

Effizient, sicher, sauber:

Wie das EEG 2027 den Windenergieausbau zukunftsgerichtet gestalten kann

Wind. It means the world to us.™

Vestas Wind Systems A/S – Company reg. no.: 10403782
Hedeager 42, 8200 Aarhus N, Denmark

Vestas®



Inhaltsverzeichnis

Executive Summary	3
Einleitung.....	4
Kapitel 1: Wind überwindet das Trilemma der Energieversorgung.....	5
Kapitel 2: Optionen für ein zukunftsgerechtes EEG 2027	7
Kapitel 3: Sicherheit von Differenzverträgen erhalten, Effizienz steigern	9
Kapitel 3.1: Produktionsunabhängige Differenzverträge erhöhen Risiken	11
Kapitel 3.2: Längere Referenzperiode senkt Systemkosten.....	12
Kapitel 3.3: Begrenzte Rückzahlung mindert Risiken produktionsbasierter Differenzverträge.....	14
Kapitel 3.4: Mit hybridem Differenzvertrag effiziente Anreize in Stunden negativer Preise setzen.....	15
Kapitel 3.5: Geographische Verteilung und Standortdifferenzierung sichern, Referenzertragsmodell erhalten und optimieren.....	17
Kapitel 4: Fazit, Reformzeitplan und Ausblick.....	19
Kapitel 4.1: Empfehlung.....	19
Kapitel 4.2: Übergangslösung	20
Kapitel 4.3: Ausblick.....	20

Executive Summary

Onshore-Windenergie ist mit einem Anteil von 25% an der Stromversorgung, über 100.000 Beschäftigten und Milliardeninvestitionen der Windindustrie in Deutschland der Leistungsträger der Energiewende. Die Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes mit Inkrafttreten Anfang des Jahres 2027 (EEG 2027) bietet die einmalige Gelegenheit bis 2030 Investitionen von bis zu 50 Milliarden Euro allein in bis zu 50 GW Windenergieanlagen zu sichern. Die Reform kann außerdem diese europäische Schlüsselindustrie in die Lage versetzen durch langfristige Wertschöpfung in Deutschland und Europa, und zugleich verbesserte Wettbewerbskonditionen für andere Industrien, die deutsche Wirtschaft anzutreiben. Im Sinne der gesamtwirtschaftlichen Optimierung muss das EEG 2027 die Windenergie befähigen verstärkt Netz- und Systemverantwortung zu übernehmen und zeitgleich einen robusten Ausbaupfad ermöglichen, damit Bezahlbarkeit, Versorgungssicherheit und Nachhaltigkeit im Einklang stehen. Um diese Ziele zu vereinen, bedarf es keiner Disruption des Marktes, sondern einer präzisen Ausgestaltung der einzelnen Komponenten des EEG 2027 in einem zukunftsgerechten Investitionsrahmen. Der EEG 2027 Entwurf geht bereits in diese Richtung, kann aus Vestas Sicht aber mit einigen Anpassungen noch optimaler ausgestaltet werden.

Im Detail schlägt Vestas vor, dafür folgende Elemente zu kombinieren:

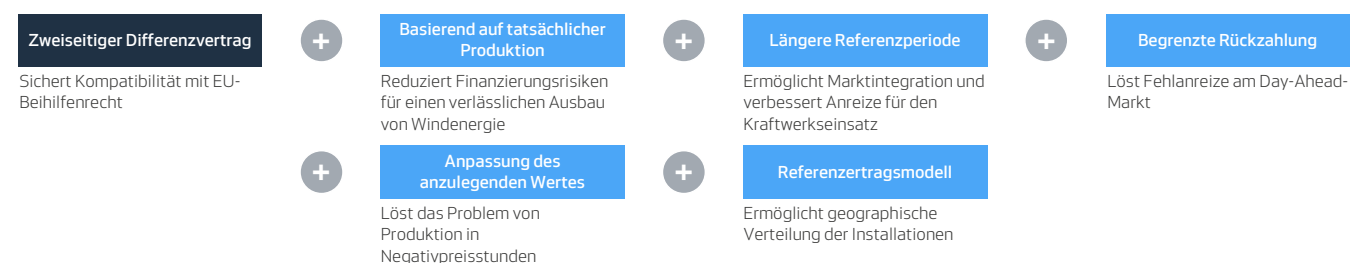
Einen symmetrischen, doppelseitigen Differenzvertrag, um die Kompatibilität mit dem Beihilferecht der EU sicherzustellen und die Effizienz der Stromerzeugung zu erhöhen

- + **Berechnung der Zahlungen auf Basis der tatsächlichen Produktion**, um Komplexität des Differenzvertrags zu reduzieren und Risiken zu begrenzen
- + **Anwendung einer jährlichen Referenzperiode**, um Projekten einen Anreiz zu netzdienlicher Betriebsführung zu setzen und so Systemkosten zu reduzieren

