

# Neuregelung der Ökostrom-Förderung

Position der IG Windkraft zum EAG 2020

25.01.2019

**Die IG Windkraft begrüßt das Vorhaben, die Ökostromförderung sowie das Vermarktungsumfeld umfassend und rasch neu zu regeln. Die gleichrangige Behandlung aller erneuerbaren Energietechnologien sowie das Bestreben einer möglichst breiten Partizipation der Bevölkerung sind sehr positiv zu sehen. Die Windkraft bekennt sich zu mehr Marktnähe und Systemverantwortung. Das grundsätzlich vorgeschlagene Marktprämienmodell ist auch für Windkraft das am besten geeignete Fördermodell. Ausschreibungen zur Ermittlung der Förderhöhe der Windkraftförderung sind jedoch aufgrund der österreichischen Marktverhältnisse ungeeignet, die angestrebten Ziele von Windkraftausbau und Minimierung der Förderkosten zu erreichen. Entscheidend werden auch klare technologiespezifische Mengenziele sein. Die IG Windkraft möchte sich aktiv in einen inhaltlichen Dialog bezüglich der Ausgestaltung des EAG 2020 einbringen. Für diese Ausgestaltung sind valide Grundlagen vor allem hinsichtlich der Wahl des geeigneten Fördersystems unerlässlich.**

**Folgende Eckpunkte sind beim EAG 2020 entscheidend:**

- Das 2030-Ziel ist durch einen Zielerreichungspfad und klare Mengenziele für die einzelnen Technologien zu konkretisieren.
- Um bei einem prognostizierten Stromverbrauch im Jahr 2030 von 80 bis 85 TWh 100 % Strom aus erneuerbaren Energien erreichen zu können, bedarf es des zusätzlichen Ausbaus von 28 bis 33 TWh und nicht nur von rund 22 bis 27 TWh (da die industrielle Eigenerzeugung einzubeziehen ist).
- Die Windkraft kann bis 2030 auf 7.500 Megawatt Leistung bzw. 22,5 TWh ausgebaut werden.
- Das Fördersystem sollte technologiespezifisch ausgestaltet sein, um den Unterschieden der Technologien Rechnung zu tragen und einen optimalen Energiemix zu erhalten, weil das 100%-Ziel sonst nicht erreicht werden kann.
- Als Fördersystem für Windkraft eignet sich das seit mehreren Jahren erprobte Marktprämienmodell (variable Prämie mit monatlicher Anpassung des durchschnittlichen Marktwertes und der Prämie).
- Eine Festlegung der Marktprämie für Windenergie an Land mittels Ausschreibungen hat sich international bisher nicht bewährt, ist für die österreichischen Verhältnisse nicht geeignet und ist unter Berufung auf die Ausnahmegründe von Rn. 126 der EU-Leitlinien abzulehnen. Angesichts des raschen Handlungsbedarfs und der hohen Ausbauziele darf das Fördersystem nicht zum Versuchslabor werden.
- Die Förderhöhe sollte administrativ für 20 Jahre festgelegt werden.
- Für eine effiziente Fördergeldvergabe sollte ein standortdifferenziertes Modell (ähnlich wie in Deutschland) zur Anwendung kommen. Für die Netzintegration und die Akzeptanz der Bevölkerung ist eine größere Verteilung des Windkraftausbaus sinnvoll und volkswirtschaftlich günstiger.
- Da die Windkraftbetreiber in Zukunft verpflichtet sind, den Windstrom selbst zu vermarkten, sollte zur Markteinführung eine Managementprämie vorgesehen werden. Voraussetzung hierfür ist allerdings ein verbessertes Marktumfeld an den Stromabsatzmärkten (u.a. gesicherter liquider Viertelstundenhandel).
- Rechtsicherheit für die bei der OeMAG gereichten Förderanträge durch Warteschlangenabbau im geltenden System, um den ambitionierten Ausbau bis 2030 bereits jetzt zu beginnen.
- Wahlrecht für bestehende Anlagen in das neue Marktprämiensystem
- Abwicklung/Auszahlung der Marktprämie über die OeMAG: Wie bei der Tarifförderung zahlt die OeMAG die Marktprämie aus, daneben eigene Vermarktung der Energie durch die Betreiber und ihre Partner.

## 1. Optimales Fördersystem für Windkraft: Marktprämien

Das auch im Ministerratsvortrag vom 5.12.2018 vorgeschlagene variable Marktprämienmodell ist für Windkraft optimal. Ein Prämienmodell mit variabler Marktprämie ist in Deutschland seit 2009 und anderen EU-Staaten seit vielen Jahren erfolgreich in Anwendung und ist auch für Österreich ein geeignetes Fördersystem, um einerseits hohe Ausbaumengen zu erreichen, andererseits die Windenergie zu langfristig möglichst geringen Kosten auszubauen und im Markt zu integrieren. Die deutsche Energiepolitik hat durch die Einführung einer freiwilligen Direktvermarktung und diversen Boni früh Erfahrungen mit der direkten Vermarktung von Ökostrom am Strommarkt gesammelt und das Entstehen neuer Akteure im Strommarkt damit ausgelöst. Nunmehr wurden in den letzten Jahren in einer großen Anzahl von europäischen Staaten Marktprämienmodelle zur Förderung von erneuerbaren Energien eingeführt. Dabei wird die Windkraftproduktion direkt vermarktet, meistens liefern Ökostromerzeuger ihren Strom an sogenannte Direktvermarkter, die die Vermarktung der Energie sowie das Ausgleichsenergiemanagement abwickeln.

Der Erlös der Ökostromerzeuger ergibt sich somit aus Einkünften des Marktpreises sowie der Marktprämie, die der Erzeuger als Förderprämie zusätzlich zu den auf dem Markt erzielten Erlösen erhält und die auf unterschiedliche Weise festgelegt werden kann. Marktprämien mit fixer Prämie erhöhen das Risiko (und damit die Finanzierung und die Projektkosten) und sind daher für einen raschen Ausbau der Windkraft nicht geeignet.

