. Die Höhe der Prämie ergibt sich aus der **Differenz eines technologiespezifischen Referenztarifs**, welcher jährlich angepasst wird, und dem **Großhandelspreis**. Der Referenzpreis wird **administrativ festgelegt**. Neben der Marktprämie steht den Anlagenbetreibern auch eine **Managementprämie** zu, um Marketing- und Ausgleichsenergiekosten auszugleichen. Die Förderdauer ist auf 20 Jahre begrenzt.

In Frankreich besteht auch die Möglichkeit, an **Ausschreibungen** zur Förderung von Neuanlagen teilzunehmen. Für Windkraftanlagen müssen die Parks aus mindestens sieben Anlagen bestehen oder zumindest eine Anlage mit mehr als 3 MW Leistung enthalten, um teilzunehmen. Den Zuschlag erhalten die billigsten Angebote, bis das verfügbare Budget ausgeschöpft ist. Die Festlegung der Prämie erfolgt nach dem **„pay-as-bid“-Prinzip**. Auch hier beträgt der Förderzeitraum **20 Jahre**.

Es gibt außerdem eine weitere Auktionsform zur Festlegung eines Prämienwerts in Frankreich: sogenannte „kompetitive Dialoge“. Dieses Verfahren wird häufig bei komplexen Aufträgen angewendet, bei denen die Behörde die technischen Spezifikationen nicht zu Beginn festlegen kann (z. B. große Infrastrukturprojekte). Nach der Veröffentlichung der Bekanntmachung müssen interessierte Unternehmen eine Teilnahme am Dialog beantragen. Die Behörde lädt daraufhin ausgewählte Unternehmen ein, um mit ihnen die endgültigen technischen, rechtlichen und wirtschaftlichen Aspekte festzulegen. Nach diesem Dialog reichen die ausgewählten Kandidaten ihre finalen Angebote ein.

Details zu der Berechnung der Marktprämie finden sich nachfolgend.

Marktprämie in Frankreich

Berechnung

$$MP = \sum E_i * (\alpha T_e - M_{0i} + P_{gestion}) - N_{bcapa} * P_{refcapa}$$

- i entspricht einem Monat; \sum ist die Summe für alle 12 Monate
- E_i entspricht der monatlichen Strommenge, die von der RES-Anlage produziert wird
- Der Koeffizient α ist gleich 1
- T_e entspricht dem im Energiegesetz R.314-37 genannten Referenztarif in EUR/MWh und ist gemäß Anhang III der Verordnung vom 6. Mai 2017 definiert
- M_{0i} entspricht dem Referenzmarktpreis für den jeweiligen Monat, der im Energiegesetz R.314-38 angegeben ist
- $P_{gestion}$ entspricht der im R.314-41 Energiegesetz genannten Managementprämie und beträgt 2,8 EUR/MWh für die gesamte Vertragslaufzeit
- N_{bcapa} entspricht der Anzahl der in MW definierten Kapazitätsgarantien für ein Kalenderjahr
- $P_{refcapa}$ entspricht dem Referenzmarktpreis der Kapazität ausgedrückt in EUR/MW

Quelle: RES LEGAL Europe (2017)

Marktprämien in ausgewählten Ländern

Beispiel Slowenien

In Slowenien besteht die Möglichkeit, Anlagen, die erneuerbaren Strom erzeugen, mittels Feed-In-Tarif (nur mit weniger als 1 MW Leistung), **gleitender Marktprämie oder Ausschreibung** zu fördern. Die Höhe der Marktprämie ist die **Differenz zwischen dem festgelegten Maximalpreis und einem Referenzpreis** für Elektrizität, welcher jährlich bestimmt wird und **technologiespezifisch** ist. Die Referenzkosten, welche zur Berechnung des Referenzpreises der Prämie dienen, setzen sich aus einem fixen (Investitions-, Wartungskosten) und einem variablen Teil (nur, falls Brennstoffe nötig) zusammen. Die Marktprämie ergibt sich als Differenz von Referenzkosten und jährlichem Referenzpreis für Strom multipliziert mit einem weiteren Faktor, welcher anhand von Anlagengröße, Volatilität der Produktion etc. festgelegt wird. Im Jahr 2017 lag der Referenzjahrespreis für Strom bei 41,94 EUR/MWh (wird erst nach Auktionsende publiziert). Der Referenzpreis für Strom basiert auf dem für das österreichische Marktgebiet gültigen Terminmarktkontrakt **Phelix-AT Base Year** und wird ex-ante publiziert. Die Kosten für Grenzkapazitäten (bzw. der Preisspread AT-SI) werden durch die Multiplikation mit dem fixen Faktor 1,1 abgebildet.

Bei einer öffentlichen Ausschreibung durch die slowenische Energieagentur dürfen die abgegebenen Angebote den Referenzjahrespreis für Elektrizität nicht überschreiten. Die eingereichten Angebote müssen des Weiteren die Produktionskosten wieder einnehmen und einen ROI von 7,2 % ermöglichen. Die Auswahl der Zuschläge erfolgt einerseits auf Basis des günstigsten Angebots, aber andererseits auch anhand des prognostizierten Erzeugungsvolumens. Projekte, welche einen Zuschlag erhalten haben, müssen innerhalb von drei Jahren realisiert werden.

Details zu der Berechnung der Marktprämie finden sich nachfolgend.

Quellen: Borzen (2018), Energy Agency Slovenia (2018), Ministry of the Economy Slovenia (2009)

Marktprämie Slowenien

Berechnung

$$RKE = FRK + VRK$$

$$FRK = (IK + BK + WK)/E \quad VRK = (BRK - EW)/E$$

$$MP = RKE - RPE * B$$

RKE....Referenzkosten für Elektrizität

FRK....fixe Referenzkosten

VRK....variable Referenzkosten

IK....Investitionskosten

BK....Betriebskosten

WK...Wartungskosten

E....jährlich erzeugter Strom

BRK....Brennstoffkosten

EW....Erlöse durch Abwärme

MP....Marktprämie

RPE....Referenzpreis für Elektrizität

B....Faktor festgelegt auf Basis von Anlagengröße, Volatilität der Produktion etc.

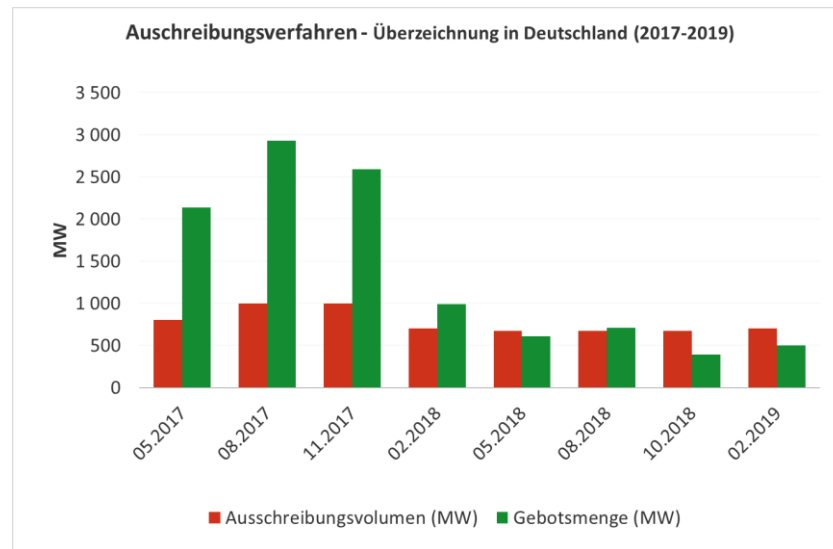
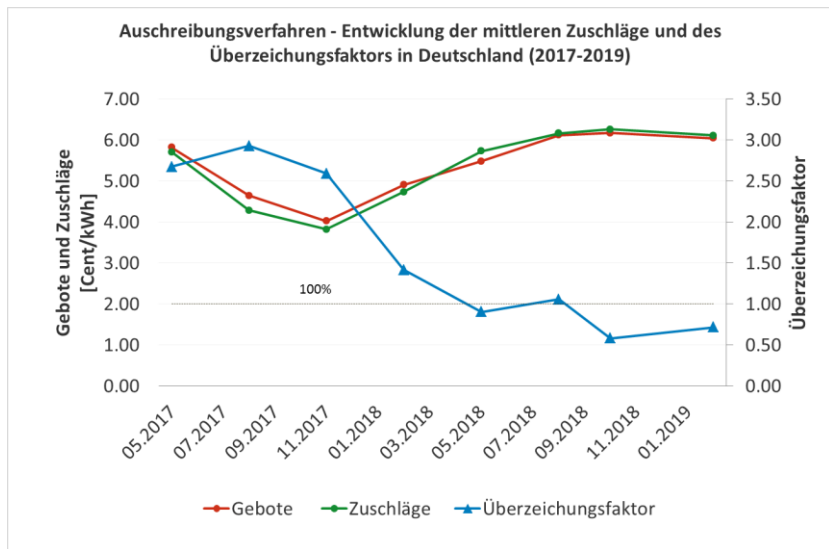
Zusammenfassung Marktprämiensystem

Überblick über ausgewählte Länder

	Deutschland	Dänemark	Frankreich	Slowenien
Methode	Gleitende marktwertbasierte Marktprämie	Fixe Prämie	Gleitende marktwertbasierte Marktprämie	Gleitende Marktprämie
Bestimmung Marktwert	Monatlich	Fixe Prämie	Monatlich	Jährlich (ex-ante)
Berücksichtigung Standortgüte	Ja (alle fünf Jahre)	Nein	Nein	Nein
Förderzeitraum	20 Jahre			
Bestimmung Marktprämie	Auktionen von Anzulegendem Wert (pay-as-bid)	Auktion der Prämie „pay as bid“ technologieneutral: Onshore, Offshore <8km	Auktion der Prämie „pay-as-bid“ Technologiespezifisch Leistungsbasiert	Ausschreibungsverfahren
Referenzpreis Marktwert	EPEX SPOT SE	Nordpool (für Cap/Floor)	EPEX SPOT SE (ohne negative Preise)	EEX Phelix AT YB 10 Handelstage vor 25. Oktober (Y+1) mit 1,1 multipliziert
Negative Preise	6h Regel	Keine Prämie	Keine Prämie	Nein
Managementprämie	Ja (0,4ct/kWh)	Nein	Nein	Nein
Überzeichnungsfaktor Wind - Onshore	0.58 - 2.93 (2017-Feb 2019)	2.7 (2018); technologieneutral; Anteil am Zuschlag Wind Onshore 62%	1.8 (2017) 0.25 (April 2018) (Probleme bei Genehmigungen)	k.A.

Aufgrund der relativ kurzen Erfahrung mit Ausschreibungssystemen gibt es für Auktionen keine Daten zu tatsächlichen Realisierungsraten (siehe CEER 2018).

Evaluierung des Ausschreibungsverfahrens am Beispiel Deutschland



Bei der Evaluierung von Ausschreibungsverfahren werden in der Regel drei Größen herangezogen: Der Überzeichnungsfaktor beschreibt das Verhältnis zwischen ausgeschriebener und gebotener Menge und wird als Maßzahl für Wettbewerb herangezogen. Die Preisentwicklung in Cent/kWh ist eine Maßzahl für die Effizienzentwicklung der Fördermaßnahme. Die dritte und zentrale Maßzahl ist die Realisierungsrate (Effektivität). Die Evaluierung basierend auf dieser Maßzahl ist jedoch noch wenig aussagekräftig, da die Realisierungsfristen zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht abgelaufen sind. Für Deutschland zeigt sich für das Jahr 2018 ein Rückgang der Überzeichnung. Parallel dazu wurden die Zuschlagswertreduktionen des Jahres 2017 wieder egalisiert.

Quelle: Bundesnetzagentur (2019)

5) Möglichkeiten zur Berechnung des Marktwerts

Berechnung des Marktwerts im europäischen Kontext

Beschreibung der Methodik

Die **allgemeine Berechnung des Marktwerts** beschreibt den Wert des Windes über den gesamten Betrachtungszeitraum in einem Marktgebiet. Die Berechnung erfolgt dabei anhand der Formel für den gewichteten Marktwert (s.u.). Ziel dieser ersten Analyse ist es, **typische Werte für den europäischen Markt** zu generieren. Diese ermöglichen eine Abschätzung der möglichen Ergebnisse für den österreichischen Markt, der mangels historischer Zeitreihen nur bedingt sachlich prognostizierbar ist. Auf Basis dieser anderen Märkte lassen sich anhand der historischen Daten **mögliche Entwicklungen des österreichischen Marktes** ableiten. In der ersten Tabelle sind die Ergebnisse des gesamten Untersuchungszeitraums zusammengefasst. In der unteren Tabelle ist exemplarisch das Jahr 2016 dargestellt. Der Marktwert des Windes entspricht dabei dem mengengewichteten Erlös von Windstrom. Das Preisniveau ist der mittlere Spotpreis. Der Anteil Wind beschreibt den Anteil der Gesamtnachfrage, die durch Windstrom gedeckt werden konnte. Grundsätzlich liegen die Preisniveaus über dem Marktwert der Windproduktion (obere Tabelle). Die Schweiz bildet dabei eine Ausnahme. Im Jahr 2016 war auch für Belgien die umgekehrte Situation zu beobachten, d.h. der Windwert lag über dem mittleren Spotpreis (untere Tabelle). Generell lassen sich temporär immer wieder solche „umgekehrten“ Situationen beobachten. Um Windkraftanlagen effektiv mittels Marktprämie zu fördern, muss der Umstand berücksichtigt werden, dass Windkraftanlagen in der Regel nicht den durchschnittlichen Marktpreis erwirtschaften können.

$$\text{Marktwert}(MW) = \frac{\sum_n p_i * m_i}{\sum_n m_i}$$

$$\text{Preis:} = p_1, p_2, p_3, \dots, p_n$$

$$\text{Wind} = m_1, m_2, m_3, \dots, m_n$$

Berechnung des Marktwerts im europäischen Kontext

Ergebnis

2015 - 2018	Marktwert Wind	Marktpreis (EPEX Spot)	Relativer Marktwert	Anteil Wind (transparency)
	EUR/MWh	EUR/MWh	%	%
AT	30.13	31.94	94 %	9.2 %
DE	26.42	31.94	83 %	10.3 %
DK	23.92	27.63	87 %	27.5 %
BE	41.08	42.13	98 %	1.6 %
CZ	31.12	33.55	93 %	0.8 %
CH	42.18	41.59	101 %	0.1 %