- + **Begrenzte, dynamische Rückzahlung in Zeiten niedriger Strompreise**, um effiziente Erzeugungsanreize zu setzen
- + **Betriebsführungsabhängige, anteilige Zahlung in Phasen negativer Preise auf Basis potenzieller Produktion**, um Abregelung und verbesserte Systemintegration anzureizen
- + **Beibehalten und Optimieren des Referenzertragsmodells**, um den Ausbau deutschlandweit zu ermöglichen und so Systemkosten zu begrenzen

Während die vom Ministerium im Entwurf EEG 2027 vorgeschlagene Reform des Investitionsrahmens eine zentrale Weichenstellung der Energiewende ist, stehen weitere ausschlaggebende Entscheidungen in diesem Jahr an. Dazu gehört die Umsetzung von ausgewählten Vorschlägen aus dem Entwurf des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWE) zum Netzanschlusspaket und dem AgNes-Prozess der Bundesnetzagentur (BNetzA) oder die Umsetzung des Net Zero Industry Acts (NZIA). Auch diese Reformen müssen so ausgestaltet werden, dass sie den weiteren netz- und systemdienlichen Ausbau der Windenergie ermöglichen und die Windenergie dadurch künftig noch effizienter, sicher und sauber zur Lösung des Trilemmas der Energieversorgung beiträgt.

Abbildung 1. Schematische Darstellung des Vestas Vorschlages



Einleitung

Die anstehende Reform der gleitenden Marktprämie als Teil des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) stellt eine massive Veränderung in Deutschlands wichtigstem energiepolitischen Instrument dar, die nur mit der Umstellung auf die gleitende Marktprämie selbst im Jahr 2014 und der Einführung von Ausschreibungen im Jahr 2017 zu vergleichen ist. Die Umstellung des Investitionsrahmens auf einen zweiseitigen Mechanismus, der bei hohen Strompreisen zu Rückzahlungen führt, muss laut den europäischen Beihilferichtlinien bis Anfang 2027 erfolgen und wird entscheidende Weichen bei der Marktintegration und dem Ausbau der erneuerbaren Energien stellen.

Durch die Reform kann die Bundesregierung Ineffizienzen und Fehlanreize im aktuellen Fördersystem korrigieren, zu einer erhöhten Kosteneffizienz beitragen und den investitionssicheren Ausbau der erneuerbaren Energien so auf die nächste Phase der Energiewende vorbereiten. Sie kommt dabei besonders für den Ausbau von Onshore-Windenergie zu einem kritischen Zeitpunkt, da dieser nach Jahren der politisch bedingten Stagnation zuletzt rapide an Fahrt aufnehmen konnte, was sich in der starken Überzeichnung der Ausschreibungen im Jahr 2025 widerspiegelt. Gleichzeitig soll ein Netzanschlusspaket geschnürt und der Net Zero Industry Act in Deutschland umgesetzt werden, so dass die Reform des EEG 2027 im Kontext größerer Änderungen der Rahmenbedingungen der Energiewende gesehen werden muss. Vestas bringt daher für das EEG 2027 einen Reformvorschlag ein, der sich zum Ziel setzt durch Differenzverträge mit systemstärkenden Elementen den Ausbau der erneuerbaren Energien kosteneffizient und sicher zu gestalten. Denn die Reform des Investitionsrahmens birgt neben der Chance, Effizienzen zu heben, auch das Risiko, die notwendige starke Ausweitung des Angebots an kostengünstigem Strom aufzuhalten und damit langfristig höhere Preisniveaus nach sich zu ziehen. Der Vorschlag, den Vestas unterbreitet, vereint daher Kontinuität im Ausbau mit größtmöglicher Kosteneffizienz.

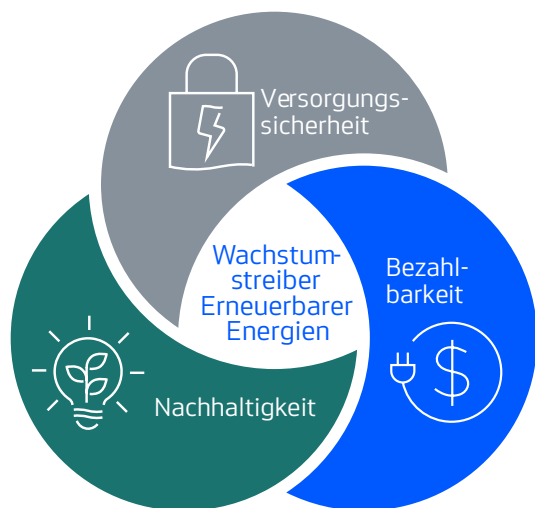


Kapitel 1:

Wind überwindet das Trilemma der Energieversorgung

Im Koalitionsvertrag und im Monitoring der Energiewende hat die Bundesregierung die Relevanz der drei Dimensionen des energie-wirtschaftlichen Zieldreiecks betont. Dieses beschreibt die Herausforderung ein Energiesystem zu entwickeln das zugleich effizient, sicher und sauber ist. Der Ausbau der Onshore-Windenergie zählt auf alle drei Dimensionen ein und kann besonders mit einem zukunftsgerichteten Investitionsrahmen im EEG 2027 helfen, das Trilemma der Energieversorgung zu überwinden.