Eine Ausgestaltung des Prämiensystems kann und muss möglichst marktbasiert erfolgen, hier sind unterschiedliche Wege denkbar, um zu Preisen auf Marktniveau zu kommen. Bei der administrativen Festlegung der Förderhöhe kann beispielsweise eine Referenzierung auf tatsächliche Preise von bei Ausschreibungen in Deutschland bezuschlagten und tatsächlich realisierten Windprojekten erfolgen, da sich die Anlagenkosten in Österreich am deutschen Markt orientieren.

Folgende Punkte sind beim variablen Marktprämiensystem zu berücksichtigen:

- Verkauf der Energie an beliebige Vermarkter, welche in Konkurrenz zueinander stehen
- Abwicklung/Auszahlung der Marktprämie über OeMAG
- Berechnung des Marktwerts auf Grund klarer gesetzlicher Vorgaben (analog zum Referenzmarktwert in Deutschland)
- Transparente und nachvollziehbare Festlegung des anzulegenden Wertes (Marktwert+Prämie) mittels Verordnung – somit administrative Festlegung der Förderhöhe
- Gesicherter Viertelstundenhandel als Voraussetzung
- Förderlaufzeit: 20 Jahre (Diese reduziert das Finanzierungsrisiko und somit die Gesamtkosten, was auch die Förderkosten pro kWh und Jahr reduziert und die Stromproduktion der Anlagen über einen längeren Zeitraum sichert).

## 2. Ausschreibesystem für Windkraft nicht sinnvoll

### 2.1. Allgemeines

Die Punktation des Ministerratsvortrags sieht Investitionsförderungen und Marktprämien als grundsätzliche Fördermodelle an, sowie „wo sinnvoll Ausschreibungen“. Bestehende Erfahrungen mit der Vergabe von Fördermitteln für Windkraft über Ausschreibungen geben Anlass zu grundlegender Kritik. Die IG Windkraft spricht sich klar dagegen aus, da es bisher international keine brauchbaren Beispiele für dauerhaft funktionierende Ausschreibungen bei Windkraft an Land gibt, die volkswirtschaftlich effizient die gesteckten Mengenzielsetzungen des Ausbaus erreichen. In der Praxis haben Ausschreibungen immer wieder zu einem

Einbruch des Ausbaus geführt, was etwa aktuelle Ergebnisse in Deutschland und Frankreich zeigen.<sup>1</sup> Mittlerweile liegen auch Studien vor, die Ausschreibungen bei der Fördervergabe sehr kritisch beleuchten. Insbesondere auf einem kleinen, begrenzten Markt mit wenigen Akteuren wie dem österreichischen ist mit keinen zufriedenstellenden Ergebnissen zu rechnen.<sup>2</sup>

In der Theorie ermöglichen Ausschreibungen eine ideale Preisfindung. Praktisch besteht jedoch ein großes Potential für Ineffizienz:

- kein perfekter Markt (Energiamarkt...)
- Marktmachtausübung (Marktgröße)
- Strategisches Bieterverhalten (strategisches Unterbieten)
- Hohe Risiken (Finanzierung!)
- Hoher administrativer Aufwand (Pönalen, Transparenz)
- Geringe Realisierungsraten

In einem Ausschreibesystem müssen die Windkraftanlagenbetreiber eine Einschätzung vornehmen, wie sich die Marktsituation in der Zukunft darstellen wird. Hier gibt es sehr große Unsicherheitsfaktoren (Strompreise, CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise, Netzentgelte, Anlagenpreise, Finanzierungskosten, Finanzierungsbedingungen). Die Teilnehmer nehmen in der **Praxis allzu oft die günstigsten Entwicklungen an, gegenseitiges Unterbieten ist die Folge, ein großer Teil der Projekte wird dann letztlich nicht realisiert.**

Grundsätzlich bedarf es für einen gesicherten Ausbau erneuerbarer Energien technologiespezifischer Förderinstrumente, die auf die einzelnen Technologien und deren Besonderheiten zugeschnitten sind. **Technologieübergreifende Ausschreibungen sind daher völlig ungeeignet.** Erfahrungen aus Deutschland mit technologieübergreifenden Ausschreibungen haben etwa dazu geführt, dass nur eine Technologie zum Zug gekommen ist.

Auf jeden Fall müssen **in einem Ausschreibesystem die Mengenziele ernst genommen** werden. Reduktionen der Ausschreibungsmengen dürfen keinesfalls ein Steuerungselement zur Preisgestaltung sein, denn dies führt letztlich zu einer Verfehlung der Ausbauziele. Ausschreibesysteme sind Systeme der Mengensteuerung und nicht der Preisgestaltung. Hier muss die Menge dann auch wirklich die Zielvorgaben abbilden.

**Aus all diesen Gründen sind verpflichtende Ausschreibungen für Windkraft an Land in Österreich abzulehnen. In Rn. 126 a bis c der State Aid Guidelines 2014-2020 werden 3 Gründe aufgelistet, warum von verpflichtenden Ausschreibungen bei der Fördermittelvergabe abgesehen werden kann.**

Das Vorliegen eines der Ausnahmetatbestände der Rn. 126 a bis c ist vom Mitgliedstaat nachzuweisen. Das bedeutet eine Analyse der konkreten Umstände und bedarf einer entsprechenden Dokumentation. Den Mitgliedstaaten kommt dabei jedoch auch Ermessensspielraum vor. Es wurden bereits verschiedene Ausnahmen nach Rn. 126 a bis c von der Kommission akzeptiert, z. B. die tschechische Förderregelung für Wasserkraftwerke (500 kW bis 10 MW) oder die Ausnahmen des deutschen EEG 2017, das auf Ausschreibungen für Wasserkraft, Geothermie oder Deponie- und Klärgas verzichtet. In Luxemburg wurde die gesamte Windkraft von den Ausschreibungen ausgenommen.

