

## Der Vorstand



Wirtschaftsverband Windkraftwerke e.V. – Mardalstraße 9 – 30559 Hannover

An

Die Deutsche Energie Agentur - dena

Nur per E-Mail an:

[pkns@dena.de](mailto:pkns@dena.de)

### Geschäftsstelle:

Mardalstraße 9  
30559 Hannover  
Tel.: 05121 – 935 60 80  
E-Mail: [info@wvwindkraft.de](mailto:info@wvwindkraft.de)  
Lobbyregister: R001043

### Vorstand:

Lothar Schulze, *Vorsitzender*  
Udo Paschedag, *Stellvertreter*  
Nils Niescken, *Schatzmeister*  
Curtis Briggs  
Karl Detlef  
Fritz Laabs

### Ehrenvorsitz:

Dr. Wolfgang von Geldern

06.09.2024

## **Konsultationsbeitrag des Wirtschaftsverbands Windkraftwerke e. V. zur Umfrage zum BMWK-Papier „Das Strommarktdesign der Zukunft – Optionen für ein sicheres, bezahlbares und nachhaltiges Stromsystem“ (Strommarktpapier)**

Sehr geehrte Damen und Herren,

neben der Teilnahme an der online-Konsultation zur Umfrage zum BMWK-Papier „Das Strommarktdesign der Zukunft – Optionen für ein sicheres, bezahlbares und nachhaltiges Stromsystem“ (Strommarktpapier) richtet der WVW die folgende Stellungnahme an die dena als Beitrag zur Plattform klimaneutrales Strommarktdesign. Einer Veröffentlichung und Verbreitung unserer Stellungnahme im Internet oder in gedruckter Form stimmen wir zu. Der Wirtschaftsverband Windkraftwerke e. V. ist im Lobbyregister unter der Nummer R001043 registriert.

### **1. Vorbemerkung**

Der Wirtschaftsverband Windkraftwerke e.V. begrüßt grundsätzlich, dass mit dem Optionenpapier des BMWKs die Debatte um die Ausgestaltung des Strommarktdesigns in Deutschland anhand von spezifischen Vorschlägen konkretisiert wird, insbesondere da aufgrund der europäischen Vorgaben Handlungsbedarf zur Umgestaltung des bisherigen Fördermechanismus noch vor 2027 besteht. Insbesondere bei den Handlungsfeldern Flexibilität und steuerbare Kapazitäten sehen wir einen großen Handlungsbedarf, um ein zukünftiges, vollständig durch erneuerbare Energien versorgtes und klimaneutrales Stromsystem kostengünstig, effizient und sicher aufstellen und steuern zu können. Dabei bedingen sich ein funktionierender Strommarkt und ein effektiv genutztes und verstärktes Stromnetz gegenseitig. Auf die aus unserer Sicht entscheidenden Ansätze für eine stärkere Auslastung des bestehenden Stromnetzes gehen wir in dieser Stellungnahme ein.

Im Handlungsfeld „Investitionsrahmen für erneuerbare Energien“ liegt die Hauptaufgabe darin, den zukünftigen Ausbau- und Strommengenpfad kostengünstig und entsprechend der gesetzlich festgelegten Ziele sicherzustellen.

Dies ist am besten mit möglichst geringen Änderungen am bisherigen Vergütungs- und Fördermechanismus und den zahlreichen eingespielten Prozessen und Abläufen möglich. Das gerade erst anziehende Tempo im Bereich der Genehmigungen und der Inbetriebnahmen insbesondere im Windenergiebereich darf nicht aufs Spiel gesetzt werden. Trotz der bemerkenswerten Steigerungen ist der Ausbau der Windenergie noch nicht auf dem Zielpfad!

Vor größeren systemischen Veränderungen [ohne „Brücken“] warnen wir daher eindringlich! Wir erinnern an die Marktverwerfungen der Jahre 2016 und den Markteinbruch in den Jahren 2017 und 2018, obwohl damals „nur“ eine Festlegung der gleitenden Marktprämie durch Ausschreibungen eingeführt wurde.

Die im Optionenpapier für eine weitere Prüfung und Einführung priorisierten Optionen 3 und 4 würden vollständig neue Regelungen schaffen, die mit vielen bisher etablierten Verfahren und Mechanismen nicht vereinbar wären. Das Papier selber räumt ein, dass es bislang kein erprobtes Verfahren für die Ermittlung der produktionsunabhängigen Referenzerlöse gibt. Vor einer überstürzten Einführung derart weitreichender Änderungen ist dringend zu warnen! Ein massiver Markteinbruch durch Investitionszurückhaltung wäre zu befürchten. Ein großer Teil der heute maßgeblichen Akteure würde nach unserer Einschätzung nicht in der Lage sein, die überwiegend nicht selbst zu beeinflussenden Risiken zu tragen. Die schnelle Einführung von Modellen wie den Optionen 3 und 4 widerspricht daher dem Ziel des Erhalts der Akteursvielfalt und gefährdet damit die Akzeptanz der Windenergienutzung. Um die nötige Ausbaudynamik der erneuerbaren Energien beizubehalten, ist Verlässlichkeit, Kalkulierbarkeit und Planungssicherheit insbesondere für Investitionen der Projektierer und Betreiber entscheidend. Vor diesem Hintergrund muss zwingend sichergestellt werden, dass es zu keinem „Fadenriss“ aufgrund eines nicht ausreichend erprobten neuen Systems beim Investitionsrahmen für erneuerbare Energien kommt.