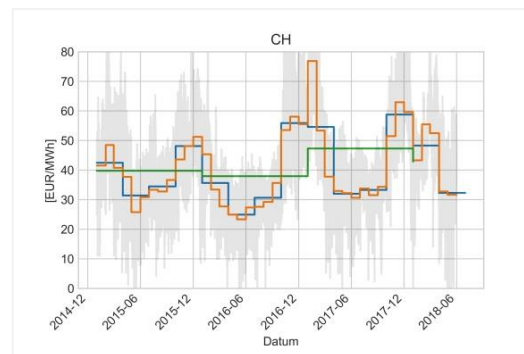
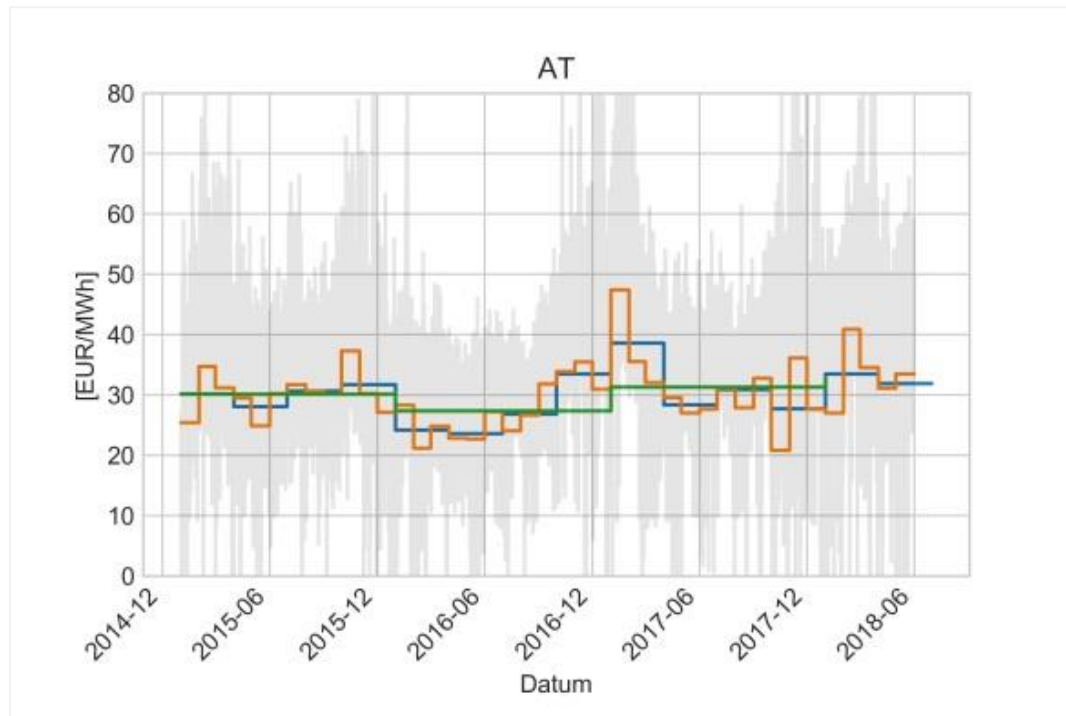
2016	Marktwert Wind	Marktpreis (EPEX Spot)	Relativer Marktwert	Anteil Wind (transparency)
	EUR/MWh	EUR/MWh	%	%
AT	27.34	28.98	94 %	8,5 %
DE	24.67	28.98	85 %	13,5 %
DK	23.52	26.67	88 %	25,2 %
BE	39.03	36.62	107 %	0,9 %
CZ	28.98	31.05	93 %	0,7 %
CH	37.95	37.88	100 %	0,1 %

Die Tabellen geben einen Überblick über den Marktwert (mengengewichtet Mittelwert), den mittleren Marktpreis, den relativen Marktwert und den Anteil an Winderzeugung am Gesamtverbrauch für ausgewählte europäische Länder. Der relative Marktwert von Wind variiert zwischen den einzelnen Ländern. Auffällig sind v.a. die Werte für die Deutschland und die Schweiz. In Deutschland ist der Marktwert von Windkraft besonders niedrig. In der Schweiz ist der Marktwert bei sehr niedrigen Windkraftanteilen sogar höher als der mittlere Marktpreis.

In der ersten Tabelle ist der Beobachtungszeitraum von 2015 – 2018 (4 Jahre) dargestellt. Dies soll einen Überblick über die typischen Werte geben. In der zweiten Tabelle ist mit 2016 ein auffälliges bzw. atypisches Jahr bewusst ausgewählt. Das soll unterstreichen, dass die Werte nicht statisch sind und von Jahr zu Jahr variieren können. Am Beispiel von Belgien wird deutlich, dass der Marktwert von Wind temporär auch über dem mittleren Marktpreis liegen kann.

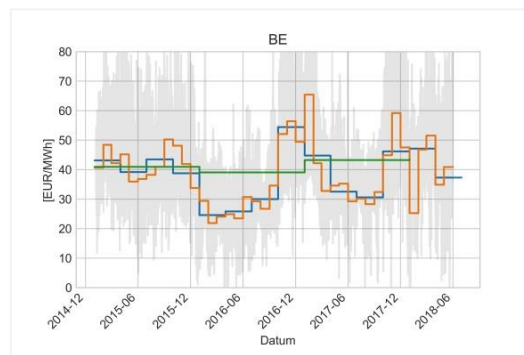
Entwicklung der Marktwerte AT, BE und CH

Unterschiedliche Berechnungshorizonte



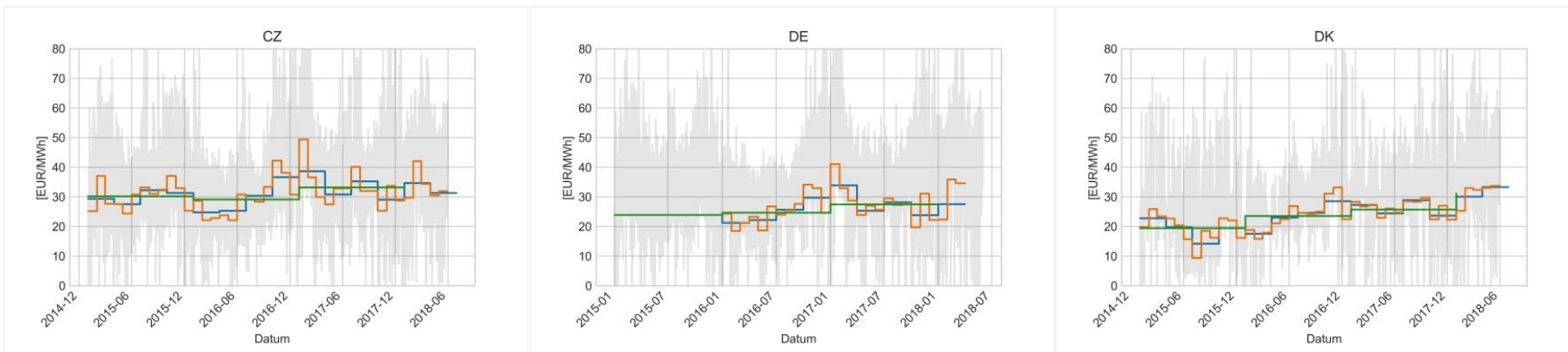
Legende:

- Monat
- Quartal
- Jahr
- Spot (grau)



Entwicklung der Marktwerte CZ, DE, DK

Unterschiedliche Berechnungshorizonte



Legende: Monat Quartal Jahr Spot (grau)

Die Berechnung der Marktwerte auf Monats-, Quartals- oder Jahresbasis erfolgt, indem entsprechend valide Handelsergebnisse berücksichtigt werden. Grundsätzlich gilt es zu beachten, dass sich im Mittel nichts ändert. Das heißt über den gesamten Windpark eines Landes betrachtet ändert sich der erzielbare Markterlös in Abhängigkeit zum Berechnungshorizont nicht. Für **einzelne Anlagen**, besonders wenn diese ein atypisches Erzeugungsprofil aufweisen, kann die **Auswahl des Betrachtungshorizonts** sehr wohl eine **Auswirkung auf den erzielbaren Erlös haben**. Des Weiteren sind die unterschiedlichen Volatilitäten des Marktwerts erkennbar.

Simulationsergebnisse

Betrachtungshorizont	Mittelwert	Standardabweichung	Differenz Min/Max
	EUR/MWh	EUR/MWh	EUR/MWh
1 Stunde	80,0	0,0	0,0
5 Stunden	80,0	0,3	1,7
10 Stunden	80,0	0,4	2,0
20 Stunden	80,0	0,8	3,9

Obwohl im Mittelwert und über den gesamten Windpark eines Landes der Betrachtungshorizont keine Auswirkung auf den Markterlös hat, steigt mit einem längeren Betrachtungshorizont das **Marktrisiko**. Darunter wird in diesem Zusammenhang ein Anstieg der Standardabweichung verstanden. Um dies zu veranschaulichen, wurden in einer Simulation mit 100 fiktiven Windparks mit einer um die Gesamterzeugung normalverteilten Einspeisung unterschiedliche Betrachtungshorizonte verglichen. Um die Komplexität der Darstellung nicht unnötig zu erhöhen, wurden unterschiedliche Betrachtungszeiträume bis zu 20 Stunden über einen Tag hinweg simuliert. Das Ergebnis ist jedoch auch für längere Zeiträume anwendbar. Bei dieser Simulation zeigt sich, dass der Mittelwert der Markterlöse* unabhängig vom Betrachtungshorizont gleich dem anzulegenden Wert bei 80 Euro/MWh liegt. Die **Standardabweichung steigt jedoch marginal mit dem Betrachtungshorizont**. Darüber hinaus steigt die Differenz zwischen den minimalen und maximalen Markterlösen der einzelnen fiktiven Windparks von 0 Euro/MWh auf 3,9 Euro/MWh.

*Es wurden keine negativen Preise simuliert, d.h. es kommt zu keinen ökonomisch motivierten Abschaltungen.

5a) Auswahl der Winddaten

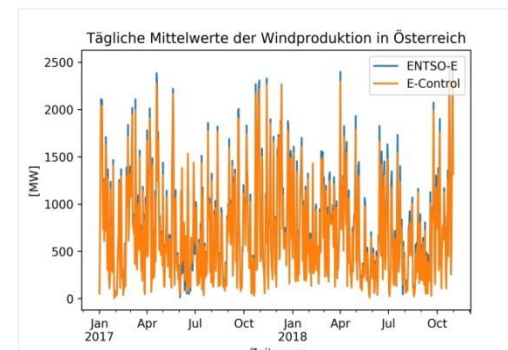
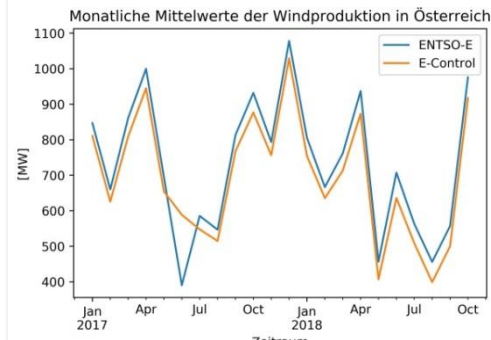
Berechnung des Marktwerts – Winddaten

Vergleich der Datenquellen

Für die Mengengewichtung des Marktwerts ist es nicht trivial, welche Winderzeugungsdaten verwendet werden, da sich Daten je nach Erhebungsmethode und Zeitpunkt unterscheiden können. Nachfolgend werden zwei potentielle Datenquellen miteinander verglichen und ihre Auswirkungen auf den Marktwert untersucht. Zur Verfügung stehen dabei die **Erzeugungsdaten** der ENTSO-E Transparency Plattform und die **Leistungsbilanz** (öffentliches Netz) der E-Control. Eine explizite rechtliche Grundlage für eine zentrale öffentlich zugängliche Sammlung von zeitnahen und gemessenen Winderzeugungsdaten gibt es derzeit nicht. Dementsprechend basieren die Daten zum Teil auf Hochrechnungen und weichen voneinander ab. Bei den Daten von ENTSO-E handelt es sich um die von der AGP gemeldeten Daten, die im Rahmen der (EU) No 543/2013 veröffentlicht werden. Üblicherweise am 28. des Folgemonats (nach dem ersten Clearing) werden die Mengen aktualisiert.

Die Tabelle sowie die beiden Abbildungen verdeutlichen die **Herausforderungen**, die mit den Inkonsistenzen innerhalb der Datensets einhergehen. Gleichzeitig gilt es auch herauszufinden, mittels welcher Erzeugungsdaten die Werte von Windstrom korrekt dargestellt werden können.

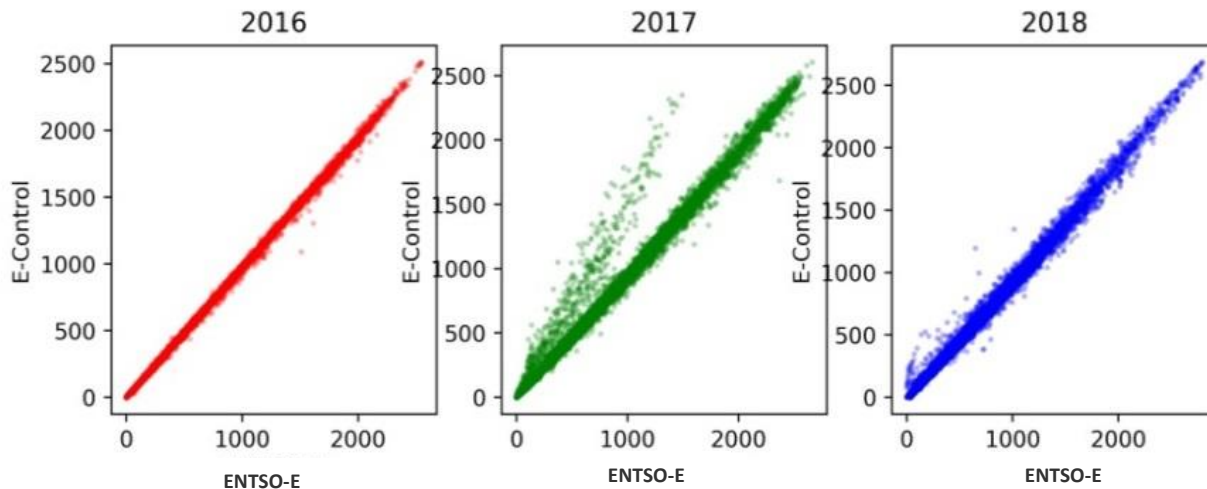
	ENTSO-E	E-Control
Anzahl d. Beobachtungen	24.792	24.792
Mittelwert	688	657
Standardabweichung	631	606
Minimum	0	0.19
25 % -Quantil	164	156
Median	483	459
75 % - Quantil	1.080	1.027
Maximum	2.795	2.685



Winderzeugungsdaten

Vergleich der Datenquellen im Zeitablauf

In der unteren Grafik sind ergänzend zur vorherigen Folie die Verteilungen der Winderzeugungen der letzten drei Jahre aufgesplittet. Bereits in dieser zeitlichen Auflösung ist ein Qualitätsunterschied in der Güte der Erhebung zu erkennen.



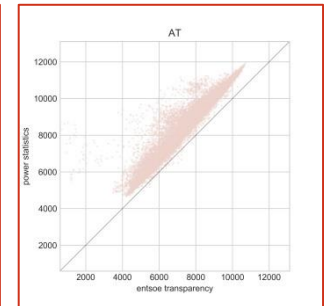
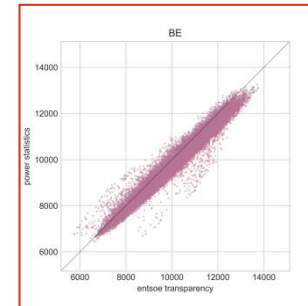
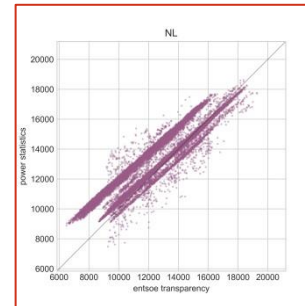
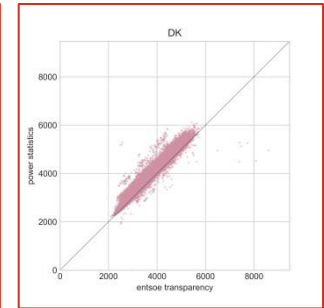
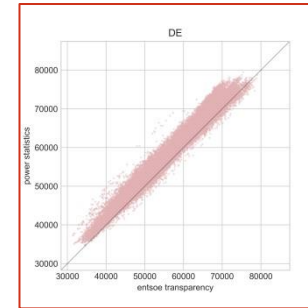
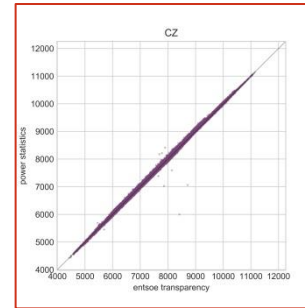
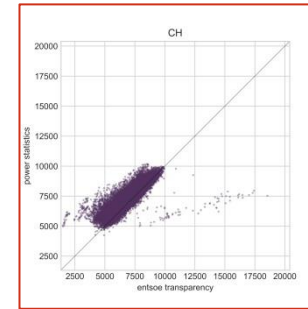
ENTSO-E Transparency vs. Power Statistics

Beispiel Last

Der Vergleich der Erzeugungskurven zwischen ENTSO-E Transparency und ENTSO-E Power Statistics (linke Seite) unterstreicht, dass es – bedingt durch **unterschiedliche Datenerhebungsmethoden** – zu Inkonsistenzen kommt. Im Besonderen für die Niederlande wurde einige Monate falsche Daten publiziert. Im Rahmen wissenschaftlicher Publikationen können diesen Erkenntnisse bestätigt werden. Aber auch für Österreich lassen sich deutlich Unterschiede erkennen. Bei der Auswahl der zugrundeliegenden Daten kann man von einem Trade-off zwischen **Aktualität vs. Qualität** der Daten ausgehen.