**Es sei darauf hingewiesen, dass auch die RED II, die ohnehin erst bis Mitte 2021 in nationales Recht umzusetzen ist, einen Spielraum für die Ausnahme von Ausschreibungen vorsieht.** Die RED II geht grundsätzlich von der Prämisse aus, dass die Förderung von EE-Projekten über ein Ausschreibungsverfahren erfolgt. Ein solches wird jedoch nicht explizit angeordnet. Art 4 RED II kann so interpretiert werden, dass andere Mechanismen der Fördervergabe zulässig sind, solange die Vorgaben der RED II bezüglich Transparenz, Nicht-Diskriminierung etc. gewährleistet sind und sichergestellt ist, dass die mit der Förderung verbundene Beihilfe auf das notwendige Mindestmaß beschränkt ist.<sup>3</sup>

<sup>1</sup> Vgl. IGW: „Aktuelle Ergebnisse der Ausschreibungen in Deutschland und Frankreich“, 25.10.2018

<sup>2</sup> Vgl. IZES: „Kontextbedingungen für die mögliche Einführung von Ausschreibungen für Windenergie an Land in Österreich“, 30.04.2018

<sup>3</sup> Vgl. Memorandum CHSH vom 20.12.2018: „Ökostromförderung unter der RED II“

## 2.2. Argumente für die Inanspruchnahme der Ausnahmemöglichkeit nach Rn. 126

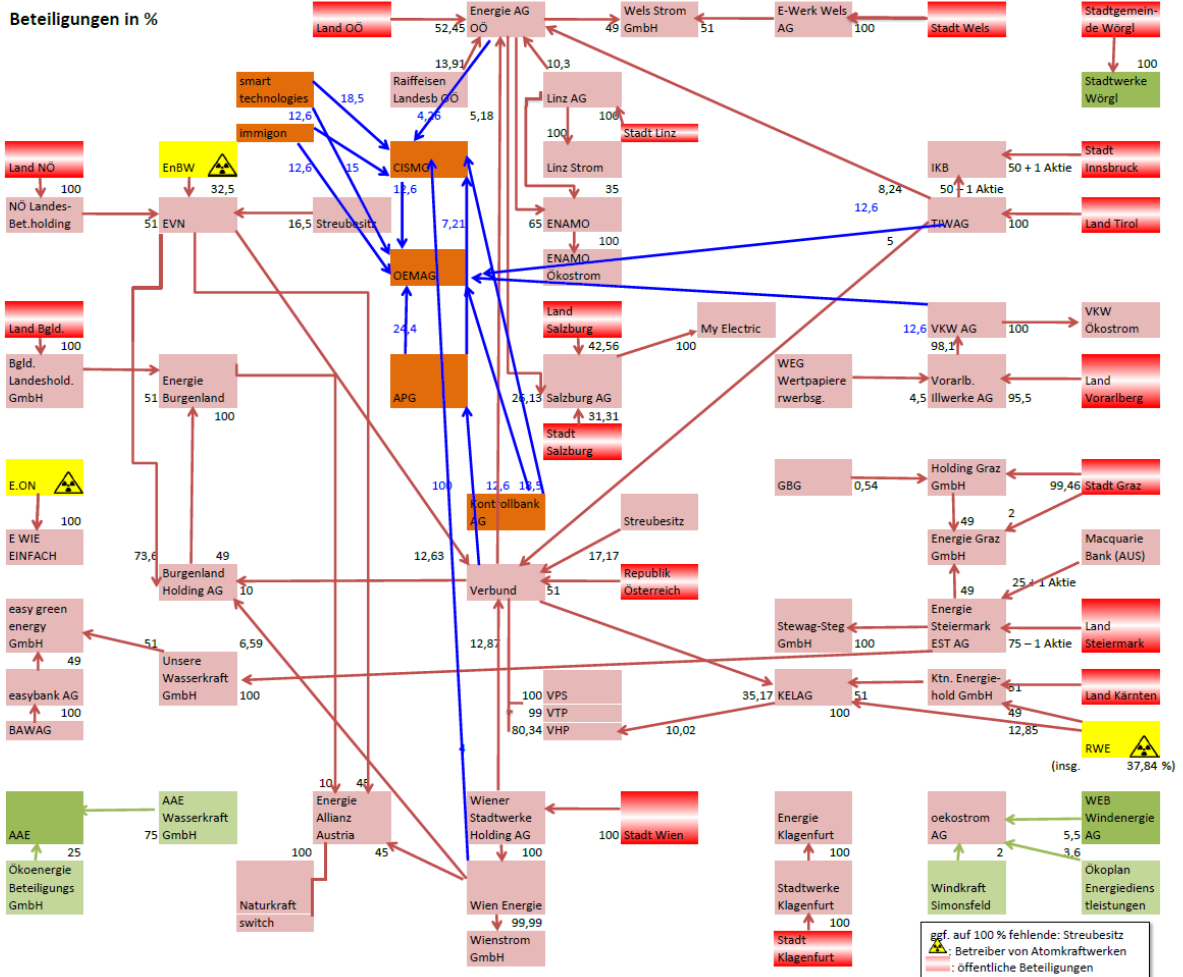
Mit folgenden Argumenten sollte man sich auf die Ausnahmemöglichkeit nach Rn. 126 berufen:

- **Nur eine begrenzte Zahl von Vorhaben oder Standorten wäre beihilfefähig (Rn. 126 a)**  
Die Potentialflächen für gute Windparks in den relevanten Bundesländern sind bereits seit mehreren Jahren bekannt und großteils über privatrechtliche Verträge gesichert. Wie sich aus den Windpotentialstudien ergibt, ist die Anzahl der nutzbaren Flächen in Österreich nicht aufgrund des technisch-wirtschaftlichen Potentials, jedoch aufgrund des realpolitisch umsetzbaren Potentials deutlich eingeschränkt. Hinzu kommt die Flächenkonkurrenz durch Siedlungen aber auch Ausschlusszonen aus naturschutzrechtlicher Sicht. In den Ländern Burgenland, Niederösterreich und Steiermark gibt es klare Zonenpläne. Die Zonen im Burgenland und in der Steiermark sind derzeit allerdings ausgeschöpft und bedürfen einer Revision. In Kärnten und Oberösterreich ist eine sehr rigide Flächenverordnung implementiert, die den Windkraftausbau nahezu verunmöglicht. Die westlichen Bundesländer in Österreich haben politisch eine sehr zurückhaltende Position zur Windkraft und deshalb wurde dort auch noch kein einziges Windkraftwerk errichtet. Dadurch sind die für die Windkraft nutzbaren Standorte bereits seit mehreren Jahren bekannt.  
Auch die Akteure der Windbranche sind auf wenige Player beschränkt. Die 8 größten Windkraftbetreiber vereinen 2/3 der gesamten Windkraftleistung auf sich. Die größten 15 Windkraftbetreiber betreiben 88% der Windkraftleistung in Österreich.<sup>4</sup>
- **Ausschreibungen würden zu einem höheren Förderniveau führen (explizit genannt wird strategisches Bieterverhalten; Rn. 126 b)**  
Hierfür ist das Beispiel Deutschland sehr hilfreich. Bei der Einführung der Ausschreibung kam es zu Beginn zwar zum Absinken der Gebote, im weiterer Folge stiegen die Gebote aber wieder an und liegen derzeit deutlich über dem Höchstgebotswert der ersten Ausschreibung. Nach nur einem Jahr liegen die Zuschläge im Jahr 2018 damit um 10 % höher als zu Beginn des Ausschreibesystems.  
Als weiteres Beispiel kann der Regelenergiemarkt in Österreich herangezogen werden. Durch die Umstellung der Bewirtschaftung auf ein Ausschreibesystem explodierten die Preise. Eine geringe Anzahl von Marktteilnehmern, die eine detaillierte Kenntnis voneinander haben, konnten so die Preise strategisch nach oben treiben. Die Preise konnten nur durch die Beteiligung von deutschen Kraftwerken reduziert werden. Seit der Preiszonentrennung des deutsch-österreichischen Strommarktes zeigt die Preisentwicklung wieder stark nach oben. Bei der Windkraft in Österreich ist ein ähnliches Bild zu sehen. Wenige Akteure, die detaillierte Kenntnis voneinander haben und mitunter stark verflochten sind, bestimmen den Markt. In dieser Marktsituation ist es wahrscheinlich, dass es zu strategischem Bieterverhalten kommt und die Gebotspreise nach oben gehen.

Gerade angesichts der weitgehenden Verflechtungen der österreichischen Energiewirtschaft (insbesondere der Windkraftbranche) muss ein besonderes Augenmerk auf diese Argumente liegen.<sup>5</sup>

<sup>4</sup> Zur österreichischen Marktstruktur und den Akteuren im Windenergiemarkt vgl. IZES: „Kontextbedingungen für die mögliche Einführung von Ausschreibungen für Windenergie an Land in Österreich“, 30.04.2018

<sup>5</sup> Stromfilz Österreich (Global2000, eigene Darstellung)



**Grundsätzlich ist es für Ausschreibesysteme entscheidend, dass alle möglichen Anbieter zu diskriminierungsfreien Bedingungen teilnehmen können.** Aufgrund der Marktsituation in Österreich ist zu hinterfragen, ob dies der Fall wäre. Die **Eigentümerstruktur** im Bereich erneuerbarer Energien ist historisch betrachtet sehr heterogen. Einer größeren Zahl kleinerer Erzeuger stehen ehemalige Landesenergieversorger gegenüber, die in vertikal integrierten Unternehmen zusammengefasst sind. Aus dieser vertikal integrierten Position ergeben sich eine Reihe von Vorteilen für die Finanzierung (zB besseres Rating) sowohl der laufenden Kosten als auch der einmaligen Investitionskosten. Diskriminierungsfreie Bedingungen für alle Akteure sind schon allein dadurch nicht mehr gegeben. Die im Zuge der Liberalisierung entstandenen unabhängigen Energieerzeuger stehen insofern den großteils noch immer in öffentlicher Hand befindlichen Energieversorgern gegenüber, deren Finanzierungsstruktur durch die öffentliche Hand aber auch durch das Netzbetreibermonopol abgesichert ist. Die sich dadurch ergebenden Vorteile bei einer Ausschreibung liegen auf der Hand.

Bei Ausschreibungen stellt das Angebot der Anbieter auf die erzeugte Kilowattstunde ab. Wesentliche Bestandteile davon sind Fixkosten, die sich etwa durch gesetzliche und regulatorische Umstände ergeben. Beispielsweise Netzkosten für Erzeuger: Die laufenden Kosten für diese Entgeltkomponenten betragen rund 0,5 ct/kWh. Darüber hinaus fallen beim Netzanschluss einmalige Kosten von rund 12 % (bis zu 15 %) der Gesamtinvestitionskosten an (abhängig von Netzbetreiber und Technologie). Bei der Finanzierung aber auch bei der Gebotsstruktur stellt das einen unbotmäßigen Vorteil dar, da im Zuge einer

Poolfinanzierung von vertikal integrierten Energieversorgern große Anteile wieder zurück in die Unternehmensstruktur fließen. Diese Umstände ermöglichen, dass ein strategisch niedriges Gebot abgegeben werden kann (da ein Teil der Gebotskosten wieder zurückfließt).

- **Nur wenige Vorhaben würden verwirklicht (explizit genannt wird Vermeidung der Unterbietung; Rn. 126 c)**

Die Realisierungsrate wird maßgeblich dadurch beeinflusst, wie Unternehmen Risiken aber auch die langfristige Kosten- und Erlösentwicklung in ihren Geboten abschätzen können. Aufgrund der hohen Unsicherheiten bei der Beurteilung des Projektes, des Marktes und der Strompreis- und CO<sub>2</sub>-Preisentwicklung ist das Risiko einer Fehleinschätzung sehr hoch. Eine Einschätzung der Situation in der Zukunft ist aber von essentieller Bedeutung, weil das Gebot für eine Umsetzung des Projektes in den nächsten Jahren abgegeben wird. Dass dies in Ausschreibungssituationen immer wieder vorkommt, ist sehr leicht in der Analyse der durchgeführten Ausschreibungen feststellbar.<sup>6</sup>

Hier ist außerdem zu berücksichtigen, dass die Entwicklung einzelner Kostenkomponenten ein erhöhtes Risiko für unabhängige Unternehmen darstellt. So ist beispielsweise das Netzanschlussentgelt von EUR 100.000/MW im Jahr 2010 auf mindestens EUR 135.000/MW im Jahr 2013 angehoben worden. Das Entgelt wird vom Verteilnetzbetreiber eingehoben und stellt so, je nach Netzgebiet, ein Einkommen für das vertikal integrierte Unternehmen dar. Gleichzeitig muss das unternehmerische Risiko für solche Kostenentwicklungen bei der Finanzierung berücksichtigt werden. Auch politische und regulatorische Risiken<sup>7</sup> können aufgrund der Verflechtung von öffentlicher Hand mit öffentlichen Unternehmen bei letzteren wesentlich moderater bewertet werden als bei privaten Unternehmen. Insofern müssen private Unternehmen ein höheres Finanzierungsrisiko abfedern, indem sie eine geringere Rendite in Kauf nehmen, was wiederum die Realisierung gefährdet, da kurzfristige Kostenveränderungen bzw. absehbare Probleme bei der langfristigen Refinanzierung am Markt die Realisierung selbst beeinträchtigen. Gerade diese privaten und oft von BürgerInnen getragenen Unternehmen sind aber für die Realisierung der Energiewende von essentieller Bedeutung.

