



Stellungnahme zu den vorgestellten Optionen für ein sicheres, bezahlbares und nachhaltiges Stromsystem - Beantwortung Konsultationsfragen - Kapitel 3.1

Ansprechpartner

Felix Wächter
Head of Public Affairs
T +49 6732 96 57- 1244
M +49 152 093 318 78
Waechter@juwi.de

Lothar Schulze
Head of Public Affairs
T + 49 511123573-122
M + 49 1622780022
Lothar.schulze@juwi.de

Judith Imer
Head of Public Affairs
T +49 711 90 03 57 87
M +49 174 966 69 84
Judith.imer@juwi.de

5. September 2024

JUWI GmbH
Energie-Allee 1
55286 Wörrstadt

T +49 6732 96 57-0
F +49 6732 96 57-7001

info@juwi.de

Geschäftsführer:
Carsten Bovenschen (Vorsitz)
Christian Arnold
Stephan Hansen

Aufsichtsratsvorsitzender:
Dr. Georg Müller

Die JUWI-Gruppe zählt seit nunmehr annähernd 30 Jahren zu den führenden Spezialisten für erneuerbare Energien und bietet die komplette Projektentwicklung sowie weitere Dienstleistungen rund um Planung, Bau und Betriebsführung von Wind- und Solarenergieprojekten sowie Hybridsystemen mit Speichern für industrielle Anwendungen.

Das Unternehmen gehört zur Mannheimer MVV Energie AG, einem der größten kommunalen Energieversorger Deutschlands. Bislang hat JUWI im Windbereich weltweit mehr als 1.250 Windenergie-Anlagen mit einer Leistung von rund 3.000 Megawatt an rund 250 Standorten realisiert; im Solarsegment sind es rund 2.000 PV-Anlagen mit einer Gesamtleistung von rund 3.850 Megawatt. Für die Realisierung der Energieprojekte hat JUWI insgesamt ein Investitionsvolumen von mehr als zehn Milliarden Euro initiiert.

Grundsätzliches

Die JUWI GmbH begrüßt, dass mit dem Optionenpapier des BMWKs die Debatte, um die Ausgestaltung des Strommarktdesigns in Deutschland anhand von spezifischen Vorschlägen konkretisiert wird. Insbesondere vor dem Hintergrund des Ziels die Stromversorgung auf 100 Prozent erneuerbarer Energien umzustellen, ist klar, dass eine Umstellung der Marktmechanismen im Strommarkt von Nöten ist. Zusätzlich besteht durch europäische Vorgaben Handlungsbedarf zur Umgestaltung des bisherigen Fördermechanismus bis 2027.

Oberste Prämisse einer solchen Umgestaltung muss jedoch sein, die nötige Ausbaudynamik der erneuerbaren Energien beizubehalten. Dafür ist Planungssicherheit insbesondere für Investitionen der Projektierer und Betreiber entscheidend. Es muss zwingend sichergestellt werden, dass es zu keinem „Fadenriss“ aufgrund eines nicht ausreichend erprobten neuen Systems beim Investitionsrahmen für erneuerbare Energien kommt. Ein weitreichender Systemwechsel, wie er den Optionen 3 und 4 entspricht, muss mit Weitsicht vorbereitet und erprobt sein. Insbesondere die Sammlung von belastbaren Erfahrungswerten für eine reibungslose Einführung eines produktionsunabhängigen Modells sehen wir bis 2027 als unrealistisch an. Daher plädieren wir zur Erfüllung der europäischen Vorgaben ab 2027 weiterhin ein produktionsabhängiges Modell (präferiert aufbauend auf Option 1) anzubieten. Gleichzeitig kann die langfristige Umgestaltung hin zu einem produktionsunabhängigen Modell vorbereitet und erprobt werden. Um eine Überforderung des Marktes durch einen abrupten Systemwechsel zu vermeiden, sehen wir eine Übergangsphase zwischen 2027 und 2030 als wichtig an. Die Einführung eines produktionsunabhängigen Modells vor 2030 lässt die Gefahr eines Fadenrisses beim Ausbau sehr wahrscheinlich. Daher sollte die Implementierung eines neuen produktionsunabhängigen Marktmodells zwingend von der definierten Zeitschiene der europäischen Regelungen entkoppelt werden.