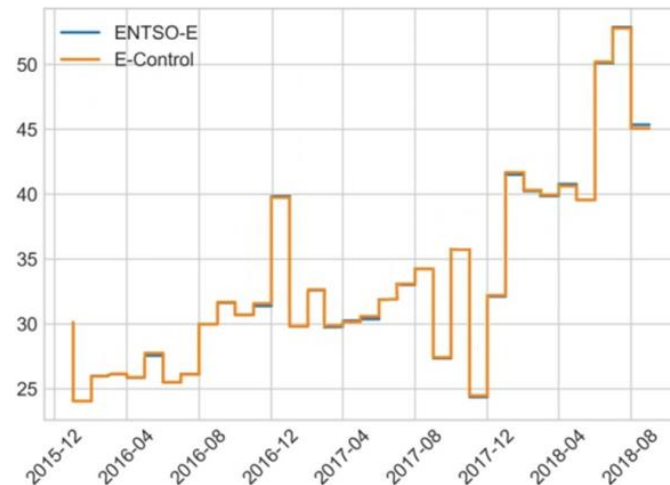
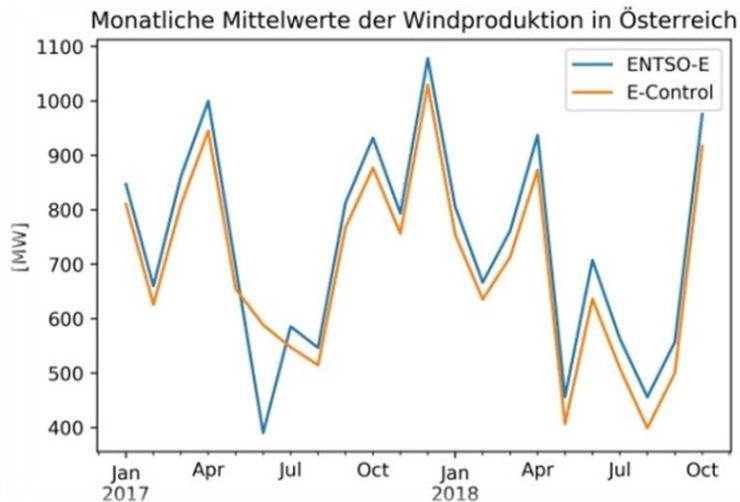
ENTSO-E Transparency: Dabei handelt es sich um (quasi) real-life Daten, die mit einer Stunde Verzögerung auf die Plattform geladen werden. Teilweise handelt es sich dabei um geschätzte Werte.

ENTSO-E Power Statistics (ehem. Power Data): Diese Daten werden mit einer Verzögerung von zumindest einem Monat publiziert. Die Werte werden kontrolliert, revidiert und tlw. um spezifische Faktoren korrigiert.



Auswirkungen auf den Marktwert

Zusammenfassung Winddaten



Trotz der Unterschiede in den Daten (welche unter anderem unterschiedlichen Aktualisierungszeitpunkten geschuldet sind) sind die Auswirkung auf den Marktwert letztendlich vernachlässigbar (Österreich weist im Allgemeinen eine hohe Datenqualität auf.)

Fazit: Transparenz, Verfügbarkeit und rechtliche Basis stehen daher bei der Auswahl der Winderzeugungsdaten im Vordergrund. Daher bilden die Daten der ENTSO-E Transparency Plattform (nach dem 1. Clearing) eine gute Grundlage für die Berechnung.

5b) Auswahl des Handelsplatzes

Monatsmittelwert des Marktwerts von Strom aus Windenergieanlagen an Land am **Spotmarkt** der **Strombörse** für die **Preiszone** für Deutschland



Eine Börse?

(AT: EXAA, EPEX Spot, zukünftig Nordpool?)



Spot ≠ Terminmarkt

(Day-Ahead, Intraday, Grau/Grün? Stunden?)



Eine Preiszone?

(Bidding Zone Review...)

Grundsätzlich bieten sich unterschiedliche **Handelsplätze** zur Bestimmung des Referenzmarktpreises an. Aktuell sind für das österreichische Marktgebiet mit der EXAA und EPEX Spot sowie EPEX Intraday drei öffentliche Handelsplätze für die ex-post Bestimmung relevant.

Aus heutiger Sicht ist der Terminmarkt in Österreich nicht reif genug, um im Rahmen einer ex-ante Bewertung den Referenzpreis vorab zu bestimmen. Des Weiteren können bei ex-ante Berechnungen mangels entsprechender Erzeugungsdaten keine technologiespezifischen Marktwerte berechnet werden.

Berechnung des Marktwerts – Preise

EPEX Day-Ahead – EXAA Day-Ahead – EPEX Intraday

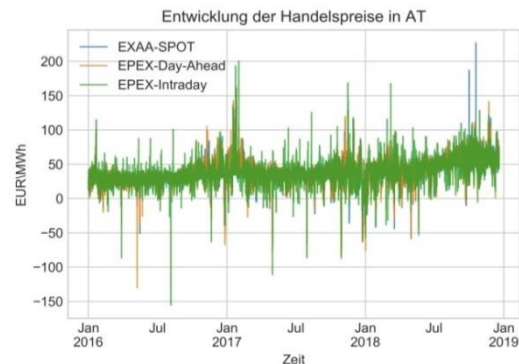
Die zweite zentrale Größe zur Berechnung des Marktwerts ist die Auswahl des **Referenz-Marktpreises**:

Die Wahl der Referenzmarktpreise sollte die verfügbaren Markterlöse für die Erzeuger widerspiegeln und an einen maßgeblichen Energiebörsepreis gebunden sein. Des Weiteren ist der für den Referenzmarktpreis definierte Zeitrahmen von entscheidender Bedeutung. Dieser entscheidet maßgeblich über die Exposition von Anlagenbetreibern gegenüber Marktsignalen und Risiken.

Neben dem **Spotmarkt der EPEX** bieten sich grundsätzlich alle (öffentlich verfügbaren) Preise für den österreichischen Markt an. Ziel dieser Analyse ist, Unterschiede zwischen den einzelnen Handelsplätzen/Produkten zu identifizieren, um diese gegebenenfalls zu berücksichtigen.

In einer ersten Analyse wurden drei unterschiedliche Handelsplätze/Produkte ausgewählt. Auf der linken Seite ist die beschreibende Statistik der Preise zusammengefasst. In der Grafik rechts sind die entsprechenden Zeitreihen graphisch dargestellt. (Ein vierter, für den österreichischen Markt potentiell relevanter Preis, der Green Power (der EXAA), wurde aufgrund von mangelnder Liquidität nicht in Betracht gezogen.)

PREIS in EUR/MWh	EXAA-SPOT	EPEX-Day-Ahead	EPEX-Intraday
Mittelwert	36.50	36.35	36.80
Standardabweichung	17.14	17.79	18.67
Minimum	-76	-130.09	-155.52
25 %-Quantil	26.21	26.36	26.24
Median	34.55	34.525	34.98
75 %-Quantil	44.92	45.08	46.13
Maximum	226.84	163.52	200.43

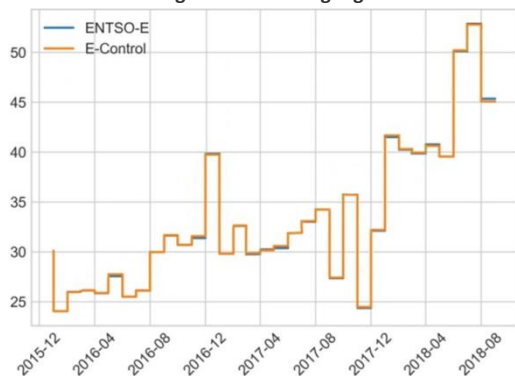


Vergleich der Ergebnisse

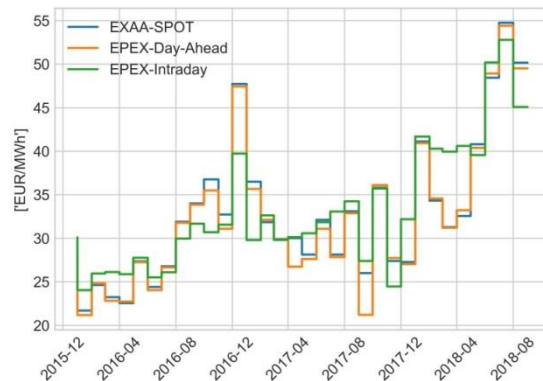
Preise und Winderzeugung

In den beiden Grafiken ist jeweils ein Ergebnis über die zwei der drei **optimierbaren Dimensionen** des Problems dargestellt. Die Dimension Betrachtungshorizont bleibt mit ‚Monat‘ gleich. In der rechten Grafik werden die Auswirkungen der Datengrundlage für die Windkraftherzeugung verglichen. In diesem Beispiel ist zu erkennen, dass die Auswahl der Daten, trotz vermeintlicher Unterschiede, **nur geringe Auswirkungen** auf die Höhe des Marktwerts hat. Demgegenüber steht die Auswahl des Handelsplatzes. Kurzfristig weichen die Ergebnisse tlw. stark voneinander ab (im Besonderen Day-ahead & Intraday). Langfristig gleichen sich diese Unterschiede jedoch aus (**Arbitragefreiheit**). Auch die Auswahl des Handelsplatzes beeinflusst somit die Höhe des Marktwerts nicht systematisch. Eine genaue tabellarische Aufstellung aller möglichen Berechnungskombinationen ist im Anhang zu finden. Diese Berechnung berücksichtigt nur die Gesamtheit der Windproduktion. Eine Wechselwirkung der typischen Erzeugungsprofile einzelner Windkraftanlagen und der unterschiedlichen Handelsplätze war nicht Ziel der Untersuchung.

Auswirkung der Winderzeugungsdaten



Auswirkung des Handelsplatzes



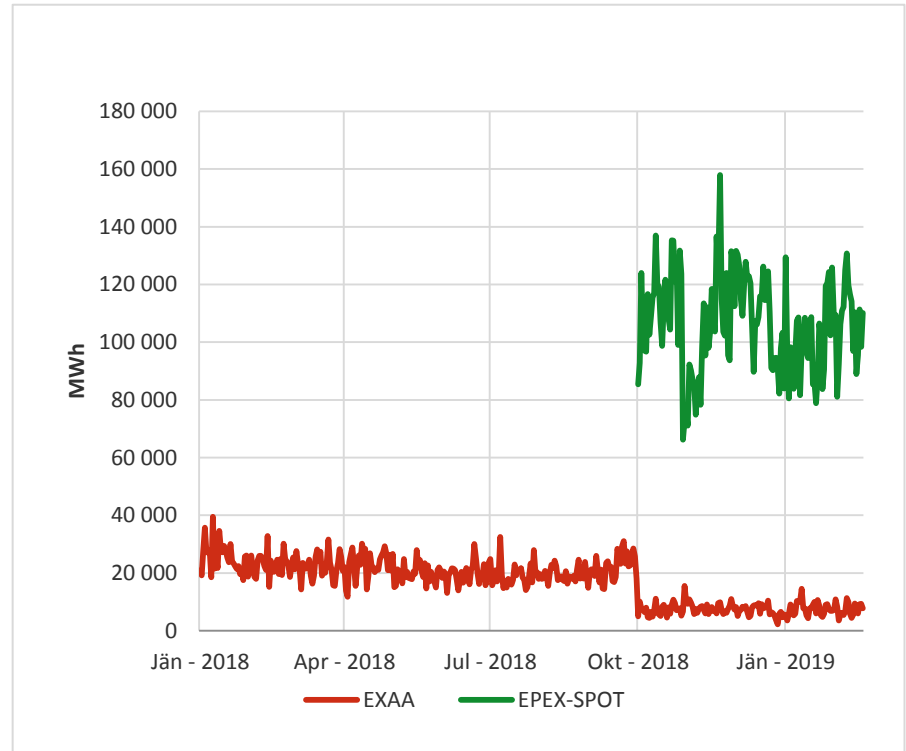
Gehandeltes Volumen EPEX -Spot vs. EXAA

2018 bis Februar 2019

Ein zentrales Kriterium bei der Auswahl eines Handelsplatzes zur Bestimmung eines Marktwerts ist dessen **Liquidität** (i.e. das gehandelte Volumen).

Das gehandelte Volumen legitimiert den Handelsplatz als für die **Marktpreisbildung** relevanten Intermediär. Referenzpreise, die auf illiquiden Handelsplätzen ohne geeignete **Fallback-Mechanismen** beruhen, laufen Gefahr, das aktuelle Marktniveau nicht in zufriedenstellendem Maß zu erfassen. Darüber hinaus können einzelne Abschlüsse den Markt unverhältnismäßig beeinflussen.

In der Grafik links sind die täglichen Handelsvolumina von **EXAA** und **EPEX-Spot** dargestellt. Das täglich umgesetzte Volumen an der EPEX Spot ist im Schnitt ca. 20 mal so groß wie jenes an der EXAA. Deren täglich gehandeltes Volumen hat sich mit der Preiszonentrennung um mehr als die Hälfte reduziert. Aus Sicht der Liquidität und langfristigen Verfügbarkeit bzw. Kontinuität der Referenzpreise ist die EPEX-Spot als Handelsplatz zu favorisieren.



Berechnung des Marktwerts

Zusammenfassung Auswahl Handelsplatz

Terminmarkt: Diese Kontraktform eignet sich nicht, um die kurzfristig volatile Winderzeugung realitätsnah zu bewerten bzw. Anreize für systemdienliches Verhalten zu setzen. Basierend auf aktuellen Daten der Handelsvolumina respektive der abgeschlossenen Trades sind die standardisierten Terminmarktprodukte Phelix-AT nicht liquide.

EPEX-Intraday: Auf dem Intraday Markt werden deutlich größere Mengen als am Terminmarkt umgesetzt. Im Vergleich zum Day-Ahead Markt ist die Liquidität vor allem kurz vor der Lieferung an manchen Handelstagen noch eingeschränkt. Für die Vermarktung von Windenergie ist der Intraday-Markt aber grundsätzlich relevant. Dem gegenüber steht eine reduzierte Transparenz (keine offenen Daten verfügbar) und die geringere Liquidität im Vergleich zum Day-Ahead Markt. Darüber hinaus sind in diesem Bereich auch Umstellungen und Neuerungen anvisiert (z.B. Auktionen für Intraday), welche die Auswahl repräsentativer Preisindizes für den Intraday-Markt zukünftig beeinflussen können.

