

Marktprämienmodell für Österreich

14. Mai 2019

Ein weiterer erfolgreicher Ausbau erneuerbarer Energieerzeugungsanlagen und die Erreichung der ambitionierten Energie- und Klimaziele 2030 wird nur mit den richtigen rechtlichen Rahmenbedingungen gelingen. Das Marktprämienmodell stellt ein Fördermodell dar, mit dem marktdienliches Verhalten für die Direktvermarktung der Energie durch die Erzeuger angereizt werden kann. Ziel ist es, die Lücke zwischen Marktpreisen und Vollkosten zu decken und trotzdem einen Anreiz für Marktsignale zu setzen. Ziel ist es jedoch nicht, den Energieerzeugern Risiken aufzubürden, die sie nicht steuern können.

Die Ausgestaltung des Systems im Detail ist von besonderer Bedeutung. Die IG Windkraft hat auf Grundlage von zwei Studien der Österreichischen Energieagentur und des Beratungsunternehmens Inercomp Eckpunkte für ein tragfähiges Modell für Österreich entworfen. Die wichtigsten Elemente davon sind:

1. Gleitende Marktprämien

Bei einer Förderung über das Marktprämienmodell muss der Stromerzeuger seinen Strom direkt am Strommarkt verkaufen, eine Förderung erhält er zusätzlich als Marktprämie pro Erzeugungseinheit. Diese Prämie sollte als variable (= gleitende) Prämie gewährt werden, die sich abhängig vom Marktpreis verändert. Von besonderer Bedeutung ist die Berechnungsmethodik, da sie darüber entscheidet, ob ein volkswirtschaftlicher Mehrwert geschaffen wird. Gleichzeitig sollte das betriebswirtschaftliche Risiko der Entwickler und Betreiber auf ein Minimum reduziert werden. Je geringer das Risiko, desto stärker sinken auch die Finanzierungskosten.

Sinnvoll sind gleitende Marktprämien:

- Diese begünstigen eine dynamische Anpassung an den Strompreis und ein geringeres Investitionsrisiko und reduzieren dadurch die Finanzierungskosten.
- Sie fördern eine marktkompatible Einspeisung und den Ausbau einer heterogenen Erzeugungsstruktur.

Im Gegensatz dazu sind fixe Marktprämien (unabhängig vom Strompreis) bei einem Anstieg der Marktpreise für den Fördergeber nachteilig, weil mehr Förderung als nötig ausbezahlt wird. Außerdem verteuern sie die Finanzierung der Projekte aufgrund des größeren Risikos deutlich.

2. Technologiespezifische Berechnung des Marktwertes

Die gleitende Marktprämie sollte auf den tatsächlichen Marktwert der verschiedenen Technologien abstellen. Dadurch ist eine realistische Abschätzung der Erlöse bei der Vermarktung des erneuerbaren Stromes und eine an die Technologie angepasste Förderung möglich. Stellt man die Marktprämie auf den durchschnittlichen Marktpreis ab, ist die Förderung entweder zu hoch oder zu gering und entspricht nicht dem tatsächlichen Wert, den der erneuerbare Strom hat, da der Marktwert teilweise deutlich vom durchschnittlichen Marktpreis abweicht.

Die Marktprämie ist zu berechnen als Differenz zwischen dem Marktwert innerhalb einer gewissen Periode und einem Referenzwert (zB im EEG 2017 auch als „anzulegender Wert“ bezeichnet). Durch eine technologiespezifische Berechnung des Marktwertes wird gewährleistet, dass die Marktprämie möglichst nahe an den real erwirtschafteten Werten der einzelnen Technologien und dem Förderbedarf liegt. Der Marktwert hängt stark von regulatorischen Rahmenbedingungen und vom zukünftigen Technologiemix der Erzeugung und Veränderungen der Absatzmärkte ab. Dies kann vom einzelnen Erzeuger ebenso nicht beeinflusst werden, wie die zukünftige Entwicklung des Marktwertes einer Technologie. Die Anknüpfung der gleitenden Marktprämie an den Marktwert ermöglicht eine optimale Vermarktung des erzeugten Stroms, reduziert jedoch das Risiko des Erzeugers bei gleichzeitigem Erhalt der marktwirtschaftlichen Anreize und ist somit volkswirtschaftlich zu bevorzugen.

Nachdem der technologiespezifische Wert von Windkraft (und auch von anderen erneuerbaren Erzeugungstechnologien) unter dem durchschnittlichen Spotpreis liegt, muss diese Differenz zwischen Marktwert und Marktpreis entsprechend bei der Berechnung der Marktprämie berücksichtigt werden. Das wird möglich, indem diese Differenz berücksichtigt wird. Andernfalls ist die Deckung der Vollkosten nicht gewährleistet und das erhöhte Risiko für den Erzeuger müsste durch einen Risikopuffer eingepreist werden und somit würden auch die Finanzierungskosten deutlich steigen.