Die erfolgreiche Erprobung aller Optionen in Reallaboren - von der Ausschreibung bis zu mindestens einem abgeschlossen Betriebsjahr - ist daher Voraussetzung für jede grundlegende Revision des Fördersystems.

Wir halten zeitlich die Erfüllung der Bedingungen der EU-Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung nur mit den Optionen 1 und 2 für realistisch und verantwortlich durchführbar. Da die EU-Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung in Artikel 19 d lediglich einen Abschöpfungsmechanismus bei hohen Strompreisen fordert (zweiseitige Differenzverträge als Investitionsförderung oder gleichwertige Preisstützungssysteme, die Übergewinne vermeiden), ist aus unserer Sicht nicht nachvollziehbar, warum die Optionen 1 und 2 mit geringeren Systemveränderungen nicht weiterverfolgt werden sollen. Zumal Modellrechnungen auf Basis der Preise und Marktwerte im Jahre 2022 zeigen, dass Erlöse damit sehr weitgehend abgeschöpft werden können und Verzerrungen im Handel minimiert werden können.

Ein weitreichender Systemwechsel, wie er den Optionen 3 und 4 entspricht, muss mit Weitsicht vorbereitet und erprobt sein. Insbesondere die Erprobung und Sammlung von belastbaren Erfahrungswerten für eine verträgliche Einführung eines produktionsunabhängigen Modells ohne Fadenriss sehen wir bis 2027 als unrealistisch an.

Vor diesem Hintergrund schlagen wir vor, ab 2027 weiterhin ein produktionsabhängiges Modell festzulegen und damit die europäischen Vorgaben zu erfüllen. Parallel und in der Folge können Reallabore für diese und andere Modelle (wie die Optionen 3 und 4) durchgeführt werden um ggfs. später auf gesicherter Basis und gut vorbereitet in ein produktionsunabhängiges Modell zu wechseln. Der Vergleich der Optionen in Reallaboren sollte für die gleichen Ausschreibungstermine und Betriebsperioden (Wetter! Preise!) erfolgen. Dafür halten wir eine Zeitspanne von mehr als fünf Jahren für erforderlich. Diese evtl. spätere Umstellung sollte jedoch nicht mit den zeitlichen Anforderungen der EU-Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung verknüpft werden.

## **2. Das Wichtigste in Kürze:**

- Weitreichende und tiefgehende Änderungen beim Investitionsrahmen für erneuerbare Energien führen der Erfahrung nach zu großen Unsicherheiten bei Vorhabenträgern Finanzierern und Investoren. Das Risiko eines „Fadenrisses“ und damit einer Gefährdung des Erreichens der Ausbauziele halten wir für sehr hoch. Wir verweisen dabei auf die Marktverwerfungen durch die Einführung von Ausschreibungen im Jahr 2017. Die mit den Optionen 3 und 4 verbundenen Veränderungen wären um Größenordnungen stärker und würden sämtliche etablierte Methoden und bestehenden Auslegungsparameter betreffen. Derart massive Veränderungen dürfen nicht überstürzt eingeführt werden.
- Eine belastbare Testphase für die Optionen 3 und 4 insbesondere im Bereich Realisierung und Betrieb ist bis zum 1.1.2027 realistisch nicht umsetzbar. Daher sollte für 2027 ein produktionsabhängiges Modell das sich maximal nah am bestehenden System orientiert, umgesetzt werden.
- Mit den Optionen 1 und 2 sind die geringsten Systemveränderungen verbunden. Nach unseren Analysen lassen sich mit beiden Optionen die Forderungen der EU-Binnenmarktverordnung nach einem Rückzahlungsmechanismus effektiv erfüllen.
- Investitionssicherheit muss auch in Zeiten hoher Inflation gegeben sein. Dazu sollte ein Inflationsausgleich in die Modelle implementiert werden.
- Bei produktionsunabhängigen Investitionsrahmen werden im Optionenpapier technische und administrative Umsetzbarkeit als zentrale Herausforderung beschrieben und es wird eingeräumt, dass eine Umstellung auf produktionsunabhängige Bemessung im ungünstigsten Fall technisch nicht umsetzbar sein könnte (S.48). Gleichzeitig wird die Aussage getroffen, dass die produktionsabhängigen Optionen nicht weiterverfolgt werden sollen. Da eine zeitnahe Klärung der technischen und administrativen Umsetzbarkeit unwahrscheinlich erscheint, stellt sich die Frage, warum das BMWK (voraussichtlich) nur auf Optionen setzt, deren Umsetzbarkeit Stand heute als nicht gesichert anzusehen ist. Angesichts des unumstrittenen Ziels, einen „Fadenriss“ beim EE-Zubau zu vermeiden, erscheint dieses (voraussichtliche) Vorgehen nicht nachvollziehbar und risikoreich.
- Kapitalkostensenkungseffekte, sowie der Beitrag zum systemdienlichen Anlagenbau in den Optionen 3 und 4 können in der Praxis deutlich geringer ausfallen als im Papier beschrieben bzw. sollten nicht überschätzt werden.