Day-Ahead Preise: Diese sind im europäischen Vergleich die bevorzugte Referenzgröße für die Marktwertbestimmung. Auch der Day-Ahead-Markt eignet sich für die Vermarktung von Windstrom. Durch die Day-Ahead Marktkopplung gibt es grundsätzlich einen Preis pro Gebotszone unabhängig vom Handelsplatz. Darüber hinaus können andere Day-Ahead Auktionen stattfinden, die nicht Teil der Marktkopplung sind (z.B. 10:15 Auktion an der EXAA). Zudem ist es theoretisch möglich, dass in der Day-Ahead Marktkopplung kein Preis gefunden werden kann (z.B. kein zeitgerechtes Ergebnis in der Optimierung, technische Probleme, usw.). Dafür haben die Börsen eigene Fallback-Mechanismen entwickelt. Daher ist es sinnvoll, einen Handelsplatz festzulegen, welcher die für diesen Fall relevanten Preise publiziert. Aufgrund der hohen Liquidität ist derzeit die EPEX Spot SE (ca. 100 GWh/Tag) am geeignetsten. Die Liquidität der EXAA hat im Zuge der Preiszonentrennung an Liquidität eingebüßt (10-15 GWh).

Fazit: Die Preise der Day-Ahead Marktkopplung für die relevante Gebotszone bilden eine sachlich gerechtfertigte, transparente und liquide Grundlage für die Bestimmung des Marktwertes.

5c) Auswahl des Berechnungshorizonts

Berechnungshorizont

Stunde-Monat-Jahr

Der Betrachtungshorizont bildet eine zentrale Ausgestaltungsmöglichkeit der Prämienbestimmung. Je nachdem, ob ein kurzfristiger (stündlicher), mittelfristiger (monatlicher) oder längerfristiger (jährlicher) Berechnungshorizont als Referenzwert angenommen wird, ist das **Marktrisiko** für Betreiberinnen und Betreiber und die **Marktkompatibilität** höher oder niedriger. Marktrisiko und Marktkompatibilität stehen hierbei in einem **direkten Verhältnis** zueinander: je länger die Zeiträume zur Bestimmung der Preisbasis, desto höher die Marktkompatibilität, umso höher aber auch das Risiko. Bei hoher Korrelation der Erzeugung einer Technologie können technologiespezifische Marktwerte dieses Risiko zu großen Teilen reduzieren. Die üblichen zeitlichen Rahmen zur Betrachtung der Preisbasis bewegen sich zwischen stündlichen und jährlichen Anpassungen. Bei einer stündlichen Anpassung entspricht der Prämientarif fast vollständig einem **fixen Einspeisetarif**, mit dem Unterschied, dass bei sehr hohen Preisen (die über dem Kompensationsniveau der Förderung liegen) die Erneuerbaren von diesen profitieren können, was beim fixen Einspeisetarif nicht der Fall ist.

Stündliche feste Referenzmarktpreise: Der Anreiz zur Marktintegration wird grundsätzlich aufgehoben. Der Betreiber ist interessiert, für diese Stunde einen besseren Preis zu finden, ist aber nicht daran interessiert, seine Produktion nach verschiedenen Preisen für verschiedene Stunden zu optimieren und demnach Marktsignalen zu folgen. Daher entspricht der Marktintegrationseffekt den stündlichen Festgeldern eines Einspeisetarifs. Bei entsprechender Ausgestaltung kann der Betreiber am Markt auch Preise über dem Einspeisetarif erwirtschaften.

Monatlich (oder länger) festgelegte Referenzmarktpreise: Die Produzenten sind bestrebt, den **Marktwert zu schlagen**. Je länger der fixierte Zeitraum ist, desto größer ist der **Anreiz zur Marktintegration**. Wenn der Referenzwert z. B. über ein Jahr fixiert wird, sind Betreiber ein Jahr lang dazu motiviert, ihre Produktion (bzw. Vermarktung) über Monate und Jahreszeiten hinweg zu optimieren. Je **länger der Zeitrahmen ist, desto höher sind die Risiken für die Betreiber**. Daher ist die Festlegung des Bezugszeitraums ein Kompromiss zwischen der Erreichung besserer Marktintegration und der Übertragung eines erträglichen Risikoteils auf die Betreiber von Windkraftanlagen. In der Praxis haben sich Länder für unterschiedliche Zeiträume entschieden, z. B. einen jährlichen Zeitraum in den NL, einen Zeitraum von sechs Monaten für die Erzeugung von Grundlaststrom in GB und einen monatlichen Zeitraum in DE.

Berechnungshorizont

Vor- und Nachteile

	Stündliche Anpassung	Monatliche Anpassung	Jährliche Anpassung
Vorteile	<ul style="list-style-type: none"> • Geringstes Marktrisiko für BetreiberInnen • Chance auf Mehrerlöse wenn Marktpreise steigen. 	<ul style="list-style-type: none"> • Relative Planungssicherheit für Betreiber durch regelmäßige Anpassung des Marktwerts • Anreiz: stündliche Produktion an Nachfrage anzupassen • Durch monatliche Abrechnung bleibt die Liquidität des Anlagenbetreibers gesichert. 	<ul style="list-style-type: none"> • Systematisch vorteilhaft, da ebenfalls saisonale Faktoren eines Standorts in die Bewertung einfließen • Ermöglicht jährliche Optimierung durch Betreiber (z.B. Wartung)
Nachteile	<ul style="list-style-type: none"> • Entspricht im Wesentlichen einem fixen Einspeisetarif und bietet daher wenig Anreize Produktion an Nachfrage anzupassen 	<ul style="list-style-type: none"> • Preisentwicklungen wirken sich schneller auf den Marktwert aus, kann je nach Trend positiv oder negativ sein • Saisonale Lenkungseffekte werden geglättet 	<ul style="list-style-type: none"> • Geringere Planungssicherheit und höheres Marktrisiko für neue Projekte daher Auswirkung auf Finanzierungskosten

(Held et al., 2014), CEER (2016), Baumgartner und Schmidt (2018)

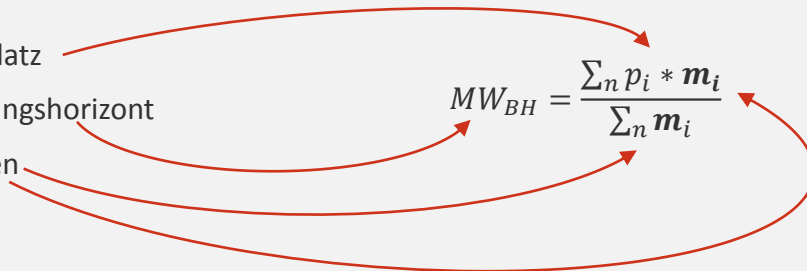
Fazit: Monatliche Anpassung als Kompromiss zwischen Marktkompatibilität und Marktrisiko für BetreiberInnen. Dies ist auch die praktikabelste Variante.

Analyseergebnisse Berechnungsmethoden

Zusammenfassung Marktwertbestimmung

Betrachtet wurden drei unterschiedliche Dimensionen, die potentiell einen Einfluss auf die Ergebnisse des Marktwerts(MW) haben könnten:

- Handelsplatz
- Betrachtungshorizont
- Winddaten

$$MW_{BH} = \frac{\sum_n p_i * m_i}{\sum_n m_i}$$


Im Rahmen der Analyse wurden alle möglichen Kombinationen der drei Dimensionen berechnet. Bei keiner wurde ein signifikant systematisch niedrigerer Marktwert generiert. Daraus ergibt sich, dass keine Unterschiede zwischen den einzelnen Ausprägungen der Berechnungsoptionen vorhanden sind. Aus Sicht des Marktwerts können also jene Berechnungsformen gewählt werden, welche sich anhand anderer ökonomischer aber auch sachlicher Kriterien als vorteilhaft herausstellen.

- Die Empfehlung der Autoren lautet:
 - Winddaten: **ENTSO-E Transparency (zeitnahe Veröffentlichung, API-Schnittstelle, rechtliche Basis)**
 - Handelsplatz: **Day-Ahead Marktkopplung bzw. EPEX Spot (höchste Liquidität/Transparenz)**
 - Betrachtungszeitraum: **monatliche Anpassung (praktikabel; erhöht die Planungssicherheit; erhöht Liquidität der Betreiber, Anreiz für Systemintegration)**

Die exakten Ergebnisse der Analyse können im Anhang nachgelesen werden.

5d) Auswahl der Preismonitoringstelle

Auswahl Preismonitoringstelle

Datenerhebung und Veröffentlichung

Für die Berechnung des Marktwerts sind Erzeugungsdaten (aus Windkraft) und Marktpreisdaten notwendig. **Aktualität, Transparenz und Datenqualität** sind dabei für Abrechnung zentral.

Erfahrung anderer Länder

In **Deutschland** werden die Winderzeugungsdaten, der Referenzpreis sowie der monatlich Marktwert von den Übertragungsnetzbetreibern erhoben, berechnet und publiziert. Die Veröffentlichung erfolgt spätestens am 10. Werktag des Folgemonats auf www.netztransparenz.de. In **Frankreich** werden die Referenzpreise und der Marktwert von der französischen Regulierungsbehörde CRE fünf Arbeitstage nach Monatsende auf der CRE Open Data Plattform <https://www.cre.fr/Pages-annexes/Open-Data> veröffentlicht.

Optionen für Österreich

Als **Datengrundlage** können bereits öffentlich verfügbare Daten dienen. Bei den Winderzeugungsdaten kann auf die auf Basis der EU-VO 543/2013 veröffentlichten Werte zurückgegriffen werden. Dabei sollte aus Datenqualitätsgründen auf die nach dem 1. Clearing aktualisierten Werte zurückgegriffen werden. Für die bestmögliche Transparenz sollten die dem Marktwert zugrundeliegenden Daten soweit es Lizenzbedingungen erlauben in einem maschinenlesbaren Format veröffentlicht werden. Bei der Veröffentlichung ist es aus systemischer Sicht sinnvoll Synergieeffekte zu nutzen. Daher sollte eine Preismonitoringstelle betraut werden, welche unabhängig ist und derzeit schon regelmäßig Preispublikationen durchführt. Die Österreichische Energieagentur mit ihren auf monatlicher Basis publizierten Preisindizes (ÖSPI, ÖGPI, EPI) erfüllt beispielsweise diese Anforderungen. Die Verrechnung selbst kann System der Direktvermarktung direkt über die Netzbetreiber abgewickelt werden, wenn diese die entsprechenden Informationen in Ihren Systemen hinterlegt haben.

5e) Szenarienanalyse 2017

Einfluss des anzulegenden Werts

Ergebnisse einzelner Windparks

Im Rahmen der Analyse wurden die Marktwerte sieben einzelner Windparks, sowie Gesamtösterreichs, in **Abhängigkeit des Anzulegenden Werts** sowie des **Berechnungshorizonts** (Monat, Quartal und Jahr) exemplarisch untersucht. Die Analyse basiert auf den Wetter- und Preisdaten des Jahres 2017. Naturgemäß hat die Höhe des Anzulegenden Werts den größten Einfluss auf die Höhe des potentiellen Erlöses. Auch die gezielte Auswahl des Betrachtungshorizonts, im Besonderen bei Betrachtung einzelner Erzeugungseinheiten, die nicht vollständig mit der gesamten Winderzeugung Österreichs korrelieren, hat einen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit.

Auf den nachfolgenden Folien sind die Ergebnisse dieser Analyse dargestellt. In den Zeilen sind die Ergebnisse der einzelnen Windparks (WP) sowie für Gesamtösterreich (Wind Gesamt) repräsentiert. In der ersten Spalte werden die Marktwerte der einzelnen Positionen dargestellt. In der zweiten Spalte sind die relativen Marktwerte in Relation zum mittleren Marktpreis dargestellt. Es ist ersichtlich, dass der Marktwert der einzelnen Parks variiert. Alle liegen jedoch unter dem mittleren Marktpreis. Für die Berechnung der Marktprämie wird jedoch lediglich der Marktwert für Gesamtösterreich herangezogen. In den darauffolgenden Spalten sind die Erlöse pro MWh (1. Block) und in Relation zu einem Tarifsystem (2. Block) dargestellt. Die farbliche Codierung erfolgt zeilenweise.

	Marktwert		Eragpasleistung	Volllaststunden	TARIF			Day-Ahead	TARIF				
	EUR/MWh	Relativer Ma MW			MONAT	QUARTAL	JAHR		MONAT	QUARTAL	JAHR		
Quelle/Marktpreis	34,2	100%			EUR/MWh				%				
Wind gesamt	31,3	92%	2696	2 495	€ 80,20	€ 80,20	€ 80,20	€ 80,20	31,3	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
WP1	32,4	95%	91,7	1 772	€ 80,20	€ 81,22	€ 81,34	€ 81,33	32,4	100,0%	101,3%	101,4%	101,4%
WP2	31,4	92%	10	1 663	€ 80,20	€ 80,07	€ 80,17	€ 80,30	31,4	100,0%	99,8%	100,0%	100,1%
WP3	32,1	94%	44	1 967	€ 80,20	€ 80,58	€ 80,76	€ 80,96	32,1	100,0%	100,5%	100,7%	101,0%
WP4	32,7	96%	21,6	1 627	€ 80,20	€ 81,30	€ 81,45	€ 81,60	32,7	100,0%	101,4%	101,6%	101,8%
WP5	32,1	94%	41,4	1 905	€ 80,20	€ 80,97	€ 81,02	€ 80,98	32,1	100,0%	101,0%	101,0%	101,0%
WP6	33,5	98%	14	1 572	€ 80,20	€ 82,20	€ 82,24	€ 82,42	33,5	100,0%	102,5%	102,5%	102,8%
WP7	31,3	92%	10	2 070	€ 80,20	€ 80,13	€ 80,22	€ 80,19	31,3	100,0%	99,9%	100,0%	100,0%
WP8	31,5	92%	8	1 671	€ 80,20	€ 80,43	€ 80,43	€ 80,41	31,5	100,0%	100,3%	100,3%	100,3%

Standardszenario – Marktwerte 2017

Ergebnis

Die Simulation erfolgt anhand der erzielten mittleren Preise pro MWh erzeugtem Strom. Dies erlaubt, die einzelnen Windparks und die Auswirkungen der unterschiedlichen Berechnungsmethoden miteinander zu vergleichen. In diesem Beispiel wird von einem anzulegenden Wert in Höhe von 82 Euro/MWh* ausgegangen. In der Spalte *Tarif* werden die Erlöse dargestellt, die ein Windpark mit einem Einspeisetarif in der Höhe des anzulegenden Werts erwirtschaftet hätte. In den Spalten *Monat, Quartal und Jahr* werden die Erlöse pro MWh in Relation zum Einspeisetarif unter den entsprechenden Berechnungshorizonten dargestellt. Die Spalte *Day-Ahead* zeigt, welche Erlöse der Windpark am Spotmarkt erwirtschaftet hätte. Der zweite Block setzt die erzielten Erlöse/MWh in Relation zum Einspeisetarif. In der Simulation werden keine negativen Prämien verrechnet.

	Marktwert		Enagpassleistung MWh	Volllaststunden	TARIF				Day-Ahead TARIF	MONAT			QUARTAL			JAHR		
	EUR/MWH	Relativer Ma MW			EUR/MWh					%			%			%		
Quelle/Marktpreis	34.2	100%																
Wind gesamt	31.3	92%	2696	2 495	€ 82.00	€ 82.00	€ 82.00	€ 82.00	31.3	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%
WP1	32.4	95%	91.7	1 772	€ 82.00	€ 83.02	€ 83.14	€ 83.13	32.4	100.0%	101.2%	101.4%	101.4%	101.4%	101.4%	101.4%	101.4%	101.4%
WP2	31.4	92%	10	1 663	€ 82.00	€ 81.87	€ 81.97	€ 82.10	31.4	100.0%	99.8%	100.0%	100.1%	100.1%	100.1%	100.1%	100.1%	100.1%
WP3	32.1	94%	44	1 967	€ 82.00	€ 82.38	€ 82.56	€ 82.76	32.1	100.0%	100.5%	100.7%	100.9%	100.9%	100.9%	100.9%	100.9%	100.9%
WP4	32.7	96%	21.6	1 627	€ 82.00	€ 83.10	€ 83.25	€ 83.40	32.7	100.0%	101.3%	101.5%	101.7%	101.7%	101.7%	101.7%	101.7%	101.7%
WP5	32.1	94%	41.4	1 905	€ 82.00	€ 82.77	€ 82.82	€ 82.78	32.1	100.0%	100.9%	101.0%	100.9%	100.9%	100.9%	100.9%	100.9%	100.9%
WP6	33.5	98%	14	1 572	€ 82.00	€ 84.00	€ 84.04	€ 84.22	33.5	100.0%	102.4%	102.5%	102.7%	102.7%	102.7%	102.7%	102.7%	102.7%
WP7	31.3	92%	10	2 070	€ 82.00	€ 81.93	€ 82.02	€ 81.99	31.3	100.0%	99.9%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%
WP8	31.5	92%	8	1 671	€ 82.00	€ 82.23	€ 82.23	€ 82.21	31.5	100.0%	100.3%	100.3%	100.3%	100.3%	100.3%	100.3%	100.3%	100.3%

Die Erlöse werden unter Annahme, dass der erzeugte Windstrom eins zu eins am Day-Ahead-Markt vermarktet werden kann, errechnet. Unter realen Bedingungen, d.h. ohne „perfect foresight“ verändern Prognoseungenauigkeiten naturgemäß das Ergebnis.