Bei allen vorgestellten Optionen bestehen noch viele offene Fragen zur praxisnahen und konkreten Ausgestaltung. Daher bitten wir im weiteren Prozess der Ausgestaltung um eine enge Abstimmung mit der Branche, um den zukünftigen Finanzierungsrahmen für erneuerbare Energien bürokratiearm und praxistauglich auszugestalten.

Beantwortung der Leitfragen für die Konsultation:

1. Teilen Sie die Einschätzung der Chancen und Herausforderungen der oben genannten Optionen?

Aufgrund der noch fehlenden, konkreten Ausgestaltung der einzelnen Optionen sind die Einschätzungen zu Chancen und Herausforderungen notwendigerweise vage gehalten. Eine deutlichere qualitative Einordnung der genannten Chancen und Herausforderungen wäre wünschenswert, da die Spanne der Auswirkungen von ggf. hinnehmbar (z.B. ggf. höhere Kapitalkosten) bis zum Erliegen des EE-Ausbaus in Deutschland und damit inakzeptabel reicht. Sobald konkretere

Ausgestaltungsentwürfe vorliegen, sollte unbedingt eine detailliertere Betrachtungsweise insbesondere von Risiken und Umsetzungshindernissen erfolgen.

2. Wie bewerten Sie die Auswirkungen der verschiedenen Optionen und Ausgestaltungsvarianten auf effizienten Anlageneinsatz und systemdienliche Anlagenauslegung?

Die systemdienliche Anlagenauslegung wird im Optionenpapier tendenziell überbetont und hängt bei produktionsunabhängigen Optionen stark von der konkreten Ausgestaltung ab. Bei Wind onshore gibt es im heutigen Marktprämiensystem bereits eine stetige Entwicklung hin zur systemdienlicheren Auslegung, die sich bei Option 1 voraussichtlich fortsetzen würde. Option 4 birgt in der Ausgestaltung Risiken zu Fehlanreizen, da betriebswirtschaftliche statt volkswirtschaftlicher Optimierungen angereizt werden. Bei PV sind die betriebswirtschaftlichen Vorteile einer systemdienlicheren Auslegung begrenzt, da höhere Marktwerte mit anderen Nachteilen (geringerer Ertrag, ggf. höherer Flächenbedarf) einhergehen.

Die Auswirkungen der einzelnen Optionen auf die systemdienliche Anlagenauslegung sollten zudem nicht überschätzt werden. Unter effizientem Anlageneinsatz dürfte im Optionenpapier vor allem die Abschaltung der Anlagen bei negativen Strompreisen gemeint sein, darüber hinaus ggf. die Optimierung des Energieertrags (bei Preisen > 0), sowie ggf. Fehlanreize, die ggf. zur Abschaltung von Anlagen bei Preisen > 0 führen können. Die produktionsunabhängigen Optionen scheinen hinsichtlich dieser Kriterien grundsätzlich vorteilhaft zu sein, beinhalten jedoch den großen Nachteil der ungelösten Fragestellungen bezüglich der Referenzstrommenge. Demgegenüber gibt es auch in den Optionen 1 und 2 Lösungsmöglichkeiten im Hinblick auf negative Strompreise (z.B. eine Mengenförderung) und der Abschaltung bei positiven Preisen. Vor diesem Hintergrund erscheint es dringlicher die Hauptursachen negativer Strompreise (nicht steuerbare PV-Dachanlagen, zu langsame Erschließung von Flexibilitäten) zu adressieren, statt kurzfristig eine tiefgreifende Umstellung der Refinanzierungsmechanismen von erneuerbaren Energien anzugehen.