- Um den Ausbau auch an dargebotsschwacher Standorten zu erreichen, sollte in allen Modellen das erprobte Referenzertragsmodell berücksichtigt werden.
- Es bestehen noch viele Unklarheiten bezüglich der Wirkung der Referenzanlage. So können ggf. Anreize entstehen, die zu einer betriebswirtschaftlichen Optimierung, jedoch nicht zu einer volkswirtschaftlich gewünschten Optimierung führen.
- Im Hinblick auf Verzerrungen im Day-ahead- und Intraday-Markt weisen wir daraufhin, dass die faktisch unlimitierte Einspeisung von nicht der Direktvermarktungspflicht unterliegenden Bestands- und Neuanlagen die mit Abstand größte Fehlsteuerung verursachen und die Erneuerbare-Energien-Verordnung prioritär und kurzfristig angepasst werden muss. Verzerrungen von direktvermarkteten Anlagen in den Optionen 1 und 2 sind dagegen sehr gering und können mit dem schon geltenden §51 EEG für die nächsten Jahre hinreichend eingehegt werden.

### **3. Grundsätzliche Aspekte**

#### **3.1 Welche heutigen und zukünftigen Herausforderungen sollen mit dem zukünftigen Strommarktdesign bewältigt werden?**

Die Herausforderungen des zukünftigen Strommarktes mit großen Kapazitäten im Bereich der Erneuerbaren Energien, die sich heute bereits durch stark negative Preise und hohen Redispatchbedarf zeigen, müssen vor allem in den Handlungsfeldern „steuerbare Kapazitäten“ und „Flexibilität“ gelöst werden! Das netz- oder marktbedingte Abregeln von Erzeugungsanlagen sollte die Ausnahme sein (Spitzenkappung).

Es ist unschwer erkennbar, dass das heutige Strommarktsystem im Zusammenspiel mit den steuerbaren Kapazitäten und der bisherigen Betriebsweise des Stromnetzes reformbedürftig ist.

Die zunehmende Anzahl von Stunden mit stark negativen Preisen ist ein eindeutiges Anzeichen, dass der durch das Windangebot und die Einstrahlungsverhältnisse fluktuierenden Produktion aus erneuerbaren Energien nicht die erforderliche Flexibilität im Verbrauch gegenübersteht. Dies gefährdet zunehmend auch die Wirtschaftlichkeit von Projekten, da die nicht vergütete Produktion in Stunden negativer Preise nur unvollständig nachgeholt wird. Hier sollte eine Kompensation auf Basis der Ausfallarbeit erfolgen. Ausfallarbeit ist als eine produktionsunabhängige Referenzproduktion zu ermitteln. Die Implementierung einer analog der Messung für beide Seiten vertrauenswürdigen Ermittlung im Massengeschäft wäre zugleich auch ein Realtest für die wesentlichen Voraussetzung für die Modelle 3 und 4.

Auch die Netzengpässe und der für deren Bewirtschaftung erforderliche Redispatch zeigt die Grenzen des Systems auf. Eine fundamentale Reform der Netzentgeltsystematik in Richtung zeitlich und lokal variabler Preise ist daher notwendig.

Umgekehrt bleibt trotz zunehmender Kapazitäts-Überbauung bei Erneuerbaren Energien die Versorgungssicherheit in Zeiten geringen Wind- und Strahlungsangebots eine Herausforderung, der in den Handlungsfeldern steuerbare Kapazitäten und Flexibilität zu begegnen ist.

Der VVW bezweifelt, dass im Handlungsfeld „Investitionsrahmen für erneuerbare Energien“ große Beiträge für die Lösung dieser Herausforderungen erreicht werden können. Außerdem gibt es alternative Ansätze für die Lösung der Herausforderungen, für die bereits umfangreiche Vorschläge der EE-Branche vorgelegt wurden und die ohne größere Strukturveränderungen im Bereich der Vergütungsmodelle für EE möglich sind:

### **Alternative Lösungsvorschläge:**

Der Bundesverband Erneuerbare Energie hat auf der Grundlage umfangreicher Studien ein alternatives Vergütungsmodell in Form einer Mengenvergütung entwickelt. Dabei wird statt der bisherigen zeitlich festgelegten EEG-Vergütungsdauer eine Strommenge in Höhe der 20-jährigen Produktion festgelegt, für die der Betreiber der Anlage unabhängig von der Zeitdauer der tatsächlichen Produktion einen anzulegenden Vergütungswert erhält. Durch ein Mengenvergütungsmodell entfällt der Anreiz, in Zeiten sehr niedriger oder negativer Stunden einzuspeisen.

Ein weiterer Branchenvorschlag ist die Überbauung von Netzverknüpfungspunkten durch Kombination von Windenergie- und Photovoltaikanlagen.

Insgesamt geht es beim Strommarktdesign aus unserer Sicht vor allem darum, die Kapazitäts- und Auslastungsfaktoren sämtlicher Elemente möglichst kostengünstig, sicher und ohne Systembrüche zu steigern.

Diese alternativen Vorschläge adressieren genau die Herausforderungen, denen im Optionenpapier mit sehr tiefgreifenden Änderungen begegnet werden soll.

