

# Marktprämien-Verordnung – Input aus Sicht der Windkraft

## 3. Juni 2022

In den kommenden Wochen ist mit der Erlassung einer Verordnung zu rechnen, die Details zu den Marktprämien im Rahmen des Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzes regelt. Aus Sicht der Windkraft sind dabei einige Punkte entscheidend:

### **Höhe von AzW und Höchstpreis für Windkraft**

In den letzten Monaten kam es zu einem rasanten Anstieg der Betriebs- und Investitionskosten für Windkraft, eine Entspannung ist hier derzeit nicht in Sicht. Die im Rahmen der Gutachtenerstellung grundlegende Kostenbasis entspricht daher nicht mehr den aktuellen Entwicklungen. Etwa wurde betreffend Inflation für heuer eine Rate von 5,2 % und für die Zukunft jährlich 2 % angenommen. Diese Annahmen weichen von der aktuellen Situation drastisch ab und es sollte daher eine Anhebung des AzW um 5 % vorgenommen werden.

### **Höchstpreis für Gebote bei Windkraft erhöhen**

Bei der Festsetzung der Höchstpreise für Windkraft wird ein Höchstwert für Gebote in Höhe von 8,06 ct pro kWh (bezogen auf den Normstandort) festgelegt. Dieser Wert erfolgt, indem man den im Gutachten errechneten Wert für die Stromgestehungskosten (LCOE), welche auch als Anzulegender Wert (AzW) für jene Windkraftanlagen festgelegt wurde, welche auf Antrag eine Marktprämie erhalten können, lediglich um 1 % erhöht. Im Falle von PV erfolgt eine Erhöhung des AzW um 5 %, im Falle der Biomasse um 10 %. Es ist nicht ersichtlich, warum es hier zu einer unterschiedlichen Behandlung der verschiedenen Technologien kommt. Dadurch werden das Spektrum der Standorte, die wirtschaftlich ausgebaut werden können, sowie der Anreiz, rasch große Mengen an Windkraft zu entwickeln, verringert. Der Höchstpreis für Windkraft sollte daher auch um 10 % höher als der AzW angesetzt werden.

### **Standortdifferenzierung Windkraft – Ausgleich bei Bergstandorten**

Vorgesehen ist, dass der insgesamt ermittelte Korrekturfaktor +20 % als Zuschlag und -14 % als Abschlag nicht über- bzw. unterschreiten darf. Das bedeutet, dass bei Bergstandorten in jenen Fällen, wo der Aufschlag bereits auf Basis der rotorspezifischen Erträge 20 % ausmacht, kein Ausgleich der seehöhenabhängigen Ertragsspezifika möglich ist. Davon wären zahlreiche windschwächere Standorte in Höhenlage etwa in Kärnten, Salzburg und der Steiermark deutlich betroffen und Projekte könnten dort oftmals nicht realisiert werden. Ohne diese Standorte wirtschaftlich erschließen zu können, scheint nach heutiger Betrachtung der bundesweit für den Ausbau der Windkraft zur Verfügung stehenden Gebiete, die Erreichung der im EAG vorgegebenen Ausbauziele nicht realisierbar. Die Berücksichtigung und Abgeltung der Ertragsspezifika auf Grund seehöhenabhängiger Unterschiede sollte daher in diesem Bereich zusätzlich zur Komponente auf Basis des rotorspezifischen Produktionsertrags erfolgen. Aus dem Gesetzestext gibt es keine expliziten Vorgaben zu den Zu- und Abschlägen und eine Berücksichtigung auch über 20 % hinaus in solchen Fällen wäre gesetzlich gedeckt.

### **Skalierungsfaktor für kleinere Windparks**

Es gibt einen klaren Trend zur Abhängigkeit der spezifischen Investitionskosten von der Projektgröße der Windparks, daher ist bei der Standortdifferenzierung die Größe des Windparks zu berücksichtigen (Skalierungszuschläge). Speziell für Einzelanlagen ergeben sich eklatante Mehrkosten wie etwa fehlende Mengenrabatte der Anlagenhersteller, Kosten für den Transport, Baustelleneinrichtung, Kran, eingesetztes Personal vor Ort etc. Diese Mehrkosten sollten durch einen Skalierungsfaktor berücksichtigt werden, da sonst für die Erreichung des Ausbauziele und die regionale Akzeptanz essenzielle kleine Windkraftprojekte sowie Verdichtungen bestehender Windparks nicht wirtschaftlich darstellbar wären.