Konkret haben wir folgende spezifische Anmerkungen zu den vers. Optionen bezogen auf effizienten Anlageneinsatz und systemdienliche Anlagenauslegung:

- **Flächendeckender Ausbau nötig – Sicherung Standorte mit niedriger Standortgüte:** Um auch künftig einen flächendeckenden Ausbau über die Bundesrepublik zu ermöglichen, sollte am bewährten Referenzertragsmodell (REM) bei der Ausgestaltung des künftigen Strommarktdesigns festgehalten werden bzw. muss in allen Optionen ein Korrekturfaktor für Standorte mit niedriger Standortgüte implementiert werden, um das Erreichen der Ausbauziele nicht durch den Wegfall dargebotsschwacher Standorte zu gefährden. Ein Wegfall des REM würde aufgrund des dann noch stärker konzentrierten Zubaus an sehr windhöffigen Standorten zudem den Netzausbaubedarf deutlich steigern.
- **Anreiz zur Überbauung von Netzanschlusskapazitäten nicht durch die Optionen 3 und 4 blockieren:** Die effiziente Ausnutzung der begrenzten Netzanschlusskapazitäten ist wesentlich für einen zügigen Ausbau von EE-Anlagen. Dazu gehört zwangsläufig die Überbauung der vorhandenen Netzanschlusskapazitäten (siehe BEE-Vorschlag dazu). Da in Option 3 und 4 der

Anlagenbetreiber Rückzahlungen entsprechend eines Produktionspotentials tätigen muss, bedeutet dies Rückzahlungen auch für Zeiten, in denen aufgrund der Begrenzung des Netzanschlusses gar nicht selbst eingespeist werden konnte und damit ein kaum kalkulierbares finanzielles Risiko. D.h. bei Option 3 und 4 muss bei der Ermittlung des Produktionspotenzials auch eine eventuelle Überbauung des Netzanschlusses berücksichtigt werden. Falls das Netz während der Laufzeit verstärkt wird und sich dadurch die Netzanschlussleistung ändert, muss dann das Produktionspotenzial angepasst werden. Zusätzlich müsste es bei der Ermittlung des Produktionspotenzials eine klare Festlegung geben, wie die Aufteilung auf die Anschlussnehmer am Netzanschluss erfolgt. Dies alles würde wieder zu deutlichem Verwaltungsaufwand und damit auch zu Risiken des Betreibers führen.

3. Wie bewerten Sie die Auswirkungen der verschiedenen Optionen und deren Ausgestaltungsvarianten auf die Kapitalkosten?

- **Fledermaus-, Mahd- und schallbedingte Abschaltungen bei Produktionspotenzial berücksichtigen**
Bisher werden genehmigungsbedingte Abschaltungen z.B. wegen Fledermaus, Mahd oder Schall durch den Korrekturfaktor weitgehend ausgeglichen. Entsprechend muss dies auch bei der Ermittlung des Produktionspotenzials der Fall sein, um einen fairen Wettbewerb zu gewährleisten.
- **Inflationsausgleich bei Einführung eine Claw-Back Mechanismus berücksichtigen:** Bei der Einführung eines Abschöpfungsmechanismus (Claw-Back) sollte in Phasen überdurchschnittlich hoher Inflationsraten berücksichtigt werden, dass bei stark ansteigenden Kosten nicht gleichzeitig die steigenden Erlöse abgeschöpft werden. Hierfür sollten z.B. Schwellenwerte definiert werden, um bei hoher Inflation weiterhin Investitionssicherheit zu gewährleisten. Dabei sehen wir große Vorteile bei Option 1 und halten einen unterproportionalen Inflationsausgleich der allgemeinen Preisentwicklung durch einen ansteigenden Korridor für erforderlich. Diese regulative Planungssicherheit wird von Kapitalmärkten geschätzt und reduziert die Finanzierungskosten.
- **Höhere Risiken durch Systemwechsel in Optionen 3 und 4, bedeuten auch höhere Kapitalkosten:** Vor dem Hintergrund vieler 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 Option 1 grundsätzlich erhalten bleiben - sehr niedrig und vermutlich durch einen Systemwechsel kaum weiter zu senken.