- **Ausschreibungen können in der Praxis nicht die effizienteste Preisbildung gewährleisten**  
Sowohl in Studien (Stromzukunft Österreich 2030)<sup>8</sup> als auch in der Praxis hat sich gezeigt, dass die Gebotsfestsetzung mittel administrativer Vergabe oft die effizientere Variante für den Fördergeber darstellt, dies insbesondere bei Windkraft. Gerade auch der Vergleich der Angebotspreise der deutschen Ausschreibung mit den in Österreich administrativ festgesetzten Einspeisevergütungen zeigt deutlich, dass bereits heute die österreichischen Einspeisetarife klar unterhalb der deutschen Angebotspreise zu liegen kommen, wenn man die unterschiedlichen Förderlaufzeiten und national stark divergierenden politischen Rahmenbedingungen berücksichtigt ((Förderung nur für 13 statt 20 Jahre, zusätzliche Kosten für Netzausbau, Netzanschluss, Netznutzung und Systemdienstleistung, höhere Finanzierungskosten in Österreich).

**Folgende Ergebnisse sind unter den oben stehenden Prämissen zu erwarten:**

- Einzelne Unternehmen können strategische Vorteile bei Geboten ausnutzen und so Mitbewerber mittel- bis langfristig aus dem Markt drängen  
→ geringerer Wettbewerb, Deliberalisierung, geringere Partizipation, Monopolisierung
- Unternehmen mit Staatsbeteiligung bzw. vertikal integrierte Unternehmen erzielen Windfall Profits  
→ ineffiziente Ausschreibung
- Durch Gegenmaßnahmen (etwa niedrig oder nicht verzinste Kredite für unabhängige Unternehmen) stellt sich ein höheres Gebotsniveau ein als sinnvoll

<sup>6</sup> IZES Studie: [https://www.igwindkraft.at/?mdoc\\_id=1038666](https://www.igwindkraft.at/?mdoc_id=1038666)

<sup>7</sup> Noothout et. al (2016); The impact of risks in renewable energy investments and the role of smart policies, DiaCore

<sup>8</sup> Haas et al (2017); Stromzukunft Österreich 2030- Analyse der Erfordernisse und Konsequenzen eines ambitionierten Ausbaus erneuerbarer Energien

[https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=2&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKEwjKj8zt\\_5TfAhUCXCwKHRm1BsEQFjABegQICRAC&url=https%3A%2F%2Fwww.igwindkraft.at%2Fmmedia%2Fdownload%2F2017.07.10%2F1499698755049626.pdf&usq=AOvVaw1li8Bu90e4VMXf1v4TKWsN](https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=2&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKEwjKj8zt_5TfAhUCXCwKHRm1BsEQFjABegQICRAC&url=https%3A%2F%2Fwww.igwindkraft.at%2Fmmedia%2Fdownload%2F2017.07.10%2F1499698755049626.pdf&usq=AOvVaw1li8Bu90e4VMXf1v4TKWsN)

ECOFYS und der TU Wien (2016); Fördersysteme für erneuerbare Energien in Österreich

- Vergabe mittels administrativ festgesetzter Preise bringt im Endeffekt effizientere Förderungen für Österreich

**Aus all diesen Gründen ist von Ausschreibungen zur Fördervergabe bei Windkraft unter Berufung auf die Ausnahmemöglichkeit laut Rn. 126 a bis c abzusehen.**

### **2.3. Keine Ausschreibungen für Wartelisten-Abbau**

**Das oben Gesagte gilt ganz besonders auch für den geplanten Wartelisten-Abbau. Hier gelten all die angeführten Argumente ganz besonders** (wenige Akteure; starke Verflechtung der Branche). Außerdem ist zu unterstreichen, dass zu diesem Zeitpunkt kaum mehr Möglichkeiten bestehen, Kostensenkungen zu erreichen, wenn (für Betreiber und Behörden) aufwendige und kostspielige Umplanungen vermieden werden sollen. Weiters ist das Vertrauen der Investoren zu schützen. Aufgrund der steigenden Marktpreise und damit größerer Volumina für Neuverträge könnte bis 2021 die gesamte Windkraft-Warteschlange abgebaut werden.

### **2.4. Ausnahmemöglichkeit für kleinere Windprojekte**

**Die State Aid Guidelines 2014-2020 sehen auch eine grundsätzliche Ausnahmemöglichkeit für kleinere Windprojekte vor (Leistung von weniger als „6 MW oder 6 Erzeugungseinheiten“), von der jedenfalls Gebrauch gemacht werden sollte.** Auch die RED II ermöglicht Ausnahmen für Klein- und Demonstrationsanlagen. Erwägungsgrund 16 RED II referenziert hinsichtlich der Kleinanlagen auf die State Aid Guidelines, sodass WKA unter 6 MW bzw. 6 Erzeugungseinheiten nicht ausschreibungspflichtig sind. In der Vergangenheit hat die Kommission die Leitlinien so interpretiert, dass bezüglich Leistung dieser 6 Windkraftanlagen auf durchschnittlich große Erzeugungseinheiten abgestellt wurde. Angesichts der aktuellen Marktentwicklung könnte man hier eine Ausnahme von der Ausschreibungspflicht für Windprojekte mit bis zu 6 Windkraftanlagen mit jeweils maximal 6 MW schaffen.

### **2.5. Sonderfall Repowering**

Grundsätzlich ist darauf hinzuweisen, dass ein Repowering von Windparks nicht mit der Revitalisierung bei Wasserkraftwerken vergleichbar ist. Bei Windkraftanlagen geht man von einer Lebensdauer von 20 Jahren aus, nach Abbau der Windkraftanlagen kann in der Regel sehr wenig bei Installation neuer moderner Anlagen genützt werden.