Sinnvoll ist eine technologiespezifische Berechnung des Marktwertes:

- Diese ermöglicht eine marktkonforme und tatsächliche Abbildung der erwirtschafteten Marktwerte der einzelnen Technologien
- Sie reduziert die Finanzierungskosten und die Unsicherheit bezüglich der spezifischen Erlöse von Anlagen
- Sie vermeidet Überrenditen oder „Stranded Costs“ durch höhere Sicherheit bei den realisierbaren Erlösen (Differenz des Marktwertes und Marktpreises und die zukünftige Entwicklung dieser Werte)
- Sie reduziert die tatsächlichen Förderkosten, durch die Vermeidung eines Risikopuffers und reduziert damit die Finanzierungskosten

3. Anbindung an die tatsächlichen Marktplätze bei der Berechnung des Marktwertes

Für die Preisreferenz sollten jene Marktplätze ausschlaggebend sein, auf welchen die Energie vorrangig vermarktet wird. Dies reduziert das Risiko der Unterschiede zwischen erwarteten und tatsächlich realisierten Erlösen. Die erforderliche Liquidität der Marktplätze ist von essentieller Bedeutung und muss gewährleistet sein. Beispielsweise wird Winderzeugung grundsätzlich am Spotmarkt (Day-ahead-Markt) vermarktet, wobei die Abweichungen zwischen Prognose und Ist-Erzeugung darüber hinaus am Intraday-Markt vermarktet werden. Sachgerecht für die Windkraft ist daher ein Mischpreis für die Berechnung des Marktwertes auf Basis des Spot-Preises und des Intraday-Preises. Eine entsprechende Mischung der beiden Märkte bietet eine faire, marktkonforme Abbildung der Preise.

Die Berechnung sollte ein gewichteter Wert zwischen Spot- und Intraday-Markt sein (Gewichtung 80 % Spotmarkt zu 20 % Intraday – abgeleitet vom Verhältnis der Fahrplanabweichungen zu den Fahrplanmengen):

- Spotmarkt (Day-ahead-Markt): EPEX PHELIX AT oder EXAA (jeweils 12:00 Auktion, in der sich zwingendermaßen die gleichen Preise ergeben)
- Intraday-Markt: EPEX ID-Preis für AT (Volume Weighted Average Preis pro Viertelstunde)

4. Monatliche Berechnung und Auszahlung der Marktprämie

Die Berechnung des Marktwerts (als Basis für die Berechnung der Höhe der Marktprämie) sollte immer für denselben Zeitraum durchgeführt werden, für den die Marktprämie ausbezahlt wird. Aus administrativen Gründen ist eine monatliche Abrechnung und Auszahlung zu bevorzugen, da auch die Berechnung der Marktprämie auf Monatsbasis erfolgen sollte.

5. Managementprämien als Grundbedingung für Direktvermarktung

Die Absicherung und Abgeltung von finanziellen Risiken und Aufwänden der Marktintegration ist eine Grundbedingung für eine erfolgreiche Direktvermarktung. Die Managementprämie dient in erster Linie der Deckung der Kosten, welche im Zusammenhang mit dem Aufbau der Direktvermarktung entstehen (zB Kosten für Ausgleichsenergie, Aufbau von Infrastruktur für Direktvermarktung,...). Darüber hinaus wird ein Ausgleich und somit ein „level playing field“ für einen diskriminierungsfreien heterogenen Elektrizitätsmarkt geschaffen.

6. Negative Preise

Negative Preise dienen als Preissignal. Sind sowohl Spotpreis als auch Intraday-Preis für einen Zeitraum von 6 Stunden negativ, wäre es sachgerecht, im Sinne der EU-Energiebeihilfe-Leitlinien keine Förderung zu gewähren.

7. Für die Abwicklung zuständige Stelle

Die für die Veröffentlichung zuständige Stelle sollte eine unabhängige Institution sein, die unabhängig und transparent ist und Erfahrung mit Preispublikationen hat.

8. Studien

Zu den Details vgl. die beiden Studien:

- Österreichische Energieagentur (2019): Referenzmarktwert im neuen österreichischen Strommarkt
- Inercomp (2019): Marktprämienmodell für Windkraft in Österreich

abrufbar auf unserer Website im Bereich „Studien“ und unter
[https://www.igwindkraft.at/?xmlval_ID_KEY\[0\]=1123](https://www.igwindkraft.at/?xmlval_ID_KEY[0]=1123)