Zu Option 1:

- **Herausforderung Mengenrisiko bei Option 1:** Das Mengenrisiko (Die Frage, wie viele Stunden werden die Strompreise negativ sein) könnte durch ein Mengenmodell minimiert werden, da der Zuschlag hier nicht mehr für einen Zeitraum von 20 Jahren erteilt wird, sondern für eine feste Strommenge. Dadurch würde sich die Unsicherheit aufgrund der unklaren Menge negativer Strompreisstunden reduzieren, da diese am Ende der Laufzeit kompensiert werden würden. Zudem hätte ein Betreiber so den Anreiz, bei sehr geringen Strompreisen, seine Anlage zu drosseln, wenn er dafür am Ende der Laufzeit höhere Erlöse erwarten könnte (siehe auch Vorschlag des BEE)

Zu den Optionen 3 und 4:

- **Verkleinerte Akteurslandschaft und höhere Vergütungskosten bei Option 3 und 4:** Risiken wie die Abweichung von der Referenzstrommenge oder das Risiko eines Anlagenausfall werden zu erheblichen Risikoaufschlägen bei Geboten führen, vielleicht sogar dazu, dass Bieter nicht mehr bieten, weil sie die Risiken weder selbst noch durch Geschäftspartner / Versicherungen bepreisen können. Dementsprechend bedeuten Option 3 und 4 höhere Kosten für den Ausbau erneuerbarer Energien, für den Träger der Vergütung (aktuell Bundeshaushalt) und führen ggf. zu einer verkleinerten Akteurslandschaft.
- **Risiko Differenz im Ertragsprofil (Produktionspotenzial der Referenzanlage vs. Reale Anlage) bei Optionen 3 und 4:** Die für Option 3 und 4 in Box 6 ansatzweise beschriebene mögliche Ausgestaltung der Bemessung des Produktionspotenzials deutet schon jetzt darauf hin, dass es deutlich komplexer und aufwändiger wird als die aktuell erforderlichen 5-Jahres-Referenzerttragsgutachten bei Wind onshore. Und schon bei diesen wird deutlich, dass die praktische Umsetzung aufgrund der vielen Einflussfaktoren schwierig und damit letztlich für den Betreiber auch risikobehaftet ist. Entsprechend müssten Investoren erhebliche Risikoaufschläge bei Ihren Geboten bei Option 3 und 4 einrechnen, um das Risiko der Ergebnisse der Bemessung des Produktionspotenzials abzusichern. Aufgrund besserer Strommarktkennnisse und Portfolio-Effekten könnten Direktvermarkter dieses Risiko möglicherweise besser abschätzen bzw. dafür geringere Risikoaufschläge einpreisen. Es ist jedoch stark anzuzweifeln, dass Direktvermarkter bereit sein werden, dieses Risiko zu tragen und für 20 Jahre im Voraus zu bepreisen und so die Kalkulation des Investors abzusichern.

4. Wie bewerten Sie die Auswirkungen der verschiedenen Optionen und deren Ausgestaltungsvarianten mit Blick auf ihre technische und administrative Umsetzbarkeit und mögliche Systemumstellung?

- **Hohe Komplexität einer Systemumstellung. Zeitliche Erprobung nötig, um Markt nicht abzuwürgen:** Prinzipiell bietet eine sichere und produktionsunabhängige Zahlung 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 der Systemumstellung. Insbesondere die Festlegung der notwendigen Referenzstrommenge und die möglicherweise begrenzten Chancen, sich gegenüber der Referenzerzeugung 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 einen möglichen Fadenriss beim Ausbau auszuschließen, ist eine Testphase der neuen Modelle unbedingt erforderlich, die über 2027 hinausgeht. Für die Optionen 3 und 4 ist die Zeitspanne bis 2027 für eine sinnvolle Testphase unserer Einschätzung nach deutlich zu knapp. Die Abwicklung der angedachten Rückzahlungsmechanismen sowie das Zusammenspiel von Referenzerzeugung mit realen Anlagen muss im tatsächlichen Betrieb erprobt werden. Aktuell liegt die Realisierungsdauer nach Ausschreibungszuschlag jedoch bei ca. 24 Monaten. Damit ist eine planbare Umstellung basierend auf belastbaren Erfahrungswerten bis 2027 nicht realistisch. Eine Beschleunigung könnte darin bestehen, Bestandsanlagenbetreibern die Möglichkeit eines Wechsels zu verschaffen. Dafür müssten die Reallabor-Ausschreibungen diesen Projekten Vorteile gegenüber dem geltenden EEG verschaffen. Jedoch ist auch in diesem Fall fraglich, ob Abrechnungszeiträume ausreichend schnell evaluiert werden können. Zudem ist zu hinterfragen, wie eine Vergleichbarkeit unterschiedlicher Bestandsprojekte sichergestellt werden kann und ob die Ausschreibungssituation für bereits in Betrieb befindliche Anlagen mit Rückfalloption vergleichbar ist, mit der Situation künftiger Neuprojekte.