Bezüglich der geplanten **Sonderbehandlung von Repowering muss daher festgehalten werden, dass Repoweringprojekte zumeist keine relevanten Kostenvorteile im Vergleich zu Neuprojekten** auf der grünen Wiese haben. Bestehende Infrastruktur kann nur im geringen Maße genutzt werden. Alle Anlagenteile der bestehenden Windräder müssen abgebaut und entsorgt werden. Auch das Fundament muss weggeschremmt werden und kann für die neuen Windräder nicht zur Verfügung stehen. Die Zuwegung muss zu einem großen Teil neu errichtet werden, da die neuen Windräder auf Grund ihrer Größe ganz andere Standorte im bestehenden Windpark nützen müssen. Lediglich einzelne Ableitungen des alten Windparks können zum Teil verwendet werden. Die Planung des Repowering-Windparks unterscheidet sich in keiner Weise von Neuprojekten auf der grünen Wiese, in der Regel ist sie umfangreicher als die Planung des Ursprungsprojektes. Die Kostenunterschiede zwischen Neuprojekten sind oft deutlich höher als jene zwischen Neuprojekt und einem Repoweringprojekt. **Ausschreibungen für Repowering-Projekte sind daher abzulehnen.**

## **3. 100 % Erneuerbare im Strombereich bedeuten Ausbaubedarf von 28 bis 33 TWh**

Um bei einem prognostizierten Stromverbrauch im Jahr 2030 von 80 bis 85 TWh 100 % Strom aus erneuerbaren Energien erreichen zu können, bedarf es des zusätzlichen Ausbaus von 28 bis 33 TWh und nicht nur von rund 22 bis 27 TWh (wie im Ministerratsvortrag vorgesehen). Dies deswegen, weil es nicht sachgerecht ist, die industrielle, fossil erzeugte Strommenge nicht in die Berechnung einzubeziehen. Das soll

aber selbstverständlich kein Verbot für die industrielle, fossile Eigenstromerzeugung sein, hierbei geht es allein um die Berechnung der Zielvorgaben.

**Das 2030-Ziel ist durch einen Zielerreichungspfad und klare Mengenziele für die einzelnen Technologien zu substantiieren.** Das bedeutet für die Windkraft: Aktuell sind Mitte 2018 Windkraftanlagen mit rund 3.000 MW in Betrieb, welche rund 7 Mrd. kWh (= 7 TWh) Strom jährlich erzeugen können. Bis 2030 besteht in Österreich ein realisierbares Windpotential von rund 7.500 MW (ca. 22,5 TWh), vgl. dazu die Studie „Das realisierbare Windpotential Österreichs für 2020 und 2030“ aus 2014 und „Neubewertung des Potentials zur Nutzung der Windkraft in Österreich bis zum Jahr 2030“ vom März 2018.<sup>9</sup> In der Periode bis zum Jahr 2030 wird es zu einer relevanten Erneuerung des Bestandes an älteren Anlagen kommen (Repowering). Diese Erneuerung ist mit einer Leistungs- und Ertragssteigerung an den Bestandsstandorten verbunden. Dies muss aber beim angestrebten jährlichen Ausbau berücksichtigt werden. **Bis 2030 benötigt es daher einen Bruttoausbau von rund 500 MW Windkraftleistung pro Jahr.**

Derzeit sind nach wie vor 170 Windräder mit einer Leistung von 500 MW fertig genehmigt und warten seit Jahren auf die Umsetzungsmöglichkeit. Damit der forcierte Ausbau der Windkraft bereits jetzt beginnen kann, sollte diesen Anlagen sofort die Umsetzung ermöglicht werden. Allein diese Windräder würden den Anteil erneuerbarer Stromerzeugung um 2 TWh erhöhen und ein Investitionsvolumen von 1 Milliarde Euro freisetzen.

#### 4. Systemverantwortung

Die Windkraft bekennt sich zur Übernahme von Systemverantwortung. Bereits jetzt wird der Großteil der nach Ablauf der Förderperiode erzeugten Windenergie am freien Markt verkauft und der Großteil der Anlagen ist fernsteuerbar. Ende 2018 sind bereits 800 MW Windkraftleistung auf dem freien Strommarkt aktiv, was rund einem Viertel der gesamten österreichischen Windkraftleistung entspricht. Weiters streben die Windenergieerzeuger eine Teilnahme am Ausgleichs- und Regenergiemarkt an, und es ist erforderlich, hier Markteintrittsbarrieren zu reduzieren. **Es muss selbstverständlich sein, dass all diese Leistungen auch entgolten werden**, wie es auch die derzeitige Rechtslage im EIWOG 2010 und der Netzengpassverordnung vorsieht. Es geht nicht an, dass Netzbetreiber Windkraftanlagen im Regelbetrieb beliebig steuern können, sondern dies nur in Notfallsituationen und jedenfalls gegen Entgelt.

Konkret ist für die Vermarktung von Windstrom beispielsweise die Möglichkeit eines Zugangs zu einem funktionierenden und liquiden kurzfristigen Viertelstundenhandel unerlässlich. Die Referenz kann hier entweder die EPEX Spot in Paris sein oder durch die Einführung eines Viertelstundenhandels an der EXAA in Wien geschaffen werden. Ebenso müssen die Regel- und Ausgleichsenergiekosten in Österreich auf das deutlich niedrigere Niveau vergleichbarer Länder gesenkt werden und die diskriminierende Kostenbelastung durch Netzentgelte für Erzeuger beseitigt werden. Die Möglichkeiten, Strom selbst direkt an Kunden zu verkaufen, sollen möglichst ausgeweitet werden. **Eine Verpflichtung, Strom nur über die Strombörse zu vermarkten, wird abgelehnt.**

#### Zum Ausgleichs- und Regenergiemarkt:

Wir erachten eine nachvollziehbare und transparente Umsetzung der Energy Balancing Guideline (GLEB) als ein wichtiges Element zur Neugestaltung des EIWOG 2010 und zur Förderung der erneuerbaren Energieträger. Zentral ist dabei der systematische Umgang mit dem Auflaufen von Mehrerlösen auf dem sogenannten „Sonderkonto“ der APG. Das Auflaufen von Mehrerlösen soll nämlich durch ein Rückverrechnungsmodell im Rahmen des monatlichen Clearings (15 Minuten oder 24h Intervalle) zu Gunsten der Bilanzgruppen verhindert werden. Dadurch wird der „Echtzeitwert“ der Energie abgebildet (was von der GLEB gefordert wird) und die Bildung von vielen Millionen Euro an Mehrerlösen auf dem Sonderkonto vermieden.