Wir schlagen daher vor, die positiven Effekte der genannten Branchenvorschläge näher zu beleuchten und zu entscheiden, wie diese mit den Optionen 1 bis 4 kombiniert werden können.

### **3.2 Stromnetz und Strommarkt müssen zusammenpassen! Das Stromnetz muss in der Lage sein, die Marktmechanismen und -anforderungen technisch-physikalisch abzubilden!**

Das deutsche Stromnetz wird derzeit im Wesentlichen auf Grundlage des präventiven n-1 – Prinzips betrieben. Technische und organisatorischen Möglichkeiten zu einer stärkeren Auslastung der Stromnetze, die der WVV bereits im Jahr 2018 im Gutachten [Studie „Innovative Lösungsansätze zur zeitnahen Überbrückung von Netzengpässen für die ungehinderte Integration von EE-Erzeugern“ – Wirtschaftsverband Windkraftwerke e.V. \(www.windkraft.de\)](#) vorgestellt hat Hochtemperatur-Leiteseile, laststeuernde Elemente, Phasenschieber-Transformatoren, online-Dynamic-Security-Assessment werden bisher nur ansatzweise angewendet. Aus heutiger Sicht ist der Wechsel vom präventiven n-1 Prinzip zu einem kurativen n-1 – Prinzip einer der wesentlichen Schlüssel für eine verstärkte Auslastung der bestehenden Stromnetze. Kurativ bedeutet in diesem Fall, dass die Überlastung von Komponenten durch Messung und digitales Monitoring sowie Steuerung erfasst und die Stabilität nur ereignisbedingt durch kurative Eingriffe in Stromerzeugung, Transport und Lastverschiebung vermieden wird. Dies überregional durch eine zentrale Leitwarte über alle Regelzonen und Spannungsebenen hinweg erheblich Potenziale für eine höhere Kapazitätsauslastung im Stromnetz heben. Das Potential dieser Kapazitätssteigerung liegt nach der Aussage von Experten bei 30 bis 40%!

### **3.3 Welchen Beitrag kann das Handlungsfeld EE-Investitionsrahmen leisten?**

Der Investitionsrahmen für erneuerbare Energien hat aus unserer Sicht die Hauptaufgabe, den Ausbau im Einklang mit den politisch und gesetzlich festgelegten Zielen sicherzustellen. Dabei ist die Stetigkeit des Ausbaus industriepolitisch von hoher Bedeutung, um die Wertschöpfung in Deutschland auch im Bereich der Hersteller zu erhalten und weiterzuentwickeln. Plan- und kalkulierbare Erlöse und die Vermeidung von Risiken sind entscheidend für einen kostengünstigen Ausbau, da die Kapitalkosten einen hohen Anteil an den Gesamtkosten ausmachen und die Betriebskosten relativ niedrig sind. Die bisher üblichen Finanzierungsbedingungen sollten

auch zukünftig tragfähig sein, um einen Fadenriss im Ausbau zu verhindern und die heutige Akteursstruktur im Wesentlichen zu erhalten.

Die im Optionenpapier genannten Anreize für einen systemdienlichen Ausbau und eine effiziente Betriebsweise durch produktionsunabhängige Modelle halten wir für deutlich schwächer bzw. in der Praxis durch andere Effekte überlagert, als es die Beschreibung der Optionen nahelegt. Erneuerbare Energien können im Grundsatz nur negativ geregelt/gesteuert werden, d.h. durch Leistungsreduktion oder Abregelung. Positive Kapazitätseffekte sind nur möglich, wenn die Anlagen in der Masse vorher schon unterhalb ihres aktuellen Erzeugungspotentials betrieben werden. Im Gegenteil sehen wir bei den Optionen 3 und 4 die Gefahr von Fehlansätzen und aus nachvollziehbaren einzelwirtschaftlichen Interessen getriebenen gerade nicht systemdienlichen Auslegungen:

- Flächen werden auch zukünftig knapp sein und in Nutzungskonkurrenz stehen. Für die Standortwahl sind zahlreiche unterschiedliche Kriterien entscheidend. Eine relevante systemgünstige Standortallokation aufgrund der Anreize der Optimierung im zukünftigen System ist daher nur theoretisch denkbar, in der Praxis wird die Standortwahl durch andere Parameter für die Standortwahl entschieden. Daher sehen wir die reale Wirkungsweise der produktionsunabhängigen Modelle auf die systemdienliche Auslegung und Standortwahl sowie einer effizienten Betriebsweise als begrenzt an. Auch wirken das heutige System mit dem Referenzertragsmodell (bundesweiter Ausbau) und die technische Anlagenentwicklung (v.a. höhere Anlagen und größere Rotoren bei unterproportional wachsender Generatorgröße) bereits positiv in Richtung der Steigerung der Kapazitätsauslastung.
- Bei den Optionen 3 und 4 würden sich nach unserer Einschätzung die Optimierungsanreize gegenüber der heutigen Situation vollständig ändern. Aktuell werden Windparks in Konzentrationsgebieten relativ verdichtet geplant und betrieben, um die Gesamtwirtschaftlichkeit zu verbessern und die Gesamt-Stromerzeugung zu maximieren. Umweltbedingte Betriebsauflagen sind die Regel (laut FA Wind und Solar sind mehr als 90% aller Windenergieanlagen von Betriebseinschränkungen betroffen) und werden wie auch die gegenseitige Verschattung im Windpark teilweise durch das Referenzertragsmodell (Standortgütekorrektur) ausgeglichen. In einem zukünftigen Modell gemäß der Optionen 3 oder 4 würde sich eine Windenergieanlage gegen eine Referenzanlage behaupten müssen, die als frei angeströmte Einzelanlage ohne Betriebsauflagen kalkuliert wäre. Um die daraus resultierenden Nachteile (Rückzahlungen nicht nur in Hochpreiszeiten) zu minimieren, müssten die Planer von Windparks ertragsmindernde Effekte vermeiden oder höhere Gebote in der Ausschreibung der Anzulegenden Werte bzw. Kapazitätsszahlungen kalkulieren. Es wären somit verdichtete Windparks und ungünstigere Standorte nicht mehr attraktiv. **Dieser generell wirksame Paradigmenwechsel würde dazu führen, dass Flächen für die Windenergie mit deutlich geringerer Leistungskapazität und mit deutlich geringerem Beitrag zur Erreichung der Strommengenziele genutzt würden. Um dies wiederum zu kompensieren, müssten bundesweit deutlich mehr Flächen für die Windenergie zur Verfügung gestellt werden.** Es ist aus unserer Sicht sehr fraglich, ob dies politisch und gesellschaftlich gewünscht und realistisch machbar ist!

### **3.4 Systemdienliche Anreize im bestehenden Vergütungssystem**

Demgegenüber besitzt das bisherige Vergütungssystem starke Anreize in Richtung Systemdienlichkeit. Durch die Struktur der EEG-Vergütung und das entscheidend wichtige Referenzertragsmodell wird sowohl eine sinnvolle und systemdienliche technische Entwicklung als auch der bundesweite Ausbau angereizt. Letzterer reduziert die erforderlichen überregionalen Transportkapazitäten. Demgegenüber hätte ein mit den Optionen 3 und 4 verbundener möglicher Fehlanreiz, Wind- und Solarenergieanlagen jeweils v.a. an den besonders günstigen, als wind- und strahlungsreichen Standorten zu betreiben, eine massive Steigerung der Transport- und Ausgleichserfordernisse zur Folge. Dies ist zu vermeiden!

Das EEG hat vielfältige positive Wirkungen im Sinne der genannten systemdienlichen technischen Entwicklung angereizt. Windenergieanlagen sind deutlich höher geworden und verfügen über deutlich größere Rotoren. Im Verhältnis zur dadurch gestiegenen Ertragskraft ist die Leistung der Generatoren unterproportional gestiegen. Die jährlichen Vollbenutzungsstunden haben sich dadurch von ca. 1.500 Stunden auf ca. 3.000 Stunden bei neuen Anlagen innerhalb der vergangenen 20 Jahre verdoppelt!

Bei einer Umstellung der Marktmechanismen und der Vergütungsmodelle ist hinsichtlich der Anreize für die technologische Weiterentwicklung auch zu bedenken, dass unterschiedliche Anreize im europäischen Markt zu divergierenden Tendenzen führen, die kostensenkende Skaleneffekte behindern. Dies ist insbesondere im internationalen Wettbewerb z.B. mit China von Bedeutung.

Die mit einem Umstieg auf eine der produktionsunabhängigen Optionen verbundenen zukünftigen Anreize für die technologische Weiterentwicklung sind dagegen bisher nicht abschätzbar. Es besteht nach unserer Einschätzung dabei ebenfalls die Gefahr von Fehlanreizen. Denn eine einzelwirtschaftliche Optimierung führt nicht automatisch zur Systemdienlichkeit und zu Vorteilen für die Energiewende und die Gesamtwirtschaft.

Referenzertragsmodell in jedem Fall erhalten: Das Referenzertragsmodell (REM) im System der gleitenden Marktprämie ist ein bewährtes und unerlässliches Element, um auch Standorte mit niedriger Standortgüte für die Energiewende zu erschließen und damit einen flächendeckenden Ausbau zu erreichen. Das REM ist grundsätzlich mit allen vier Optionen kompatibel und sollte unbedingt übernommen werden, um das Erreichen der Ausbauziele nicht durch den Wegfall dargebotsschwacher Standorte zu gefährden. Die Details eines angepassten REM müssen frühzeitig mit der Branche konsultiert werden, insbesondere für Option 4, da diese als Kapazitätszahlung am weitesten vom aktuellen System abweicht. Ob bei Option 4 auf ein REM verzichtet werden kann, hängt von der Definition der Referenzanlage und der Ausgestaltung der Ausschreibung ab.

### **3.5 Referenzanlagen als Basisrisiko bei den Optionen 3 und 4**

Die Festlegung der Referenzanlage ist im Optionenmodell (noch) nicht exakt beschrieben. Ohne eine genaue Kenntnis der Referenzanlage ist eine Beurteilung der Optionen 3 und 4 nicht belastbar möglich. Denn die Referenzanlage bzw. das Verhältnis der tatsächlich produzierenden Anlage zur Referenzanlage ist das entscheidende und neue Basisrisiko. Dieses

muss zum Zeitpunkt der Ausschreibung für die Betriebsdauer von 20 Jahren und mehr hinreichend sicher eingeschätzt werden können. Ansonsten steigen die Finanzierungskosten und sinken nicht, wie gerade für die Option 4 vom BMWK unterstellt.