*Einspeisetarif für Ökostrom aus bei Antragstellung im Jahr 2018.

Drei grundsätzliche Beobachtungen können bereits angestellt werden:

- Betrachtet man den gesamten Windpark, so ist es unerheblich welche Methode gewählt wird. Der mittlere theoretische Erlös liegt exakt beim Anzulegenden Wert. Wären Marktpreise über dem AW zu beobachten, wäre der Erlös noch höher (keine negativen Prämien).
- Jene Anlagen aus der Stichprobe, die einen hohen Marktwert erzielen, können unter gegebenen Annahmen bereits (wenn auch nur geringfügig) höhere Erlöse als unter einem Einspeisetarif erwirtschaften.
- Die Unterschiede der Berechnungsmethoden sind gering. Das bestätigt auch die These, dass die Wahl des Betrachtungshorizonts aus Perspektive des Marktwerts vernachlässigbar ist.

Um den Einfluss der Betrachtungshorizonts auf den Erlös auf dessen **Sensitivität** zu testen, wurde dieselbe Berechnung mit **unterschiedlichen Anzulegenden** Werten durchgeführt. Dabei wurden auf Basis zu erwartender Anzulegender Werte die relativen Erlöse pro MWh im Vergleich zu den Tarifmodellen errechnet.

Die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse werden nachfolgend dargestellt.

Sensitivitätsanalyse

Ergebnis

Bei der Sensitivitätsanalyse ist zu erkennen, dass im dargestellten Bereich der Einfluss des Anzulegenden Werts auf die Unterschiede zwischen der Erlöse und zwischen den Betrachtungshorizonten sehr gering ist. Dadurch ist auch gut erkennbar, dass sich diese Form der Förderung gut eignet, um im Mittel auch langfristig **stabile Preise** zu garantieren, gleichzeitig aber eine **Marktintegration** der Anlagen zu fördern.

Eine Veränderung der Erlöse in Abhängigkeit zum Betrachtungshorizont lässt sich erst erkennen, wenn der Anzulegende Wert extrem niedrig angenommen wird und nahe dem Marktpreis liegt. In Kombination mit einer Klausel, dass es nicht zu negativen Prämien kommt, führt das zu steigenden Erlösen. Dieser Effekt wird durch kurze Betrachtungshorizonte begünstigt. Für das Jahr 2017 ist dieser Punkt bei einem Anzulegenden Wert von 46 Euro/MWh erreicht. Ab diesem Zeitpunkt steigen die relativen Erlöse pro MWh indirekt proportional zur Länge des Betrachtungshorizonts (bei gleichzeitig niedrigen Preisen). In diesem Sinne können Anlagenbetreiber auch von steigenden Marktpreisen profitieren (keine negative Prämie vorausgesetzt).

Anzulegender Wert	100 Euro			80 Euro			60 Euro					
	TARIF	MONAT	QUARTAL	JAHR	TARIF	MONAT	QUARTAL	JAHR	TARIF	MONAT	QUARTAL	JAHR
Wind gesamt	€ 100.00	100.0%	100.0%	100.0%	€ 80.00	100.0%	100.0%	100.0%	€ 60.00	100.0%	100.0%	100.0%
WP1	€ 100.00	101.0%	101.1%	101.1%	€ 80.00	101.3%	101.4%	101.4%	€ 60.00	101.7%	101.9%	101.9%
WP2	€ 100.00	99.9%	100.0%	100.1%	€ 80.00	99.8%	100.0%	100.1%	€ 60.00	99.8%	99.9%	100.2%
WP3	€ 100.00	100.4%	100.6%	100.8%	€ 80.00	100.5%	100.7%	101.0%	€ 60.00	100.6%	100.9%	101.3%
WP4	€ 100.00	101.1%	101.3%	101.4%	€ 80.00	101.4%	101.6%	101.8%	€ 60.00	101.8%	102.1%	102.3%
WP5	€ 100.00	100.8%	100.8%	100.8%	€ 80.00	101.0%	101.0%	101.0%	€ 60.00	101.3%	101.4%	101.3%
WP6	€ 100.00	102.0%	102.0%	102.2%	€ 80.00	102.5%	102.5%	102.8%	€ 60.00	103.3%	103.4%	103.7%
WP7	€ 100.00	99.9%	100.0%	100.0%	€ 80.00	99.9%	100.0%	100.0%	€ 60.00	99.9%	100.0%	100.0%
WP8	€ 100.00	100.2%	100.2%	100.2%	€ 80.00	100.3%	100.3%	100.3%	€ 60.00	100.4%	100.4%	100.4%

Der Anzulegende Wert ist der zentrale Einflussfaktor auf die Erlöse.

Die Auswirkung des Berechnungshorizonts ist bei der **Annahme von realistischen Preisen** und Anzulegenden Werten gering. Dennoch können Unterschiede zwischen den Horizonten beobachtet werden:

- **Jährlich:** bessere Systemintegration (bei möglichen saisonalen Mustern)
Größeres Marktrisiko für Betreiber
- Höhere Finanzierungskosten für neue Projekte
- **Monatlich:** größere Investitionssicherheit
zeitnahe Abrechnung
In Kombination mit einer Klausel, die negative Prämien verhindert, können Preissteigerungen besser in Erlöse umgewandelt werden.

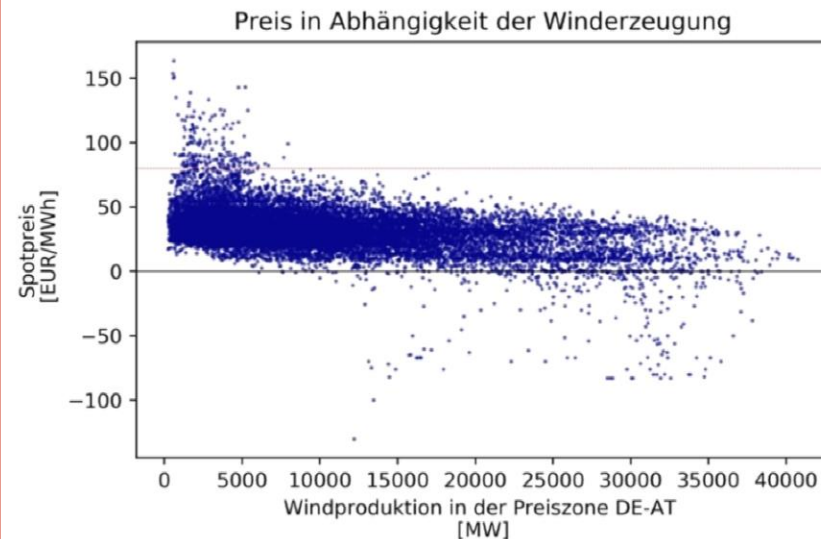
Erst wenn Marktwert und Anzulegender Wert auf sehr ähnlichem Niveau liegen, kommt es zu stärkeren Effekten in Zusammenhang mit dem Betrachtungshorizont. Aus Sicht der Betreiber ist ein kurzer Betrachtungshorizont dann zu bevorzugen.

6) Windproduktion und Strompreis

Zusammenhang Winderzeugung und Spotpreis

Korrelation im deutsch-österreichischen Markt

Der deutsch-österreichische Markt wies in der Vergangenheit eine hohe **negative Korrelation** zwischen Windproduktion und Spotmarktpreisen auf. Der Korrelationskoeffizient lag dabei bei $-0,42$. Auch die Schätzung einer Geraden, basierend auf diesen Daten, lässt einen negativen Zusammenhang erkennen, wobei das Ergebnis statistisch nicht signifikant ist. In der Abbildung ist dieser Zusammenhang grafisch dargestellt. Auf der X-Achse ist die gesamte Windproduktion innerhalb der Preiszone DE-AT aufgetragen (2015 – Oktober 2018). Auf der Y-Achse sind die entsprechenden Spotpreise zum jeweiligen Zeitpunkt abgebildet. Die rote Linie entspricht dem aktuellen Einspeisetarif von $8,20$ Cent/kWh (ÖSET-VO 2018). Preise oberhalb dieser Grenze sind ausschließlich bei **niedriger Winderzeugung** zu beobachten. Am anderen Ende der Kurve, also bei hohen Windleistungen, treten auch vermehrt negative Preise auf. Generell ist das Preisniveau zu diesen Zeiten aber ebenfalls niedriger. Daraus folgt, dass die mittleren potentiellen Preise der durchschnittlichen Windkraftanlage unter dem allgemeineren Preisniveau liegen. Eine Bewertung von Windkraft auf Basis des allgemeinen Preisniveaus führt daher zu Verzerrungen bei der Bewertung von Wind.



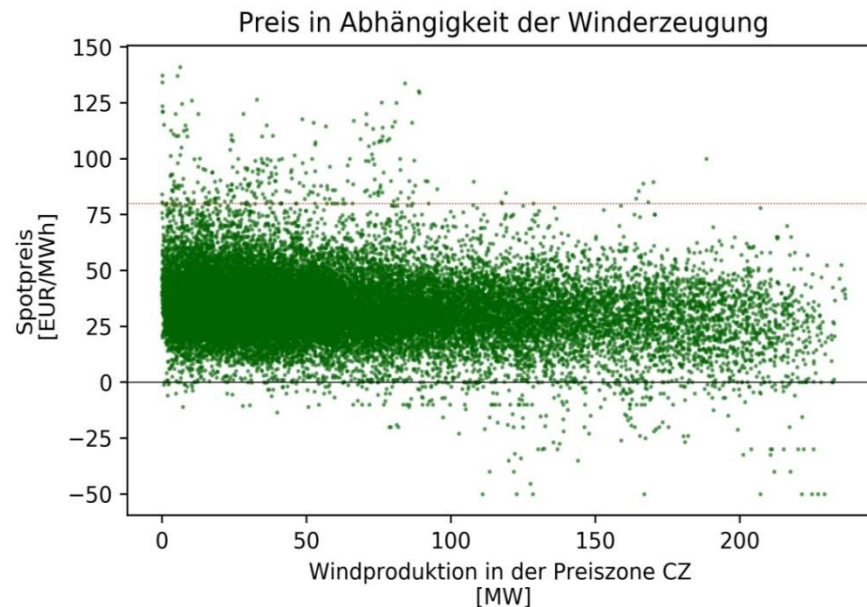
Zusammenhang Winderzeugung und Spotpreis

Korrelation in Tschechien

Tschechien hat einen **deutlich niedrigeren Anteil** an Windstrom im Versorgungssystem. Im Vergleichszeitraum (2015 – Oktober 2018) lag er im Schnitt bei unter einem Prozent (1 %) der Nachfrage. Im Vergleich dazu lag er in der deutsch-österreichischen Preiszone bei etwa zehn Prozent (10 %) der Nachfrage. Die Korrelation des Spotpreises ist zwar mit -0.2 trotzdem leicht negativ ausgeprägt, aber bei weitem nicht so stark wie in Deutschland.

Auch bei (relativ) hohen Windleistungen werden zum Teil noch hohe Preise erzielt. Auch negative Preise sind über das ganze Spektrum der Windleistung zu beobachten – wenngleich gilt, dass auch in Tschechien ein Zusammenhang zwischen hoher Winderzeugung und negativen Preisen zu erkennen ist. Grundsätzlich lassen sich zwei Gründe für dieses Phänomen identifizieren:

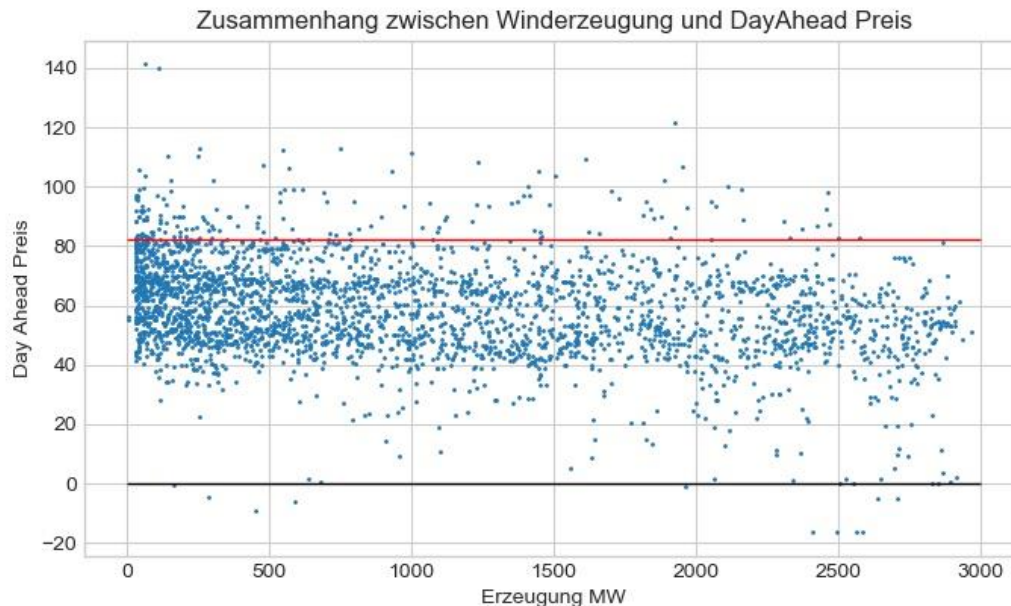
1. Das Winddargebot korreliert negativ mit dem Preis (Summe des Winddargebots ist entscheidend bei Standortwahl).
2. Das zusätzliche Angebot an Windenergie führt zu Preiserückgängen an den Handelsplätzen (und vice versa). Im Besonderen wirkt sich das **negativ auf den Marktwert** des Windes aus.



Wird im Rahmen des Windkraftausbaus der negative Zusammenhang zwischen Preis und Produktion verstärkt, muss der **Fördermechanismus** in der Lage sein, dies auch entsprechend zu **kompensieren**.