Weiters ist eine volle Teilnahme der Windkraft an den neuen Regenergiemärkten gefordert: Bei der Umstellung der Ausgleichs- und Regenergiemärkte muss eine optimale, gleichberechtigte und vollumfängliche Teilnahme der Windkraft sichergestellt werden. Die Regelungen müssen

<sup>9</sup> Abrufbar unter <https://www.igwindkraft.at/mmedia/download/2014.09.17/1410964769070667.pdf>  
<https://www.igwindkraft.at/mmedia/download/2018.03.25/1521959900777224.pdf>



dahingehend geändert werden um die volkswirtschaftlich und betriebswirtschaftlich zu sehr geringen Kosten bereitstellbare Regelleistung der Windkraft in den Märkten nutzbar zu machen. Insbesondere sollte die nicht erforderliche 100 % Verfügbarkeit (1 zu 1 Bereitstellung) als Anforderung abgeschwächt werden, um eine größere Marktteilnahme gewährleisten zu können. Wichtig ist die gesetzliche Verankerung, dass die Regelung regelmäßig zu evaluieren und zu verbessern ist, mit dem Ziel, dass sich möglichst viele Technologien beteiligen können, und dass Pläne diesbezüglich vom Ministerium vorzulegen sind.

**Zum Thema negative Preise:** Vordergründig scheint eine Regelung, die verhindert, dass sich zu viel Strom im Stromnetz befindet, zu begrüßen. Das System der negativen Preise hat aber in der Praxis einige Umsetzungsschwierigkeiten. Die in Deutschland gewählte Variante, dass ab einer Phase von 6 Stunden negativer Preise die Auszahlung der Prämie entfällt, hat zu der Situation geführt, dass dadurch die Windkraftwerke trotz Wind abgeregelt werden, die Kohlekraftwerke aber ohne Reduktion der Stromerzeugung durchlaufen. Dies ist deshalb der Fall, weil die Kohlekraftwerke ihren Strom bereits verkauft haben und ihr Ergebnis am Spotmarkt der Börse nur mehr optimieren. Dadurch geht viel erneuerbarer Strom verloren. Die Idee, dass negative Preise die konventionelle Stromproduktion bei Überkapazität aus dem Markt drängen, gelingt mit diesem Marktsystem nicht. In Deutschland ist gut erkennbar, dass die großen Windkraftmengen, die bei negativen Preisen von rund 60 €/MWh den Betrieb einstellen, ein weiteres Absinken der Strompreise auf hohe negative Spitzen verhindern. Das Ziel bei Einführung der negativen Preise vor rund 10 Jahren an den Strombörsen, klare Signale an die fossile Erzeugung zu geben und auch Signale an Großverbraucher (zur Anpassung ihres Verbrauchsverhaltens) zu senden, ist damit drastisch abgeschwächt. **Diese gekappten Spitzen der negativen Preise und die nicht erzeugten Strommengen mit sehr geringen variablen Kosten beeinflussen außerdem deutlich negativ die Wirtschaftlichkeit neuer Speicherkraftwerke, Batteriespeicher oder Wasserstoffproduktionseinheiten.**

Durch die Strommarktrennung kommt noch einen Aspekt dazu, der die **Netzsicherheit gefährdet**. Führen wir in Österreich ein ähnliches System wie in Deutschland ein, und reizen damit an, dass die Windkraftwerke vom Netz gehen in Phasen von negativen Preisen, dann bedeutet dies aber, dass in Ostösterreich, in einem eng begrenztem Bereich, ganz plötzlich mehr als 2000 MW Leistung plötzlich vom Netz gehen, weil alle Windräder auf den negativen Strompreis reagieren und die Stromproduktion einstellen, obwohl diese Erzeugung in Ostösterreich zu diesem Zeitpunkt für die Versorgungssicherheit erforderlich ist.

**Betreffend Herkunftsnachweise:** hier muss gewährleistet sein, dass die Herkunftsnachweise auch tatsächlich dem Erzeuger zugeteilt werden und dieser darüber verfügen kann.

## 5. Differenziertes Tarifmodell zur Berücksichtigung des Standortes

Die Windkraftentwicklung in Österreich hat sich bisher auf die Standorte mit den höchsten Winderträgen konzentriert. Daher ist der durchschnittliche österreichische Windstandort ertragreicher als der durchschnittliche Standort im Binnenland vergleichbarer Länder (Deutschland, Frankreich etc.). Die IG Windkraft schlägt die Einbindung einer Differenzierung nach Standortqualität in einem neuen Fördersystem vor. Dies dient auch der effizienten Vergabe der Fördermittel, da die Höhe der Förderung an die Ertragskraft der einzelnen Standorte angepasst ist. Aufgrund der starken Konzentration des Windkraftausbaus in Österreich ist eine größere Verteilung anzustreben. Um große Ausbaumengen als wichtigen Beitrag zum 100 % Ziel 2030 zu erreichen, braucht es klare Entwicklungsperspektiven für unterschiedliche Standorte. Eine breitere Verteilung des Windkraftausbaus reduziert die Netzausbauanforderungen und wirkt sich auch auf den Netzbetrieb durch eine verteilte Windstromproduktion positiv aus. Somit gibt es volkswirtschaftlich gesehen einen günstigeren Ausbaupfad.