### **Abrechnungszeitraum**

Vorgesehen ist, dass sich der Korrekturfaktor (in Prozent) aus der rotorkreisflächenspezifischen Jahresstromproduktion eines vollen Betriebsjahres ermittelt (im Nachhinein auf Basis der tatsächlichen Jahresstromproduktion), es also zu einer jährlichen Anpassung kommt. Aus Gründen einer leichteren Abgrenzung und Bilanzierbarkeit sowohl für Anlagenbetreiber als auch für die EAG-Abwicklungsstelle, sollte bei der Abrechnung auf Kalenderjahre abgestellt werden und ein Durchrechnungszeitraum von drei Jahren gewählt werden. Somit sollte weiterhin eine jährliche Anpassung erfolgen, aber der AzW, auf Grund dessen im Folgejahr die laufende Auszahlung erfolgt, sollte mit den Daten einer Dreijahresperiode festgelegt werden. Somit würden die Schwankungen zwischen windstarken und windschwachen Jahren gemildert werden, ohne eine Auswirkung auf die Gesamtauszahlung zu bewirken. Dies wäre sowohl auf Seiten der Windkraftbetreiber wie auch auf Seiten der Förderabwicklungsstelle von der Liquiditätsplanung von Vorteil. Details der Abrechnung wie Fristen und etwaige Zinszahlungen sind generell noch festzulegen.

### **Monatliche Anpassung der Prämienhöhe an den Marktwert**

Hier sind noch administrative Details wie beispielsweise Fristen festzulegen.

### **Rückvergütung**

§ 11 (6) EAG sieht vor, dass Windkraftanlagen mit einer Engpassleistung ab 20 MW, Wasserkraftanlagen mit einer Engpassleistung ab 20 MW und Photovoltaikanlagen mit einer Engpassleistung ab 5 MW, sofern der Referenzmarktwert den Anzulegenden Wert um mehr als 40 % übersteigt, 66 % des übersteigenden Teils der EAG-Förderabwicklungsstelle rückzuvergüten haben.

Hier ist unklar, ob nun 66 % des über den Anzulegenden Wert hinausgehenden Referenzmarktwerts rückzuvergüten sind (also 66 % von RMW minus AZW) oder aber 66 % des über den Schwellenwert von +40 % hinausgehenden Referenzmarktwerts rückzuvergüten sind (also 66 % von RMW minus  $AZW \cdot 1,4$ ).

Aus unserer Sicht ist es sachgerecht, dass 66 % des über den Schwellenwert von +40 % hinausgehenden Referenzmarktwerts rückzuvergüten sind, da es ansonsten zu einem harten Sprung käme (0 Euro Rückzahlung bis zum  $AZW \cdot 1,4$  und darüber sofort ein sprunghafter Anstieg auf  $AZW \cdot 0,66 \cdot 0,4 = 26,4\%$  des AZW), was wohl nicht die Absicht dieser Regelung sein kann.

Da die Förderhöhe über Ausschreibungen ermittelt wird, ist eine effiziente Vergabe gewährleistet und derartige Unsicherheiten würden bei der Gebotslegung berücksichtigt werden. Da sprunghafte Veränderungen der Wirtschaftlichkeit schwer zu prognostizieren sind, würde eine Auslegung der Regelung in Form einer Rückzahlung bis zum AZW das Projektrisiko erhöhen und damit die Finanzierungskosten negativ beeinflussen. Damit würden für das Ausbauziel erforderliche, jedoch nur knapp wirtschaftlich darstellbare Projekte verloren gehen.

Ganz generell sollte für die standortdifferenzierte Förderung klar geregelt werden, dass für die Berechnung dieser Rückvergütung nicht der auf den Normstandort bezogene AZW relevant ist, sondern der individuell aufgrund der Standortdifferenzierung ermittelte AZW.

### **Zeitraum, wie lange Ausschreibungen offen sind**

Derzeit ist kein klarer Zeitraum geregelt, wie lange vor dem Gebotstermin bereits Angebote abgegeben werden können. Hier sollte eine klare Regelung erfolgen, die einen möglichst großen Zeitraum vorsieht.

### **Weitere Punkte**

- Fristen für EAG-Förderabwicklungsstelle: Das EAG sieht für Förderwerber eine Reihe an Formalitäten und Fristen vor, während für die EAG-Förderabwicklungsstelle kaum Fristen vorgegeben sind. Für die EAG-Förderabwicklungsstelle sollten daher zumindest Bearbeitungsfristen festgelegt werden.
- Festlegung einer geeigneten Vorgehensweise bei einem Wechsel der Anlagentype (etwa Umgenehmigung) nach Gebotsabgabe bzw. Zuschlagserteilung.