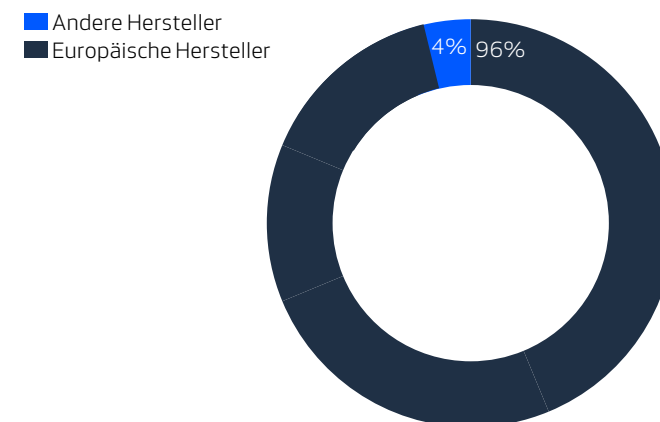
Abbildung 2. Energiewirtschaftliches Zieldreieck



Die Bezahlbarkeit von Energie ist besonders seit der Gaspreiskrise 2022-23 in Folge des Kriegs in der Ukraine eine zentrale Komponente der öffentlichen Debatte um die energiepolitische Ausrichtung Deutschlands. Denn auch in den vergangenen beiden Jahren lagen die durchschnittlichen Großhandelspreise mehr als 75% über dem Vorkrisenniveau und der ausgebrochene Krieg im Iran zeigt diese Folge abermals auf. Dies belastet sowohl private Haushalte als auch die Industrie, die hierdurch einen bedeutenden Wettbewerbsnachteil gegenüber ausländischen Produzenten erleidet. Die Bundesregierung plant dies für große Verbraucher unter hohen Kosten für den Steuerzahler mit dem Industriestrompreis auszugleichen. Windenergie kann einen wichtigen Beitrag zur Reduktion der Großhandelspreise leisten und Subventionskosten minimieren, indem sie die deutlich teurere Produktion durch fossile Energien ersetzt. In einer Studie für Agora Energiewende hat Aurora Energy Research den Effekt eines stärkeren Ausbaus der Erneuerbaren Energien auf die Strommarktpreise untersucht. Hierbei konnte gezeigt werden, dass ein Erreichen der im EEG festgeschriebenen Ausbauziele die Großhandelsstrompreise bis 2030 um 13% gegenüber dem aktuellen Trend reduzieren könnte. Dies senkt auch die Gesamtkosten für die Konsumenten, da die Einsparungen durch gesenkte Preise die zusätzlichen Förderkosten um ca. 4 Milliarden Euro pro Jahr übersteigen, so dass die Windenergie einen klaren Beitrag zur Lösung des Bezahlbarkeitsproblems leisten kann. Zu einem ähnlichen Ergebnis kommt auch eine Studie von WindEurope in Zusammenarbeit mit Hitachi, laut welcher ein auf erneuerbaren Energien basierendes Energiesystem bis ins Jahr 2050 1,6 Billionen Euro günstiger ist als ein System, in dem Europa das Ziel der Klimaneutralität verfehlt.²

Eine zweite Folge der Gaspreiskrisen ist eine gestiegene Relevanz des Themas der Versorgungssicherheit mit Fokus auf die Energiesouveränität, die durch die aktuellen geopolitischen Verwerfungen noch verstärkt wird. Auch hierzu kann die Windenergie einen wichtigen Beitrag leisten, da mehr als 96% der im Jahr 2025 in Deutschland installierten Windenergieanlagen von europäischen Herstellern mit europäischen und globalen Lieferketten produziert wurden und gewartet werden (siehe Abbildung 3).³

Abbildung 3. Marktanteil europäischer Anlagenhersteller in Deutschland 2025



¹Agora Energiewende (2025): Erneuerbare Energien senken Strompreise unabhängig von der Nachfrage. Studie. <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/erneuerbare-energien-senken-strompreise-unabhaengig-von-der-nachfrage>

²WindEurope (2025): Delivering a cost-effective energy system for Europe. Studie. <https://windeurope.org/data/products/energy-system-costs/>