Sofern die Referenzanlage übergeordnet festgelegt wird, besteht ein Anreiz, sich gegenüber der Referenzanlage zu optimieren. Es ist unklar, wie heutige Ausgleichsmechanismen z.B. gegenüber Produktionseinschränkungen durch Artenschutzauflagen oder gegenüber Abschattungseffekten im Windpark und durch Nachbarwindparks (aufgrund des Referenzertragsmodells können WEA in Windparks heute relativ dicht aufgestellt werden) im Verhältnis der Ist-Anlage zur Referenzanlage berücksichtigt oder ggfs. kompensiert werden. Es ist weiterhin unklar, welche Folgen eine im Vergleich zur Referenzanlage niedrigere Performance der eigenen Anlage, die durch Wind-(Ertrags-)risiken, geringe technische Verfügbarkeit und zusätzliche Markt-(Erlös-)risiken hat.

Eine anlagenscharfe Referenzanlage würde das Risiko struktureller Benachteiligung vermeiden, wäre aber aus heutiger Sicht mit einem unrealistisch hohen Aufwand verbunden. Das Problem der Berechnung von produktionsunabhängigen Referenzerlösen ist unter dem Begriff der Spitzenabrechnung für Ausfallarbeit im Bereich Einspeisemanagement und Redispatch bzw. in der Direktvermarktung für marktbedingte Abregelungen hinlänglich bekannt. Eine allgemein akzeptierte technische Lösung, die wie die geeichte Messung für tatsächlich produzierte Mengen eingesetzt werden kann, existiert bisher nicht.

Wie müssten Anlagenbetreiber mit den Risiken umgehen? Sie müssten zum Zeitpunkt ihres Ausschreibungsgebotes prognostizieren, wie sich die Performance der eigenen Anlage im Verhältnis zu Referenzanlage entwickeln wird, um die möglichen Nettorückzahlungen einzupreisen. Dabei sind die technische Performance (Anlagenverfügbarkeit, Ausfälle durch Wartungs- und Reparaturarbeiten), die Standortgüte (Windhöflichkeit) und der Parkwirkungsgrad zum Anfangszeitpunkt kalkulierbar. Veränderungen im Umfeld, wie z.B. die Verschlechterung der Windhöflichkeit durch weitere später errichtete Windparks, Betriebsauflagen, das Verhältnis der eigenen Anlage zu späteren Windenergieanlagen bei technologischer Weiterentwicklung. Diesen Risiken ist der Anlagenbetreiber ausgesetzt, ohne dass er irgendwelche produktiven Maßnahmen ergreifen oder sich absichern kann.

Während die produktionsunabhängigen Modelle hinsichtlich der Prämienzahlung zunächst eine große Sicherheit bieten, wird das Risiko der Referenzanlage das Gesamtrisiko nach unserer Einschätzung deutlich erhöhen. Risikoaufschläge von Finanzierungsinstituten und Investoren wären zu erwarten und würden zu höheren Kapitalkosten führen. Die Einpreisung dieser Risiken würde zu einem insgesamt höheren Gebotsniveau führen und damit den Ausbau der erneuerbaren Energien verteuern.

### **3.6 Erstbewertung der Auswirkungen der Optionen 1 bis 4**

Die Optionen 1 und 2 erfordern die geringsten Umstellungen gegenüber dem bisherigen Vergütungsmodell. Gleichzeitig erfüllen sie die Anforderungen der EU an einen Abschöpfungsmechanismus.

Im Zusammenhang mit dem Preisbremsengesetz wurden bereits erste Erfahrung in Deutschland mit einem Modell gemacht, dass Option 1 ähnelt.

Rückmeldungen von Finanzierungsinstituten zeigen, dass diese bei den Optionen 1 und 2 nur die garantierte Vergütungshöhe, also den Floor bei Option 1 und den Strike-Price bei Option 2 als Grundlage der Finanzierung akzeptieren würden. Aus der Perspektive des Investors kann

eine Annahme der Strompreisentwicklung bzw. der Marktwerte bei Option 1 dazu führen, dass Erlöse oberhalb des Floor einkalkuliert bzw. bewertet würden. Dies könnte zu einer etwas niedrigen Gebotshöhe in Option 1 führen. Im Sinne der Begrenzung der Kosten des EE-Ausbau wäre dies positiv zu bewerten. Wir halten den Effekt jedoch für gering, zumal nach unserer Einschätzung nur kapitalstarke Investoren bereit und in der Lage sind, derartige Chancen einzupreisen.

Option 2 vermittelt die größte Klarheit und Einfachheit.

Erforderlich: Inflationsausgleich! Beide Optionen 1 und 2 müssten nach unserer Einschätzung um einen Mechanismus zur Begrenzung von Inflationsrisiken ergänzt werden. In Phasen überdurchschnittlich hoher Inflationsraten sollte berücksichtigt werden, dass bei stark ansteigenden Kosten nicht gleichzeitig die steigenden Erlöse abgeschöpft werden. Hierfür könnten z.B. Schwellenwerte definiert werden, um bei hoher Inflation weiterhin Investitionssicherheit zu gewährleisten. Derartige regulative Planungssicherheit wird von Kapitalmärkten geschätzt und reduziert die Finanzierungskosten.