Zu den Optionen 3 und 4:

- **Viele offene Fragen zur Referenzerzeugung (Optionen 3 und 4):** Die in den Optionen 3 und 4 skizzierten Ideen zur Referenzerzeugung werfen noch viele Fragen auf. Es ist unklar, wie heutige Ausgleichsmechanismen z.B. gegenüber Produktionseinschränkungen durch Artenschutzauflagen oder gegenüber Abschattungseffekten im Windpark und durch Nachbar-Windparks (aufgrund des REM können WEA in Windparks heute relativ dicht aufgestellt werden) im Verhältnis der Ist-Erzeugung zur Referenzerzeugung berücksichtigt oder ggfs. kompensiert werden. Es ist unklar, welche Folgen eine im Vergleich zur Referenzerzeugung niedrigere Performance der eigenen Anlage, die durch Wind-(Ertrags-)risiken, geringe technische Verfügbarkeit und zusätzliche Markt-(Erlös-)risiken hat. Eine anlagenscharfe Referenzerzeugung würde das Risiko struktureller Benachteiligung vermeiden, wäre aber mit einem unrealistisch hohen Aufwand verbunden. Eine höher granulいた Referenzerzeugung kann zu betriebswirtschaftlichen Optimierungen führen, die jedoch nicht immer systemdienlich oder volkswirtschaftlich günstig sein müssen. Daher entstehen durch die Einführung der Referenzanlage neue Risiken, bei denen unklar ist, mit welchen Risikoaufschlägen diese verbunden sind, ob diese wirtschaftlich tragbar sind und wer diese im Idealfall tragen sollte (Investor/Betreiber oder Direktvermarkter).

Risiko Anlagenausfall (Option 3 und 4): Bei der produktionsunabhängigen Option 4 müssen bei positivem Strompreis und theoretisch möglicher Einspeisung Zahlungen an den Staat geleistet werden. Ein mehrmonatiger Anlagenausfall in Hochpreisphasen würde ein unkalkulierbares Risiko darstellen, das ggf. nicht zu versichern ist. Für Option 3 gilt dieses Risiko gleichermaßen in Jahren, in denen der technologiespezifische Jahresmarktwert über dem

Referenzpreis liegt. Das Risiko sollte durch geeignete Mechanismen begrenzt werden, zumal der Schaden aufgrund von Anlagenstillstand oder Totalausfall hierbei deutlich höher ausfallen kann als im aktuellen Vergütungssystem, z.B. bei deutlich gestiegenen Strompreisen aufgrund hoher Inflation. Nach oben wäre ein Schaden nicht begrenztbar und durch eine Betriebsunterbrechungsversicherung, die im heutigen System in solchen Fällen greift, somit kaum absicherbar. Wie ein solcher Mechanismus ausgestaltet sein könnte, wirft zumindest weitere Fragen auf

- **Bürokratieaufbau in Optionen 3 und 4:** Noch ist nicht genau beschrieben, wie das Referenzproduktionspotenzial ermittelt werden soll, aber es ist absehbar, dass dies zu einem erheblichen Verwaltungsaufwand führt, da in allen Fällen ein Abgleich zwischen Soll- und Ist-Erzeugung stattfinden muss, der voraussichtlich mindestens den Komplexitätsgrad der heutigen 5-Jahresreferenzertrags-Gutachten erreicht. Dabei ist fraglich ob dafür die Ressourcen (bspw. Gutachter) in so kurzer Zeit verfügbar wären.