Zusammenhang Winderzeugung und Spotpreis

Korrelation in Österreich (erste Ergebnisse)



Die rote Linie entspricht einem Einspeisetarif von 82 Euro/MWh (ÖSET-VO 2018)

Datenstand: 01. Oktober 2018 –31. Jänner 2019

Quelle: ENTSO-E

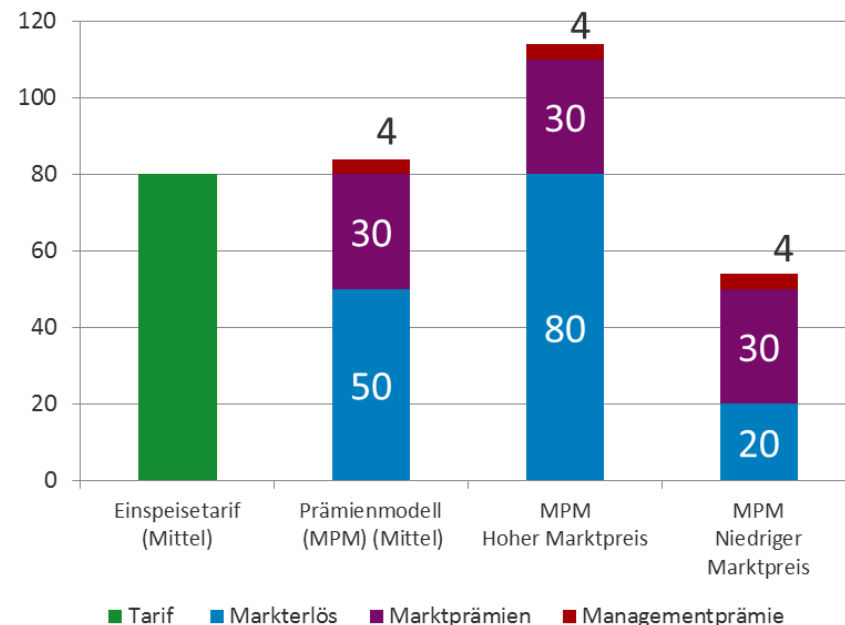
Die Ergebnisse für AT basieren derzeit noch auf einer relativ **geringen Stichprobe** bzw. auf einem Markt mit entsprechend großen Unsicherheiten. Trotzdem ist bereits ein negativer Zusammenhang (-0.29) zwischen Preis und Winderzeugung vorhanden. Die Schätzung einer Geraden ergibt eine Steigung von **-0,005 Euro pro MW** Erzeugung. Die Ergebnisse sind statistisch signifikant ($\alpha < 0.05$). Saisonale Effekte sind nicht berücksichtigt.

7) Sonstige Einflussgrößen

Sonstige Einflussgrößen

Managementprämien

Während Marktprämienmodelle den Vorteil haben, dass Erzeuger von erneuerbaren Energieträgern am Markt teilnehmen und gleichzeitig vor langfristigen Preisrisiken geschützt werden können, müssen bei der Konzipierung der Regelung die zusätzlichen **Kosten der Marktintegration** in Betracht gezogen werden. Da Anlagenbetreiber bei Direktvermarktung ihres erzeugten Stroms dazu angehalten sind, Prognosen über Höhe und Dauer der Einspeisung zu leisten und gegebenenfalls Ausgleichsenergiekosten anfallen können, soll die Managementprämie dazu dienen, diesen finanziellen Risikofaktor beim Wechsel in die Direktvermarktung zu minimieren. Sie dient als **Entschädigung** für die Kosten von Einspeiseprognosen, Ausgleichsenergie sowie den Börsenhandel. Diese Form der Prämien kann dabei unabhängig von der Marktprämie als eigenes Förderinstrument ausgezahlt werden oder indirekt als Bestandteil der Marktprämie, wodurch sie nicht als eigener Posten auf Abrechnungen aufscheint (so wie es in Deutschland seit 2014 der Fall ist). In Deutschland beträgt die Managementprämie für Wind- und PV-Anlagen aktuell 0,4 ct/kWh (2012 waren es noch 1,2 ct/kWh).



Managementprämien

Anreiz zum Systemwechsel

Die **Absicherung gegen finanzielle Risiken der Marktintegration** stellt einen wichtigen Vorteil dieses Förderinstruments dar, da Anlagenbetreiber dadurch dazu animiert werden, ihren Strom selbst zu vermarkten. Die Direktvermarktung wird vor allem dann wirtschaftlich attraktiv, wenn die mit ihr assoziierten Kosten unterhalb der Managementprämie liegen. Des Weiteren kommt es dadurch zu einer Teilung der Risiken, da diese sonst von den Vermarktern selbst getragen werden müssen. Durch den verstärkten Einstieg in die Direktvermarktung wird die Marktintegration von erneuerbaren Energien weiter vorangetrieben.

Ein Nachteil dieses Förderinstruments ist die mögliche Überförderung oder **Unterförderung** von Anlagen, beispielsweise wenn die Kosten der Direktvermarktung weit über den Einnahmen durch die Managementprämie liegen. Ebenso kann sie ein Hindernis für die Förderung der bedarfsgerechten Erzeugung durch erneuerbare Energien darstellen, da durch die zusätzlichen Erlöse der Bedarf für eine Effizienzsteigerung der Produktion reduziert werden könnte. Größeren Betreibern fällt es leichter, ihre Ausgaben für Prognosen, Ausgleichsenergie usw. durch **Synergieeffekte** und Effizienzsteigerungen zu senken. Wird die Entschädigung für diese Maßnahmen also reduziert, sind vor allem kleinere Erzeuger davon betroffen, wodurch das Risiko einer höheren Marktkonzentration gesteigert wird. Um Anlagenbetreiber während der ersten Phase des Aufbaus zu unterstützen und gleichzeitig Mitnahmeeffekte zu vermeiden, kann eine **degressive Managementprämie** ausgeschüttet werden.

Die Managementprämie bietet daher vor allem dann Vorteile, wenn es darum geht, den Umstieg von einem Einspeisetarifsystem in ein Marktprämiensystem anzureizen.

Ohne die Berücksichtigung der **Standortgüte** während des Festlegungsverfahrens des anzulegenden Werts kommt es zu einem konzentrierten Neubau von Windkraftanlagen in den windreichsten Regionen. Dies führt zu erhöhten Ansprüchen an das Übertragungsnetz. Die Berücksichtigung der Standortgüte bei der Bestimmung der Marktprämie soll demnach die Verteilung der Anlagen in Zukunft sichern. Das hat **klare energiewirtschaftliche Vorteile**: Der Windstrom wird so deutlich stetiger in die Netze eingespeist, der Druck auf den aufwändigen Ausbau großer Übertragungskapazitäten lässt sich reduzieren. Im Sinne einer ganzheitlichen Optimierung, stochastischen Glättung der Erzeugungsspitzen und einer geografischen ‚fairen‘ Verteilung (näher am Verbraucher) kann die Berücksichtigung der Standortgüte positive Effekte auslösen.

Als Basis für die Berechnung kann ein Referenzertragsmodell herangezogen werden. Dieses Modell erlaubt es, unabhängig von der Güte eines Standortes die technische und betriebswirtschaftliche Performance einer Windkraftprojekts zu vergleichen. Der anzulegende Wert wird dann mittels einer Umrechnungstabelle oder Funktion auf- oder abgewertet.

7a) Negative Preise

Negative Strompreise

Allgemeine Grundlagen

Negative Marktpreise weisen auf ein Überangebot hin und sollten in einem unverzerrten Marktumfeld allen Anlagen ein Signal geben, die Produktion zu stoppen oder zu reduzieren. Wenn für negative Preise kein spezifisches System eingeführt wird, kann eine Prämie dieses Signal verzerren, wenn die Summe der Beträge aus Marktpreis und der Prämie höher sind als die Grenzkosten der Anlage. Dieser Fall kann durchaus üblich sein, da der Grenzpreis für viele Erzeuger von erneuerbaren Anlagen nahe Null liegt. Eine Antwort auf dieses Problem könnte darin bestehen, die Prämie bei negativen Preisen auf Null zu setzen. Die Anpassung der Marktprämie als Reaktion auf negative Preise führt jedoch zu unerwarteten und plötzlichen Schwankungen des allgemeinen Unterstützungsniveaus, was sich unmittelbar auf das Marktverhalten von Erzeugern aus erneuerbaren Energiequellen auswirkt. Darüber hinaus beeinflusst dieser Ansatz die für Investitionsentscheidungen relevante langfristige Einkommensvorhersagbarkeit, da die Prognose des genauen Eintretens dieser negativen Preise weitaus komplizierter ist. Es muss darauf hingewiesen werden, dass das Auftreten negativer Strompreise als solche keine alleinige Folge von steigenden Anteilen an erneuerbaren Energieträgern ist, sondern auch das Ergebnis mangelnder Flexibilität des Stromsystems.

Der Trend von häufiger auftretenden negativen bzw. geringeren Strompreisen führt jedoch dazu, dass das Geschäftsmodell traditioneller Technologien gefährdet wird. Negative Preise sind daher ein Anreiz für die Produzenten, in die Entwicklung flexiblerer Anlagen zu investieren, die effizienter auf volatile Angebots- und Nachfragesituationen auf den Energiemärkten reagieren können. Verbraucherseitig ermöglichen negative Preise Unternehmen auch neue Geschäftsmöglichkeiten durch Anpassung der Nachfrage. Die Integration von Speichertechnologien kann ebenfalls von negativen Preisen profitieren. Es gilt daher abzuwägen, ob negative Preise nicht systemdynamische Entwicklungen anstoßen, die für den Aufbau eines nachhaltigen Energiesystems zentral sind. Negative Strompreise können auch im Zusammenhang mit öffentlichen Förderungen problematisch sein. Während negative Preise die Großhandelspreise für Strom senken, steigt dadurch gleichzeitig die Stromrechnung des Verbrauchers, um die Förderkosten zu decken.

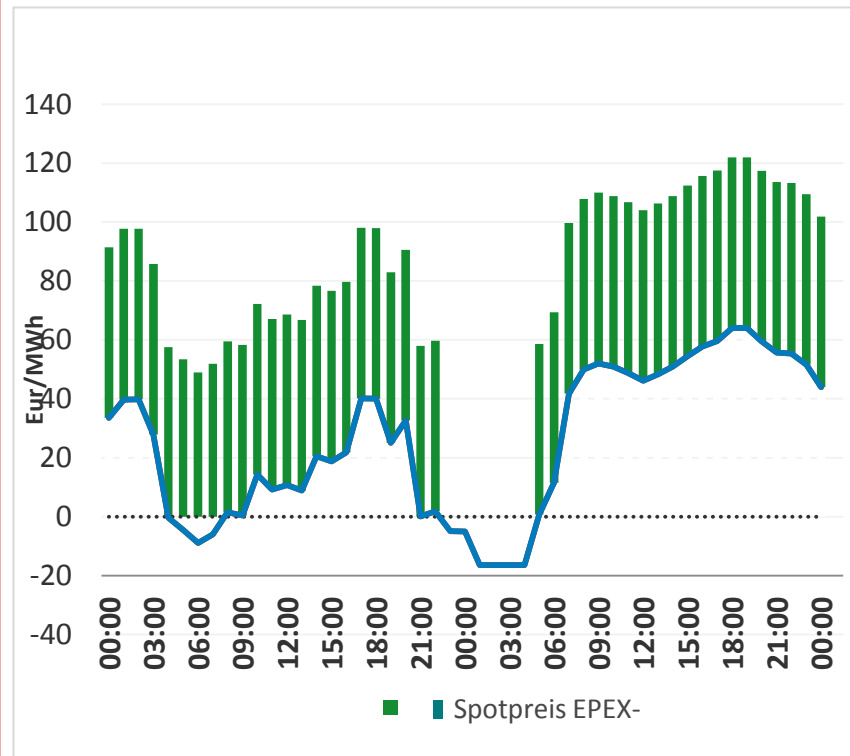
Quellen: EPEX SPOT SE (2019), Amelang S. und Appunn K. (2018), Kyritsis et al. (2017), Crampes und Ambec (2017), CEER (2016)

Einfluss negativer Preise auf die Marktprämie

Beispiel Deutschland

In Kombination mit **Marktprämienmodellen** kommt es in einigen Systemen (vgl. Deutschland und Dänemark) zu **Klauseln bezüglich negativer Marktpreise**. Diese führen unter bestimmten Umständen zu einem Aussetzen der Marktprämie. Für das deutsche Marktgebiet wurde diese Regelung etwas entschärft. Im EEG 2017 wurde in § 51 die sogenannte „**6-Stunden-Regel**“ festgeschrieben. Diese besagt, dass die Förderung insbesondere größerer EEG-geförderter Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien im Marktprämienmodell ausgesetzt wird, wenn der Börsenstrompreis im Day-Ahead-Handel der Strombörse im Verlauf von sechs Stunden oder mehr negativ ist. In diesem Fall erhalten die Anlagen rückwirkend ab der ersten Stunde mit negativen Strompreisen keine Marktprämie mehr. Eine ähnliche Regelung gilt auch in UK.

In der Grafik ist der Verlauf der Spotpreise am 1. und 2. Jänner 2019 dargestellt. Ab 23:00 des 1. Jänners ist der Preis für eine Periode von sechs Stunden negativ. Für diesen Zeitraum entfällt die entsprechende Marktprämie. Während der Phase mit negativen Preisen am Morgen des 1. Jänners werden die 6 Stunden nicht erreicht. Die Prämie bleibt somit erhalten.



Quelle: Next Kraftwerke)

Negative Preise 01.10.2018 – 31.01.2019

Vergleich Österreich und Deutschland

Für das österreichische Marktgebiet wurden im Untersuchungszeitraum im Vergleich zum deutschen Marktgebiet **deutlich seltener negative Preise** beobachtet. Insgesamt gab es drei Perioden mit insgesamt elf Stunden mit negativen Preisen. Im Vergleichszeitraum konnten in DE 18 Perioden zu insgesamt 61 h mit negativen Preisen beobachtet werden. Eine fiktive 6 Stunden-Regelung wäre in Österreich nur einmal ausgelöst worden. Im deutschen Marktgebiet wurde diese im selben Zeitraum vier Mal ausgelöst.

Land	Anzahl der Stunden mit negativen Preisen	Perioden mit negativen Preisen	6 Stunden-Regel-Ereignisse	Niedrigster Preis (EPEX-Spot) €/MWh
AT	11	3	1	-16,49
DE	61	18	4	-48,93

* [Whitepaper Brainpool](#)

Auswirkungen des Aussetzens der Marktprämie

Windanlagen werden bei negativen Preisen abgeregelt:

- Volllaststunden von Windkraftanlagen sinken
- Marktwert von Winderzeugung steigt (Marktprämie sinkt).

Eine Regelung zum Aussetzen führt damit zu einer **Doppelbelastung** der Wirtschaftlichkeit der Anlagenbetreiber. Diese negativen Auswirkungen konnten auch bereits durch Simulationen bzw. Studien* für das deutsche Marktgebiet bestätigt werden. Mit steigender Anzahl an Windkraftanlagen in einem Marktprämienmodell im Versorgungssystem wird dieser Effekt weiter verstärkt. Die Einführung einer solchen Regelung führt somit sofort zu Verlusten für die Windkraft-erzeugung. Bei der Planung und Finanzierung neuer Anlagen muss sie zudem als zusätzlicher Risikofaktor und schlussendlich als **Kostenfaktor bei der Finanzierung** berücksichtigt werden. Des Weiteren werden zusätzliche systemdynamische Effekte ausgelöst:

- Zeiten mit negativen Preisen werden für träge bzw. unflexible Kraftwerke billiger
- Flexibilisierungsanreize durch negative Preise sinken:
 - Hemmt die Implementierung von Demand Side Management
 - Wirtschaftlichkeit von Speichertechnologien.

- Eine mögliche Alternative zu einer starren „6-Stunden Regelung“ bietet die Kombination von mehreren Handelszeitpunkten. Negative Preise am **Day-Ahead Markt** müssen nicht zwangsläufig auch negative Preise am **Intraday-Markt** bedeuten. Das kurzfristige Erhöhen der Leistung aus Windproduktion kann zu diesem Zeitpunkt wieder als systemdienlich betrachtet werden. Ein Aussetzen der Marktprämie unter diesen Rahmenbedingungen kann also nicht unbedingt als zielführend betrachtet werden.
- Im Fall vom 02.01.2019 wurden zwar in vier Stunden sowohl am Spot als auch am Intraday-Markt negative Preise erzielt, in der ersten und letzten Stunde der Periode konnte Strom am Intraday-Markt jedoch wieder zu positiven Preisen vermarktet werden. Eine allfällige Regelung zum Aussetzen der Marktprämie kann also durch Berücksichtigung unterschiedlicher Handelszeitpunkte ein systemdienlicheres Verhalten fördern.
- Zusammenfassend bleibt zu erwähnen, dass die Häufigkeit und das Ausmaß von negativen Preisen auf dem österreichischen Marktgebiet mit der Preiszonentrennung, zumindest kurzfristig, deutlich zurückgegangen ist. An der EXAA konnten zudem im Beobachtungszeitraum noch keine negativen Preise beobachtet werden. Der immanente Handlungsbedarf ist dementsprechend gering.