Auch für die lokale Akzeptanz der örtlichen Bevölkerung ist eine Verteilung des Windkraftausbaus unerlässlich, somit sind die positiven Effekte auf die regionale Wertschöpfung und Arbeitsplätze größer verteilt. Die etwas windschwächeren Standorte, welche mit einem differenzierenden Fördersystem erschlossen werden, sind im europäischen Vergleich trotzdem hervorragende Windkraftstandorte. Selbst jene Standorte mit geringeren Erträgen kommen noch auf Strommengen, die 2000 Haushalte pro Windrad versorgen können und können

daher noch immer als sehr effiziente Stromerzeugung angesehen werden. Insgesamt, auch in Hinblick auf den erneuerbaren Gesamtmix, kommt es so zu einer effizienten Fördermittelvergabe.<sup>10</sup>

## **6. Rechtssicherheit für bestehende Anlagen und Projekte in der Warteschlange**

Für bestehende Anlagen und für bereits bei der OeMAG beantragte Projekte bedarf es klarer Übergangsbestimmungen, wie das auch in anderen Ländern bei der Fördersystemumstellung üblich ist:

- Abbau der Warteschlange bereits bewilligter und bei der OeMAG beantragter Projekte noch im bestehenden Einspeisetarif-System<sup>11</sup>
- Wahlrecht für bestehende Anlagen ins neue Fördersystem
- Wahlrecht für bei der OeMAG beantragte Projekte

## **7. Etablierung erneuerbarer Energiegemeinschaften und kleinräumige Netznutzung**

Sehr positiv zu bewerten sind die geplanten Ansätze zur Partizipation der Bevölkerung, Ermöglichung einer kleinräumigen Netznutzung sowie verstärkten Sektorkopplung:

- Bemühungen um eine verstärkte Sektorkopplung
- Etablierung erneuerbarer Energiegemeinschaften
- Etablierung lokaler Netzstrukturen und Schaffung eines Ortstarifs
- Verpflichtende integrierte Netzinfrastrukturpläne

<sup>10</sup> Vgl. dazu Hans Winkelmeier, Präsentation vom 24.01.2019 zu einem standortdifferenzierten Fördermodell, auf [www.igwindkraft.at/standort](http://www.igwindkraft.at/standort)

<sup>11</sup> Zur rechtlichen Zulässigkeit vgl. Memorandum CHSH vom 20.12.2018: „Bewertung aktueller Fragen zur Ökostromförderung“, Seite 12.

## Mehr Windkraft für Österreich

Heute sind in Österreich Windkraftanlagen mit rund 3000 MW Leistung in Betrieb und liefern rund 7 Mrd. Kilowattstunden. Bis 2030 kann die Windkraft in Österreich auf 7.500 MW Leistung ausgebaut werden, diese Anlagen könnten eine jährliche Strommenge von 22,5 TWh erzeugen. Somit kann die Stromproduktion aus Windkraft verdreifacht werden, die Windkraft wird damit den größten Beitrag zur Erreichung des 100 %-Ziels bis 2030 leisten. Dafür braucht es ab 2020 einen jährlichen Windkraft-Ausbau von 120 Anlagen mit rund 500 MW Leistung.

Seit 2014 geht der Windkraftausbau jedoch kontinuierlich zurück, von über 400 MW im Jahr 2014 auf nur 230 MW 2018. Die kleine Ökostromnovelle 2017 verhinderte nur ein dramatisches Absinken des weiteren Ausbaus, führte aber nicht zu einer deutlichen Steigerung. Der Strom von ca. 800 MW Windkraftleistung wird bereits am allgemeinen Strommarkt vermarktet, da ihre Förderzeit ausgelaufen ist. Diese Anlagen werden nicht mehr gefördert, produzieren aber weiterhin sauberen Strom.

Derzeit sind rund neue 170 Windkraftanlagen mit rund 500 MW Leistung behördlich bewilligt und haben bei der Ökostromabwicklungsstelle OeMAG Förderanträge gestellt. Damit der forcierte Ausbau der Windkraft bereits jetzt schon beginnen kann, sollte diesen Anlagen bereits jetzt die Umsetzung ermöglicht werden. Allein diese Windräder würden den Anteil erneuerbarer Stromerzeugung um 2 TWh erhöhen und ein Investitionsvolumen von 1 Milliarde Euro freisetzen.

### Klimaschutzabkommen von Paris

Mit dem Pariser Klimaabkommen verpflichtet sich Österreich, bis 2050 die Energiewende umgesetzt zu haben und die CO<sub>2</sub>-Emissionen komplett zu beenden. Da derzeit erst ein Drittel des Energieverbrauches und nur zwei Drittel des Stromverbrauches durch erneuerbare Energien bereitgestellt werden, bedeutet das Pariser Klimaschutzabkommen selbst bei einer Energieverbrauchsreduktion um 50% mehr als eine Verdoppelung der bestehenden erneuerbaren Erzeugungskapazität.

### Noch immer keine Integration externer Kosten

Große Förderungen für fossile Energie und Atomenergie verzerren seit Jahren den Markt. Trotz wiederholter Aussagen der EU-Politik findet diese Forderung bis jetzt kaum Eingang in die gesetzlichen Vorgaben. Daher ist auch in den nächsten Jahren mit der Subvention von Kohle-, Gas- und Atomkraftwerken und der Übertragung von externen Kosten auf die Allgemeinheit zu rechnen (Kapazitätsmärkte in hohem Ausmaß in vielen Ländern für Kohle-, Gas- und Atomkraftwerke neu bewilligt, Regeln des Marktdesigns etc.). Nur deswegen sind Förderungen für erneuerbare Energien erforderlich.

### Hohe Importabhängigkeit

Aktuell werden in Österreich 10 bis 15 % des Stromverbrauchs durch Stromimporte gedeckt. Der Strom kam vorwiegend aus Tschechien und Deutschland, welche beide hohe Anteile an Kohle- und Atomstrom haben. Durch den gestiegenen Stromimport hat sich die Umweltbilanz unserer Stromversorgung stark verschlechtert.

### Heimische Investitionen und Wertschöpfung

Der Windkraftausbau generiert hohe Investitionen, regionale Wertschöpfung und Arbeitsplätze, und sichert saubere, heimische Stromproduktion. Daher macht verstärkter Windkraftausbau aus wirtschaftlicher und umweltpolitischer Sicht gerade jetzt Sinn.

Mit dem bestehenden Ökostromgesetz konnten bis jetzt durch den Ausbau der Windkraft mehr als 3 Mrd. Euro an Investitionen angereizt werden. 4.500 Jobs gibt es in der heimischen Windkraftbranche.