5. Wie schätzen Sie die Umsetzbarkeit eines Modells mit produktionsunabhängigen Zahlungen auf Basis lokaler Windmessungen und die Umsetzbarkeit eines Modells mit einem produktionsunabhängigen Refinanzierungsbeitrag auf Basis von Wettermodellen ein?

Bei beiden genannten Modellen (produktionsunabhängige Zahlungen auf Basis lokaler Windmessungen und eines produktionsunabhängigen Refinanzierungsbeitrag auf Basis von Wettermodellen) sehen wir erhebliche Herausforderungen technischer und administrativer Natur.

- **Kosten in Betrieb und Anschaffung:** Werden Referenzstrommengen anhand lokaler Messungen festgelegt, wird dadurch das Produktionspotenzial der Einzelanlage mit der höchsten Genauigkeit ermittelt. Das Risiko von Abweichungen gegenüber der Referenzerzeugung wird dadurch weitgehend minimiert. Dem steht ein hoher Aufwand für Umsetzung und Betrieb entgegen. Anschaffung und Betrieb der Messtechnik sind mit zusätzlichen Kosten verbunden. Es müssen standardisierte Messverfahren festgelegt werden. Da der Anlagenbetreiber auch Betreiber der Messtechnik ist, besteht aufgrund der Rückzahlungsverpflichtung jedoch ein gegenläufiges Interesse hinsichtlich einwandfreier Funktion und häufiger Wartung. Auch hinsichtlich Manipulationsmöglichkeiten müsste ggf. eine Absicherung erfolgen. Der Aufwand für Festlegung und Überprüfung entsprechender Regelungen dürfte erheblich sein, die Umsetzbarkeit somit schwierig.
- **Berücksichtigung von regionalen und individuellen Gegebenheiten:** Bei allen Verfahren, die zur Ermittlung der Referenzstrommengen nicht auf Einzelmessungen abstellen (Wettermodelle in unterschiedlicher Granularität bis hin zu einer Einzelanlage als Referenz für ganz Deutschland), stellt sich die Frage, wie das Verfahren den individuellen Gegebenheiten der Einzelanlage gerecht werden kann. Legt man Wettermodelle zugrunde muss aus diesen die Referenzerzeugung für die unterschiedlichsten Anlagentypen (Bandbreite von WEA-Typen, unterschiedliche Anlagentypen bei PV), ggf. regional aufgelöst ermittelt werden. Abschaltungen die auf Basis genehmigungsrechtlicher Vorgaben erfolgen, müssen im weiteren Prozess

ebenso berücksichtigt werden wie Mindererträge, die ggf. durch eine Überbauung des Netzanschlusses bei kombinierten Wind- und PV-Anlagen erfolgen. Falls im Extremfall eine reale Einzelanlage als Grundlage für die Referenzerzeugung genutzt wird, müssten sowohl Unterschiede hinsichtlich Anlagentyp als auch hinsichtlich regionaler Gegebenheiten ausgeglichen werden.

- **Nicht intendierte Optimierungen zur Referenzanlage und offene Fragen zur Referenzanlage:** Es besteht ein Risiko, dass die Optimierung des vollständigen Wind- und PV-Zubaus hin auf die jeweilige Referenzanlage vom jeweiligen Optimum vor Ort abweicht. Unklar bleibt auch, wie technischer Fortschritt abgebildet werden soll. Weiter ist unklar, in welchem Zeitabstand die Referenzanlage durch eine Anlage des aktuellen Stands der Technik abgelöst wird und an welchem Standort die alte bzw. neue Referenzanlage optimalerweise stehen soll. Aus Projektierersicht birgt dieses Modell eine Vielzahl an unbeantworteten Fragestellungen und erheblichen Risiken in der Entwicklung von Einzelprojekten. Die Umsetzbarkeit muss deswegen auch hier sehr kritisch gesehen werden.