8) Ausgleichsenergie

Aufgrund der **Verordnung (EU) 2017/2195** Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem (EBGL) bestand für Österreich mit 01.01.2019 Änderungsbedarf bei der Bepreisung des Abrufs von Sekundärregelenergie sowie deren Kostentragung. Kosten für Sekundärregelung wurden vor 01.01.2019 zu 78 % über das Systemdienstleistungsentgelt (SDL) verrechnet, welches von Stromerzeugern (ab 5MW Leistung) getragen wurde. Die Restlichen 22 % wurden über die Verrechnung der Ausgleichsenergie durch die Bilanzgruppen aufgebracht. Durch EBGL kann die 78:22-Regelung nicht mehr aufrechterhalten werden. Auch der bisher angewendete Preismechanismus für die Berechnung der Kosten für die Beschaffung der Sekundärregelung muss geändert werden.

Die Einführung eines neuen Ausgleichsenergiepreismodells sowie eine neue Form der Kostentragung betreffend der Regelreservekosten mit 01.01.2019, das sowohl die EU-Vorgaben als auch die nationalen Vorschriften des Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetzes (ELWOG 2010) entspricht, war somit durch die EBGL geboten. Das eingeführte Ausgleichsenergiepreismodell ist ein Übergangsmodell und soll von einem neuen nationalen Rechtsrahmen ab 2020/2021 abgelöst werden.

- Übersicht neues AE-Preismodell:
 - AE-Preisermittlung erfolgt über Echtzeitwerte der Energie an der Strombörse
 - Die zu erwartenden Erlöse sind entkoppelt von den Kosten für Regelenergie
 - Erwartete Mehr-/Mindererlöse werden bei APG verwahrt.

Ausgleichsenergie-Preismodell neu

Berechnung des AE Preises

Definitionen

t	... Viertelstunde
$P_{X,t}$... Börsenreferenzpreis
$P_{REpos,t}$... pos. Regelernergiepreis
$P_{REneg,t}$... neg. Regelernergiepreis
V_t	... Delta Regelzone

Berechnung AE Preis

$$P(A, t) = \begin{cases} \min(P_{REneg,t}; P_{X,t}), & V_t < 0 \\ \max(P_{REpos,t}; P_{X,t}), & V_t \geq 0 \end{cases}$$

Ausgleichsenergie-Preismodell neu

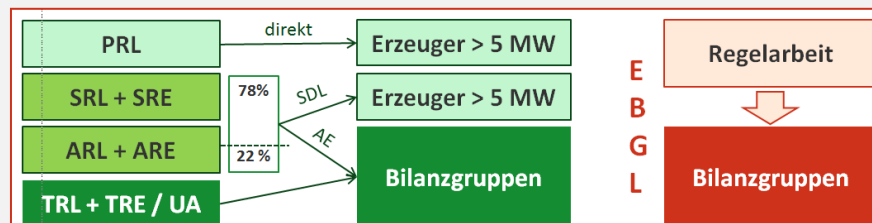
Kostentragung

Im neuen Modell sind alle Kosten für den Abruf von Energiemengen von der Bilanzgruppe zu tragen. Seit der Teilung der deutsch-österreichischen Strompreizezone sind die Energiepreise im Mittel um ca. 14 %* gestiegen, was direkten Einfluss auf die Ausgleichsenergiekosten hat. Im Jahresvergleich lag die Steigerung zeitweise bei einem Plus von 50 %. Diese Kosten haben im neuen Modell die Bilanzgruppen zu tragen. Besonders betroffen sind davon jene Bilanzgruppen, die große Mengen an Regelenergie in Anspruch nehmen müssen. Das sind diejenigen Bilanzgruppen, deren Mitglieder ihre Aufbringung/Produktion nicht gut prognostizieren können, wie bspw. Produzenten von erneuerbarer Energie (Photovoltaik oder Wind).

Durch die Umstellung der Kostentragung in der Regelenergie soll der Verursacher des Regelenergiebedarfs die Kosten selbst tragen, was zu einem starken Anreiz zur Vermeidung von Regelenergiebedarf führt. In einem Direktvermarkter-System müssen die Kosten somit vom Betreiber getragen werden.

Im Neuen AE-Preismodell werden mithilfe des „zusätzlichen Abrechnungsmechanismus“ (ZAM) die Tertiärregelenergiekosten den Bilanzgruppen verrechnet. Erzeuger werden durch diese Neuregelung entlastet, da diese Kosten über die Endverbraucher sozialisiert werden.

AE-Preismodell neu für geförderte Ökostromanlagen: längerfristig eine Vergünstigung, für nicht geförderte bzw. Ökostromanlagen, die schlecht prognostizierbar sind, eine Verteuerung.



* Stand 31.Jänner 2019

Ausgleichsenergie-Preismodell neu

Fazit

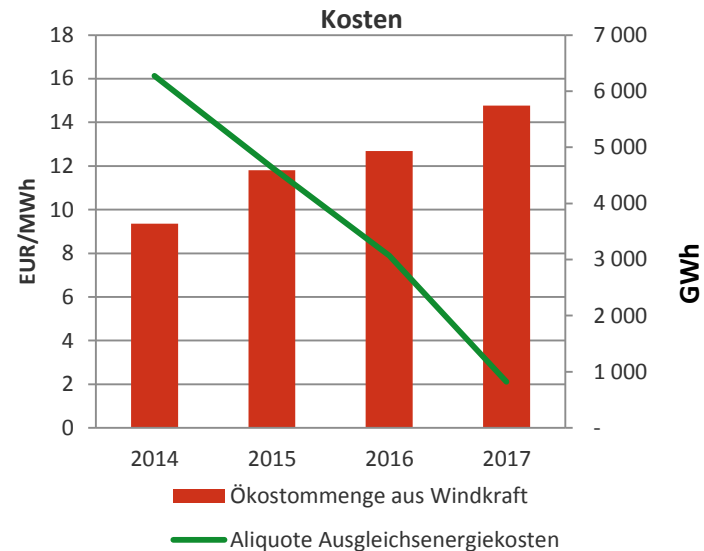
Beispiel OeMAG zeigt: bei Direktvermarktung **aktive Bewirtschaftung der BG zentral**. Im neuen System wird dies verstärkt (höherer Kostenhebel AE). Kosten der Regelreserveprodukte sind ebenfalls ein zentraler Faktor.

Für kleinere Windkraft Erzeuger ggfs. nicht einfach da mit **Fixkosten verbunden**.

Auch bei Wechsel in Direktvermarktung zu beachten.

- Ausnahmen für Kleinanlagen möglich (dann zentrale Vermarktung) – oder Investitionsförderung (Systemeffizienz)
- Bei zentraler Vermarktung Trennung von gesetzlichem zentralen Vermarkter und wettbewerblichen Vermarkter (Aggregatoren)
- Bei Ausschreibungen: Explizite Managementprämie welche (auch) AE-Kosten kompensiert in Gebotsabgabe (indirekt). Über- und Unterdeckung für einzelne Anbieter wahrscheinlich

Ökostrommengen aus Windkraft vs. spez. AE-



9) Fazit, Empfehlungen und Zusammenfassung

Wie sollte die Berechnung eines Marktwerts für Windenergie in Österreich erfolgen?



Der Marktwert ist der Ausgangspunkt für die Berechnung der Prämie. Eine sachgemäße Darstellung der Größe ist somit zentral für ein effektives und faires Fördersystem. Um den tatsächlich erwirtschaftbaren Marktwert einer Technologie darzustellen, sollte ein technologiespezifischer Marktwert als Referenzpreis dienen.

Die Berechnung eines technologiespezifischen Marktwerts entspricht der des erzeugungsmengengewichteten Durchschnittspreises. Zentrale Faktoren dieser Formel sind die Daten über die Winderzeugung und Marktpreiszeitreihen. Grundsätzlich stehen mehrere unterschiedliche Preis- und Erzeugungsdatensets zur Verfügung. Kurzfristig können Ergebnisse der Marktwertberechnung basierend auf diesen unterschiedlichen Datensets voneinander abweichen. Bei langfristiger Betrachtung können keine signifikanten systematischen Unterschiede festgestellt werden. Die Auswahl der verwendeten Daten kann dementsprechend anhand inhaltlicher Kriterien erfolgen. Ein dritter Faktor, der maßgeblich das Ergebnis des Marktwerts beeinflusst, ist der Zeithorizont der betrachteten Daten. Der technologiespezifische Marktpreis wird entsprechend der folgenden Formel berechnet:

$$MW_{BH} = \frac{\sum_n p_i * m_i}{\sum_n m_i}$$

MW_{BH} = Marktwert im Betrachtungshorizont BH
p_i = Marktpreis zum Zeitpunkt i
m_i = Erzeugung zum Zeitpunkt i
n = Anzahl der Handelstage im BH

Im Rahmen eines Marktprämienmodells können weitere Ausgestaltungsmaßnahmen (z.B. Klauseln, Korrekturfaktoren und regulatorische Vorgaben) maßgeblich auf die Höhe der ausbezahlten Prämie wirken.

Es wird empfohlen, sich bei der Berechnung des Marktwertes für Windenergie am deutschen Modell zur Berechnung des Marktwertes zu orientieren. Der energieträgerspezifische Marktwert sollte dabei auf Basis genau definierter Börsenprodukte (in Deutschland fehlt diese exakte Definition) und mithilfe von Winderzeugungsdaten bestimmt werden. Für einen festgelegten Zeitraum (monatlich) sollte dabei auf Basis der ausgewählten Daten ein **technologiespezifischer Marktwert** ermittelt werden.

Marktwert bei Strom aus Windenergie

„ MW_{Wind} “ ist der Monatsmittelwert des Marktwertes von Strom aus Windenergieanlagen am Day-Ahead Markt für die für Österreich relevante Gebotszone in Cent pro Kilowattstunde. Dieser Wert wird wie folgt berechnet:

- (1) Für jede Stunde eines Kalendermonats wird der stündliche Day-Ahead-Börsepreis mit der Menge des in dieser Stunde erzeugten Stroms aus Windenergieanlagen multipliziert.
 - (1.1) Als stündlicher Day-Ahead Börsepreis gilt der Preis des jeweiligen Stundenkontrakts aus der einheitlichen Day-Ahead Marktkopplung für die für Österreich relevante Gebotszone. Sollte es zu keinem einheitlichen Marktkopplungspreis kommen, gilt der Day-Ahead Spotmarktpreis der jeweiligen Stundenkontrakte für die für Österreich relevante Gebotszone der EPEX-Spot. Sollte die EPEX-Spot keine stündlichen Preise für den österreichischen Day-Ahead Spotmarkt veröffentlichen, werden die Preise einer anderen repräsentativen Strombörse herangezogen.
- (2) Die Ergebnisse für alle Stunden dieses Kalendermonats werden summiert.
- (3) Diese Summe wird dividiert durch die Menge des in dem gesamten Kalendermonat erzeugten Stroms aus Windenergieanlagen.

An welchen Börsenpreis bzw. an welche Produkte sollte man anknüpfen? Ist der Markt liquide genug?



Die Day-Ahead Marktkopplung bzw. die Day-Ahead Auktion der EPEX ist ausreichend liquide, um als Basis für einen Referenzpreis zu gelten. Des Weiteren sind die Daten öffentlich und unter einer offenen Lizenz verfügbar. Die Berechnung ist somit transparent. Jedenfalls ist der Zeitpunkt der Veröffentlichung und Änderungen (z.B. nachträgliche Änderung des Preises) genau zu definieren. Bei einer Gebotszonenänderung ist der Verweis auf den Standort der Anlage notwendig. Relevant ist in diesem Zusammenhang auch für den Fall der Auflösung der EPEX-Spot o. ä. eine geeignete Alternative zu definieren. Die regelmäßige Evaluierung der Liquidität einer Börse durch eine unabhängige Preismonitoringstelle wäre ebenfalls eine Option. Ein Mischpreisverfahren in Kombination mit Intraday-Preisen (z.B. ID3) bietet eine Möglichkeit, die Darstellung der Vermarktungspotentiale von Winderzeugern zu verbessern. Es gilt jedoch abzuwägen, ob die Komplexitätssteigerung, verminderte Transparenz und geringere Liquidität dem entgegenstehen (siehe auch [Vergleich Intraday und Day-Ahead](#)).

Welche Vor- und Nachteile wären mit der monatlichen oder jährlichen Anpassung für die Windvermarktung verbunden?



Eine jährliche Anpassung des Marktwerts führt zu einer besseren Marktintegration, da saisonale Faktoren eines Standortes ebenfalls in die Bewertung einfließen und es dadurch zur saisonalen Optimierung kommt. Sie führt aber auch zu einer geringeren Planungssicherheit für Energieerzeuger.

Eine monatliche Anpassung reduziert das langfristige Marktrisiko für Anlagenbetreiber. Zusätzlich erlaubt eine monatliche Anpassung (bei ex-post Festlegung) kurzfristigere Abrechnungszeiträume. Saisonale Lenkungseffekte werden jedoch geglättet.

Berechnungshorizont

Vor- und Nachteile

	Stündliche Anpassung	Monatliche Anpassung	Jährliche Anpassung
Vorteile	<ul style="list-style-type: none"> • Geringstes Marktrisiko für BetreiberInnen • Chance auf Mehrerlöse wenn Marktpreise steigen. 	<ul style="list-style-type: none"> • Relative Planungssicherheit für Betreiber durch regelmäßige Anpassung des Marktwerts • Anreiz: stündliche Produktion an Nachfrage anzupassen • Durch monatliche Abrechnung bleibt die Liquidität des Anlagenbetreibers gesichert. 	<ul style="list-style-type: none"> • Systematisch vorteilhaft, da ebenfalls saisonale Faktoren eines Standorts in die Bewertung einfließen • Ermöglicht jährliche Optimierung durch Betreiber (z.B. Wartung)
Nachteile	<ul style="list-style-type: none"> • Entspricht im Wesentlichen einem fixen Einspeisetarif und bietet daher wenig Anreize Produktion an Nachfrage anzupassen 	<ul style="list-style-type: none"> • Preisentwicklungen wirken sich schneller auf den Marktwert aus, kann je nach Trend positiv oder negativ sein • Saisonale Lenkungseffekte werden geglättet 	<ul style="list-style-type: none"> • Geringere Planungssicherheit und höheres Marktrisiko für neue Projekte daher Auswirkung auf Finanzierungskosten

(Held et al., 2014), CEER (2016), Baumgartner und Schmidt (2018)

Fazit: Monatliche Anpassung als Kompromiss zwischen Marktkompatibilität und Marktrisiko für BetreiberInnen. Dies ist auch die praktikabelste Variante.

Wie kann eine Ausgestaltung mit monatlicher Anpassung in Österreich aussehen?



Die stündlichen Preise der Day-Ahead Marktkopplung (bzw. bei Nichtdurchführbarkeit der Marktkopplung die regionale Day-Ahead Auktion der EPEX SPOT SE) für die Preiszone Österreich sollten für den jeweiligen Kalendermonat mit der Menge des in dieser Stunde erzeugten Stroms aus Windkraftanlagen, der auf den ausgewählten öffentlichen Daten der [ENTSO-E Transparency Plattform](#) (nach dem 1. Clearing) basieren sollte, multipliziert werden. Die ermittelten Werte für alle Stunden dieses Monats sollten daraufhin aufsummiert und durch die Menge des in dem gesamten Kalendermonat erzeugten Stroms aus Windenergieanlagen dividiert werden, um somit den Monatsmarktwert für diesen Zeitraum zu ermitteln (siehe auch [Marktwertberechnung](#)).