Wesentlich ist aus unserer Sicht das Verhältnis und mögliche Wechsel zwischen einem CfD nach den Optionen 1 oder 2 und einem marktgetriebenen Ausbau und einer Finanzierung durch PPA. Das Optionenpapier macht dazu keine Aussagen. Nachvollziehbar ist aus unserer Sicht, dass eine opportunitätsgetriebene Optimierung (Rosinen picken) verhindert werden soll. Dennoch wäre es für einen insgesamt wünschenswerten marktnahen Ausbau von Vorteil, wie heute Wechseloptionen zu ermöglichen.

Die Optionen 3 und 4 werden seitens des BMWK als weiter zu prüfen und weiter zu verfolgen bezeichnet. Als Begründung wird lediglich auf die Einigung zur Wachstumsinitiative verwiesen.

Die Modelle scheinen auf den ersten Blick durch die festgelegte produktionsunabhängige Prämienzahlung eine hohe Erlössicherheit zu bieten. Bedingt durch die bereits oben im Abschnitt 3.5 dieser Stellungnahme beschriebenen Risiken im Zusammenhang mit der Referenzanlage sowie Veränderungen im Anlagenumfeld ist die Erlössicherheit insgesamt nach unserer Einschätzung deutlich geringer. Dies ist umso schwerwiegender, als die Risiken überwiegend nicht durch Einflussnahme des Betreibers vermindert werden können.

Nach unserer Einschätzung wäre die Einführung von Vergütungsmodellen gemäß der Optionen 3 oder 4 mit erheblichen Veränderungen nahezu aller etablierter Mechanismen und Abläufe bei Finanzierung, Investition und im Betrieb verbunden. Zum Beispiel stellt sich die Frage, wie die heute übliche Versicherung gegen Betriebsunterbrechungen und dadurch bedingte Ertragsausfälle geregelt werden könnte.

Das Optionenpapier beschreibt das Verhältnis von CfD und PPA hinsichtlich der Abschöpfung nicht und die geht nicht auf mögliche Wechselmöglichkeiten zwischen CfD und PPA während der Betriebsphase der Windenergieanlagen ein. Da die EU-Binnenmarktverordnung bei Nichtinanspruchnahme der Förderung keine Abschöpfung fordert, sollte dies auch in Deutschland so geregelt werden. Wechselmöglichkeiten zwischen CfD und PPA sind für die Investoren bedeutsam und sollten im weiteren Prozess klar entschieden und beantwortet werden.

Es ist nach unserer Ansicht von zentraler Bedeutung, dass auch die Optionen 3 und 4 sich mit den aus Sicht der Systemdienlichkeit vorteilhaften und daher energiewirtschaftlich gewünschten Ziele Möglichkeiten der Überbauung von Netzanschlüssen durch Kombination von Wind- und Photovoltaikanlagen am Netzverknüpfungspunkt und einem anteiligen Eigenverbrauch z.B. von Industrieunternehmen vereinbaren lassen. Wir können zum aktuellen Zeitpunkt die

Vereinbarkeit dieser sinnvollen Ansätze mit den Optionen 3 und 4 nicht abschließend beurteilen. In beiden Fällen entstünden verminderte Einspeisungen im Verhältnis zur Referenzanlage, die potentiell zu Lasten des Betreibers gehen könnten.

### **3.7 Bewertung der zeitlichen Umsetzbarkeit und Erfordernis der Kontinuität für Investitionssicherheit:**

Wie bereits beschrieben bieten produktionsunabhängige Prämienzahlung scheinbar eine hohe Sicherheit für den Ausbau erneuerbaren Energien. Jedoch bestehen bei den im Papier skizzierten Optionen 3 und 4 noch viele offene Fragen vor allem mit Blick auf die Praxisauswirkungen derartig weitreichender Systemumstellung. Das beschriebene Risiko der Festlegung von möglichen Referenzanlage(n) und die möglicherweise begrenzten Chancen, sich gegenüber der Referenzanlage zu behaupten oder zu optimieren, stellen eine große Unbekannte dar. Auch sind die Wirkweise von theoretischen Erlösen und positiven und negativen Markterlösen bisher unklar. Um gefährliche Experimente zu vermeiden und einen möglichen Fadenriss beim Ausbau auszuschließen, ist eine Testphase der neuen Modelle unbedingt erforderlich.

Für die Optionen 3 und 4 ist die Zeitspanne bis 2027 für eine sinnvolle Testphase deutlich zu knapp. Die Sammlung von ersten Erfahrungen durch ein Reallaborgesetz inkl. ersten Ausschreibungen ohne praktische Anwendungserfahrungen kann allein nicht Basis für eine grundlegende Systemumstellung sein. Es müssten auch Erfahrungen in der Realisierung und in der späteren Betriebsphase gesammelt werden. Aktuell liegt die Realisierungsdauer nach Ausschreibungszuschlag jedoch bei mehr als 24 Monaten. Damit ist eine planbare Umstellung basierend auf belastbaren Erfahrungswerten bis 2027 nicht realistisch.