Zusammenfassung

Erhebung und Managementprämie

Welche Stelle sollte mit der Erhebung bzw. Festlegung des Marktwerts betraut werden?



Es sollte eine unabhängige Stelle mit der Erhebung betraut werden. Um Synergieeffekte zu nutzen, sollte eine Stelle betraut werden, die bereits jetzt Preispublikationen durchführt. Es können bereits veröffentlichte Daten auf Basis EU-VO 543/2013 genutzt werden. Aus Qualitätsgründen ist es dabei sinnvoll die Datenaktualisierung nach dem 1. Clearing abzuwarten. Die Österreichische Energieagentur erfüllt mit ihren auf monatlicher Basis publizierten Preisindizes (ÖSPI, ÖGPI, EPI) beispielsweise die Anforderungen an eine unabhängige Preismonitoringstelle. Die Verrechnung selbst kann im System der Direktvermarktung direkt über die Netzbetreiber abgewickelt werden, wenn diese die entsprechenden Informationen in ihren Systemen hinterlegt haben.

In anderen Ländern wurde bei Einführung von Prämiensystemen eine „Management-Prämie“ zusätzlich eingeführt, um den Aufbau der Direktvermarktung zu unterstützen. Ist dies notwendig bzw. sinnvoll?



Die Einführung einer Managementprämie unterstützt die Anlagenbetreiber dabei, für die Kosten der Direktvermarktung aufzukommen. Wird keine explizite Managementprämie eingeführt, müssen diese Kosten jedoch bei der Festlegung der Prämie bzw. der Festlegung des Anzulegenden Werts berücksichtigt werden. Um Anlagenbetreiber während der ersten Phase des Aufbaus zu unterstützen und gleichzeitig Mitnahmeeffekte zu vermeiden, kann eine degressive Managementprämie ausgeschüttet werden.

Wie hoch ist die Bedeutung der Veränderungen der Regel- und Ausgleichsenergiemärkte für die zukünftige Erlössituation von Windkraftbetreibern in einem System mit Direktvermarktung?



Aufgrund der Verordnung (EU) 2017/2195 Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem (EBGL) bestand für Österreich mit 01.01.2019 Änderungsbedarf bei der Bepreisung des Abrufs von Sekundärregelenergie sowie deren Kostentragung. Im neuen Modell sind alle Kosten für den Abruf von Energiemengen von der Bilanzgruppe zu tragen. Seit der Teilung der deutsch-österreichischen Strompreiszone sind die Energiepreise durchschnittlich um ca. 14 %* gestiegen, was direkten Einfluss auf die Ausgleichsenergiekosten hat. Im Jahresvergleich lag die Steigerung zeitweise bei einem Plus von 50 %. Diese Kosten haben im neuen Modell die Bilanzgruppen zu tragen. Besonders betroffen sind davon jene Bilanzgruppen, die große Mengen an Regelenergie in Anspruch nehmen müssen. Das sind diejenigen Bilanzgruppen, deren Mitglieder ihre Aufbringung/Produktion nicht gut prognostizieren können, wie bspw. Produzenten von erneuerbarer Energie (Photovoltaik oder Wind).

Im neuen AE-Preismodell werden mithilfe des „zusätzlichen Abrechnungsmechanismus“ (ZAM) die Tertiärregelenergiekosten den Bilanzgruppen verrechnet. Erzeuger werden durch diese Neuregelung entlastet, da diese Kosten über die Endverbraucher sozialisiert werden. Das AE-Preismodell neu führt bei geförderten Ökostromanlagen längerfristig zu einer Vergünstigung, für nicht geförderte bzw. Ökostromanlagen, die schlecht prognostizierbar sind, eher zu einer Verteuerung.

Das AE-Preisniveau wird aber auch durch die Marktbedingungen bei den Regelreserveprodukten maßgeblich gesteuert. Daher ist in diesem Marktsegment eine weitere Stärkung des Wettbewerbs und der weiteren Marktöffnung geboten.

*Stand 31.Jänner 2019

10) Quellen

Quellen und Verweise (1/3)

Anmerkung der AutorInnen: Quellen für Gesetzestexte sind hier nicht angeführt, da auf diese Quellen explizit verwiesen wird.

Agora Energiewende (2014): Negative Strompreise Ursachen und Wirkungen. https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2013/Agora_NegativeStrompreise_Web.pdf

Amelang S. und Appunn K. (2018): The causes and effects of negative power prices. (Online verfügbar: <https://www.cleanenergywire.org/factsheets/why-power-prices-turn-negative>, 19.03.2019)

Baumgartner J. Und Schmidt J. (2018): Die Neugestaltung des österreichischen Fördersystems für erneuerbaren Strom (Online verfügbar: https://www.arbeiterkammer.at/service/presse/FoerdersystemErneuerbare_Schmidt-Baumgartner-BOKU-AK_092018.pdf, 19.03.2019)

Borzen (2018): Types of support. https://www.borzen.si/sl/Domov/menu2/Center-za-podpore-proizvodnji-zelene-energije/Sistem-podpor/Vrste_podpor

Bundesnetzagentur (2019): Statistiken zum Ausschreibungsverfahren für Windenergieanlagen an Land. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Wind_Onshore/BeendeteAusschreibungen/BeendeteAusschreibungen_node.html

CEER (2018): Tendering procedures for RES in Europe: State of play and first lessons learnt. <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/167af87c-5472-230b-4a19-f68042d58ea8>

CEER (2016) Key support elements of RES in Europe: moving towards market integration. <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/28b53e80-81cf-f7cd-bf9b-dfb46d471315>

Quellen und Verweise (2/3)

Crampes C. und Ambec S. (2017): *Negative prices for electricity* (Online verfügbar: <https://www.tse-fr.eu/negative-prices-electricity>, 19.03.2019)

Danish Energy Agency (2017): *Memo on the Danish support scheme for electricity generation based on renewables and other environmentally benign electricity production.*

https://ens.dk/sites/ens.dk/files/contents/service/file/memo_on_the_danish_support_scheme_for_electricity_generation_based_on_renewables_and_environmentally_benign_electricity_production.pdf

Danish Energy Agency (2018): *Conditions for tender of aid for electricity generated at onshore wind turbines, solar PV installations and open door offshore wind turbines.* <https://www.ethics.dk/ethics/eo#/d0f34c0f-8508-4625-a85d-dbaf8511b509/publicMaterial>

Energy Agency Slovenia (2018): *Report on the energy sector in Slovenia 2017.* <https://www.aqen-rs.si/documents/54870/68629/a/78f74b68-dbf4-415e-ab88-882652558d94>

EPEX SPOT SE (2019): *Negative Prices* (Online verfügbar: https://www.epexspot.com/en/company-info/basics_of_the_power_market/negative_prices, 19.03.2019)

European Energy Agency: *Verfahren zu Feststellung von Abrechnungspreisen Version 5.04* (Online verfügbar: <https://www.eex.com/blob/61948/fbf184cd529c60a2788bc5f83824e95d/verfahren-abrechnungspreise-data.pdf>)

Fachagentur Windenergie an Land (2017): *EEG 2017: Ausschreibungsbedingte Neuerungen für Windenergieanlagen an Land.* https://www.fachagentur-windenergie.de/fileadmin/files/Veroeffentlichungen/FA_Wind_EEG-2017_Ausschreibungen_3Aufl_06-2018.pdf

Quellen und Verweise (3/3)

Gavard C. (2016): *Carbon price and wind power support in Denmark*. In: *Energy Policy* 92: 455–467.

Graeber D. R. (2013): *Handel mit Strom aus erneuerbaren Energien - Kombination von Prognosen*. Dissertation. Universität Hohenheim.

Kyritsis E., Andersson J. und Serletis A. (2017): *Electricity prices, large-scale renewable integration, and policy implications*. In: *Energy Policy* 101: 550-560.

Ministry of the Economy Slovenia (2009): *Methodology for determining reference costs of electricity generated from renewable Resources*. <https://www.mresearch.com/pdfs/docket4185/NG11/doc102.pdf>

Pauritsch, G. – Österreichische Energieagentur (2018). „100 % Erneuerbare – Speicherbedarf für das Stromsystem“, Präsentation Energiegespräche TU Wien, 2. Oktober 2018, verfügbar auf https://www.eeg.tuwien.ac.at/eeg.tuwien.ac.at_pages/events/egs/pdf/egs181002_pauritsch.pdf

Purkus et al. 2015: *Access Market integration of renewable energies through direct marketing - lessons learned from the German market premium scheme* <https://core.ac.uk/download/pdf/77229475.pdf>

RES LEGAL Europe (2017): *Premium tariff (Complément de rémunération par guichet ouvert)* <http://www.res-legal.eu/search-by-country/france/tools-list/c/france/s/res-e/t/promotion/sum/132/lpid/131/>

ZSW (2016): *Hintergrundinformationen zur quantitativen Ausgestaltung des einstufigen Referenzertragsmodells*

Disclaimer

Die vorliegende Analyse dient zu Informationszwecken zum Thema „Referenzmarktwert im Strommarkt: Mögliche Berechnungsfaktoren in einem Marktprämiensystem“. Die Studie wurde von der Österreichischen Energieagentur – Austrian Energy Agency im Auftrag der Interessengemeinschaft Windkraft Österreich-IGW erstellt.

Obwohl die Inhalte dieser Kurzanalyse mit größter Sorgfalt erstellt wurden, erfolgen alle Angaben ohne Gewähr. Die Österreichische Energieagentur übernimmt daher keine Haftung für die Richtigkeit, Vollständigkeit und Aktualität der Inhalte, insbesondere in Bezug auf eventuelle unmittelbare oder mittelbare Schäden, die durch die direkte oder indirekte Verwendung der angebotenen Informationen entstehen.

Das Recht, das vereinbarte Werk (oder Teile desselben) und alle damit zusammenhängenden Arbeitsergebnisse auf welche Art auch immer zu nutzen – dazu gehört insbesondere auch das Recht der Weitergabe an Dritte – steht dem Auftraggeber und dem Auftragnehmer zu. Im Sinne der Zielsetzungen des Projekts wird eine kooperative Verwertung – z. B. in Form gemeinsamer Präsentationen der Ergebnisse – angestrebt.

Wien, Mai 2019

AutorInnen

Karina Knaus^{PhD}

Leiterin Center Volkswirtschaft,
Konsumenten und Preise

karina.knaus@energyagency.at

T. +43 (0)1 586 15 24 - 115

Altan Sahin^{DI}

Preis- und Marktanalysen

altan.sahin@energyagency.at

T. +43 (0)1 586 15 24 - 164

Lukas Zwieb^{DI}

Preis- und Marktanalysen

lukas.zwieb@energyagency.at

T. +43 (0)1 586 15 24 - 157

Österreichische Energieagentur – Austrian Energy Agency

Mariahilfer Straße 136 | 1150 Wien | Österreich

www.energyagency.at

Wir liefern Antworten für die **Energiezukunft**.

11) Anhang

Übersicht Kombinationsmöglichkeiten

Winddaten, Horizont und Preisquelle

In der nachfolgenden Tabelle sind die Ergebnisse der Analyse (aus Kapitel 5) dargestellt. Dabei wurden die Marktwerte aller möglichen Kombinationen von Handelsplatz, Winddatenquelle, und Betrachtungshorizont berechnet. Delta beschreibt dabei die Differenz des Preisniveaus und des Marktwertes. Der Max/Min Marktwert beschreibt jeweils den maximalen/minimalen Marktwert, der für den Berechnungshorizont, mittels der entsprechenden Methode errechnet wurde. Auf der nachfolgenden Folie werden die Ergebnisse im Detail analysiert.

Handelsplatz	Winddaten	Horizont	Preisniveau	Marktwert	Delta	Max Marktwert	Min Marktwert	Standard-abweichung
EXAA-SPOT	ENTSO-E	month	55.55	50.52	5.03	54.92	21.67	8.07
EXAA-SPOT	E-Control	month	55.55	50.18	5.37	54.76	21.69	8.04
EPEX-Day-Ahead	ENTSO-E	month	54.83	49.84	4.99	54.56	21.12	8.26
EPEX-Day-Ahead	E-Control	month	54.83	49.52	5.31	54.41	21.18	8.22
EPEX-Intraday	ENTSO-E	month	50.24	45.36	4.89	52.88	24.04	7.18
EPEX-Intraday	E-Control	month	50.24	45.08	5.16	52.8	24.04	7.15
EXAA-SPOT	ENTSO-E	quarter	55.55	50.52	5.03	54.92	21.67	8.07
EXAA-SPOT	E-Control	quarter	55.55	50.18	5.37	54.76	21.69	8.04
EPEX-Day-Ahead	ENTSO-E	quarter	54.83	49.84	4.99	54.56	21.12	8.26
EPEX-Day-Ahead	E-Control	quarter	54.83	49.52	5.31	54.41	21.18	8.22
EPEX-Intraday	ENTSO-E	quarter	50.24	45.36	4.89	52.88	24.04	7.18
EPEX-Intraday	E-Control	quarter	50.24	45.08	5.16	52.8	24.04	7.15
EXAA-SPOT	ENTSO-E	year	46.2	44.24	1.96	44.24	27.85	6.93
EXAA-SPOT	E-Control	year	46.2	41.41	4.79	41.41	27.85	5.66
EPEX-Day-Ahead	ENTSO-E	year	46.14	44.1	2.04	44.1	27.32	7.15
EPEX-Day-Ahead	E-Control	year	46.14	41.31	4.83	41.31	27.33	5.88
EPEX-Intraday	ENTSO-E	year	47.21	45.86	1.35	45.86	27.84	7.8
EPEX-Intraday	E-Control	year	47.21	43.9	3.32	43.9	27.86	6.88

Einflussgrößen auf den Marktwert

Winddaten, Horizont und Preisquelle

Die Analyse der Zielgrößen (Zielmonat Horizont, Handelsplatz (kein Hyper-Parameter im eigentlichen Sinn)) erfolgt anhand eines einfachen Mittelwertvergleichs. Bedingt durch den Umfang des Datensatzes können die Ergebnisse nicht mit statistischer Sicherheit interpretiert werden. Hier existiert ein Trade off zwischen Aktualität und Umfang der Daten. Im Jahresverlauf schwankt der Abstand des Windwertes. Im Jahresmittel gleichen sich diese Schwankungen wieder aus. Die kumulierten Marktwerte der einzelnen Handelsplätze schwanken ebenfalls mit der Zeit. Im Mittel ist jedoch kein systematischer Unterschied zu erkennen.

Monate	Mittelwert des Marktwerts	Mittelwert des Preisniveaus	Mittelwert von Delta
1	34.33	36.97	2.64
2	32.48	33.78	1.30
3	31.24	31.59	0.35
4	29.34	29.38	0.04
5	29.39	30.46	1.08
6	32.13	33.94	1.81
7	35.18	36.59	1.41
8	36.75	37.96	1.20
9	37.68	39.76	2.08
10	29.00	33.39	4.39
11	35.10	38.06	2.96
12	29.10	33.59	4.48
Mittelwert	32.85	34.69	1.84

Horizont	Mittelwert des Marktwerts	Mittelwert des Preisniveaus	Mittelwert von Delta
Month	32.79	34.60	1.81
Quarter	32.79	34.60	1.81
Year*	34.26	36.66	2.40
Mittelwert	32.85	34.69	1.84

Handelsplatz	Mittelwert des Marktwerts	Mittelwert des Preisniveaus	Mittelwert von Delta
EPEX-Day-Ahead	32.38	34.45	2.07
EPEX-Intraday	33.31	35.01	1.71
EXAA-Spot	32.88	34.61	1.73
Mittelwert	32.85	34.69	1.84