Bestenfalls können erste Ausschreibungen im Rahmen von Reallaboren in der ersten Jahreshälfte erfolgen. Um alle Optionen hinsichtlich ihrer Auswirkungen praktisch vergleichen und bewerten zu können, müssten Reallabore zu allen Optionen durchgeführt werden. Die dann bezuschlagten Projekte stellen dennoch nicht die spätere verbindliche Option dar, da die Teilnehmer während dieser Phase ja auch die Möglichkeit hätten, ihre Projekte in den „normalen“ Ausschreibungen zu platzieren. Die im Rahmen der Reallabore bezuschlagten Projekt müssten dann realisiert werden und mindestens einen ausreichenden Betriebszeitraum erreichen, um Aussagen über ein tatsächlich markt- und systemdienliches Verhalten im Betrieb nachweisen zu können. Aus diesen Zeiträumen ergibt sich nach unserer Einschätzung zwingend, dass die Optionen 3 und 4 nicht vor dem Jahr 2030 in der Breite des Marktes zur Pflicht gemacht werden können.

**Fadenriss vermeiden:** Die massiven Veränderungen bei Planung, Finanzierung, Investition und Betrieb von Windenergieanlagen, die mit einer Einführung von Modellen gemäß Option 3 oder 4 verbunden wären, gefährden die Kontinuität des Ausbaus. Bereits die Einführung von Ausschreibungen im Jahr 2017 mit den Vorzieheffekten (Genehmigungen im Umfang von mehr als 8.000 MW im Dezember 2016) und dem nachfolgenden Markteinbruch hat gezeigt, dass größere Systemumstellungen mit massiven Risiken verbunden sind.

Vor dem Hintergrund der vielen Unbekannten eines Systemwechsels gemäß der Optionen 3 und 4 ist zu erwarten, dass Investoren bei diesen Optionen zunächst höhere Risiken (wie z.B. die Festlegung der Referenzanlage) einpreisen werden, was wiederum entgegen der im Papier genannten Erwartungen zu höheren Kapitalkosten führen würde. Dies gilt zumindest für die Anfangszeit eines möglichen Systemwechsels. Wir bezweifeln daher, dass das Argument

der Senkung der Kapitalkosten wirklich zum Tragen kommt. Darüber hinaus sind die Zinsanforderungen bei EK und FK bei hohen Sicherheiten - wie sie das aktuelle Fördersystem bietet und die auch bei den Optionen 1 und 2 grundsätzlich erhalten bleiben - sehr niedrig und vermutlich durch einen Systemwechsel kaum weiter zu senken.

Modelle hinsichtlich der Risikostrukturen und der Praxistauglichkeit gründlich und intensiv durchleuchten: Massive Veränderungen gegenüber der heutigen gleitenden Marktprämie sind insbesondere bei den Optionen 3 und 4 absehbar, aber hinsichtlich ihrer Wirkungen noch nicht abzusehen. Wie weitreichend die Veränderungen sein können und wie viele ungeklärte Detailfragen bestehen, sei hier am Beispiel der dargestellt. Versicherung für technische Risiken und Produktionsausfälle werden im heutigen System durch Maschinenbruch- und Betriebsausfallversicherungen abgedeckt. Eine Betriebsausfallversicherung erstattet (nach Selbstbehalten) den entgangenen Ertrag mit dem anzulegenden Wert der EEG- Vergütung. Es ist jedoch unklar, wie eine Versicherung den Betriebsausfall bei den Optionen 3 und 4 regulieren würde. Es ist nicht zu erwarten, dass in Hochpreissituationen die hohen Marktwerte erstattet würden, diese wären jedoch wegen der Differenz zur Referenzanlage an den Staat zurückzuführen.

Vor diesem Hintergrund ist eine Erfüllung der Vorgaben der EU-Strommarkt Vorgaben nur mit den Optionen 1 und 2 zeitlich realistisch möglich. Wir schlagen daher vor, bei der Weiterentwicklung des Strommarktdesigns mit Blick auf das Jahr 2027 zunächst eine der beiden Optionen 1 und 2 umzusetzen. Die Prüfung und Weiterentwicklung der Optionen 3 und 4 sollte sorgfältig, durchdacht und gemeinsam mit der Branche der erneuerbaren Energien gründlich vorbereitet werden, um den aus unserer Sicht sonst zu befürchtenden Fadenriss zu vermeiden.

Im Hinblick auf Verzerrungen im Day-ahead- und Intraday-Markt weisen wir daraufhin, dass die faktisch unlimitierte Einspeisung von nicht der Direktvermarktungspflicht unterliegenden Bestands- und Neuanlagen die mit Abstand größte Fehlsteuerung verursachen und die Erneuerbare-Energien-Verordnung prioritär und kurzfristig angepasst werden muss. Verzerrungen von direktvermarkteten Anlagen in den Optionen 1 und 2 sind dagegen sehr gering und können mit dem schon geltenden §51 EEG für die nächsten Jahre hinreichend eingeeht werden.

Für Rückfragen stehen wir Ihnen selbstverständlich jederzeit gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen

**Wirtschaftsverband Windkraftwerke e.V.**



gez. Lothar Schulze

-Vorsitzender des Vorstandes-