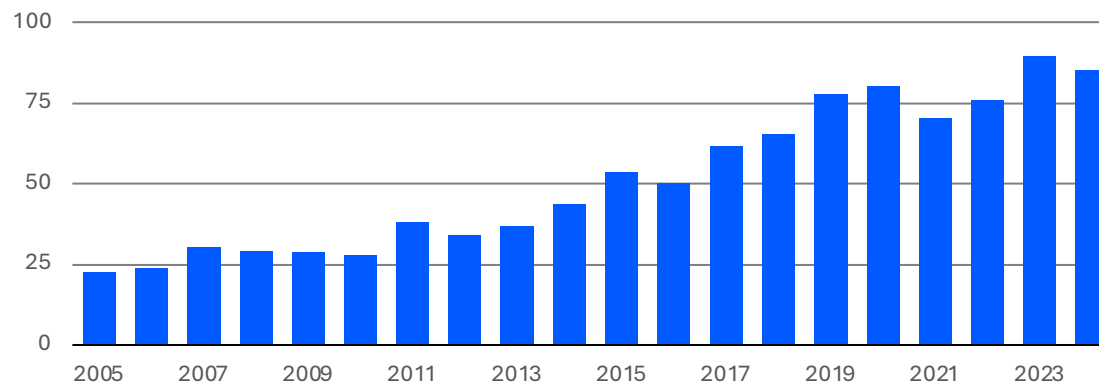
³Fachagentur Wind und Solar (2026): Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland. Jahr 2025. <https://www.fachagentur-wind-solar.de/veroeffentlichungen/mediathek/detail/status-des-windenergieausbaus-an-land-in-deutschland-jahr-2025>

Da Windenergie zwar eine kapitalkostenintensive Technologie ist, einmal installiert jedoch keinen Import von Brennstoffen wie Gas oder Öl erfordert, führt dieser Fokus auf europäische Hersteller auch zur Stärkung der heimischen Wirtschaft. Für jeden Euro Umsatz verbleiben 43 Cent als zusätzliches Bruttoinlandsprodukt im Land, während dies bei den fossilen Industrien weniger als 10 Cent sind.⁴

Dieser stärkere Beitrag zur wirtschaftlichen Entwicklung spiegelt sich auch in den Beschäftigungszahlen wider. Arbeiteten 2023 in Deutschland allein in der Onshore-Windenergie-Branche rund 100.000 Personen, könnte diese Zahl Prognosen zufolge bei einem anhaltend starken Ausbau bis 2030 auf fast 140.000 Personen anwachsen.⁵

Schließlich leistet Onshore-Windenergie mit einem Anteil von etwa 25% an der Stromversorgung in Deutschland auch zur Nachhaltigkeit den wesentlichen Beitrag. Allein im Jahr 2024 führte dies zur Einsparung von 85 Millionen Tonnen CO₂.⁶ Relativ zum Jahr 1990 sind die deutschen Emissionen im Energiesektor um fast 50% zurückgegangen⁷. Onshore-Windenergie macht davon den Löwenanteil aus und mit über 20 Gigawatt installierter Leistung sichern Anlagen von Vestas allein etwa ein Viertel des dafür erforderlichen Stroms. Die Entwicklung der Emissionen zeigt zum einen die enormen Fortschritte, die bereits erreicht wurden, zum anderen jedoch auch, dass es einen weiter forcierten Ausbau der erneuerbaren Energien benötigt, um die Klimaziele im Stromsektor zu erreichen und durch die ausreichende und bezahlbare Bereitstellung von sauberem Strom die Grundlage für die Dekarbonisierung und Modernisierung der gesamten Volkswirtschaft zu leisten.

Abbildung 4. Jährliche Emissionseinsparungen durch Onshore-Windenergie in Mt CO₂



Damit dies gelingen kann, hat der Monitoringbericht der Bundesregierung eine Reihe von Herausforderungen betont, die ein zunehmend erneuerbar geprägtes Stromsystem lösen muss und dabei einen Fokus auf die Punkte Kosteneffizienz sowie Markt- und Systemdienlichkeit des Ausbaus erneuerbarer Energien gelegt. Das EEG 2027 bietet die Chance, die Refinanzierung der erneuerbaren Energien so weiterzuentwickeln, dass diese einen noch stärkeren Beitrag zur Lösung der bestehenden Herausforderungen leisten. Dieses sollte dabei „zukunftsgerichtet sein“, das heißt die Systemdienlichkeit der erneuerbaren Energien, die Entlastung der Stromkunden und die Kontinuität des Ausbaus in Einklang zu bringen. Gelingt dies so kann das EEG 2027 auch für die resiliente europäische Windindustrie den Rahmen setzen, damit die Auslastung und der Ausbau der Produktion in Europa von verlässlichen Herstellern aus Europa mit einer diversifizierten und gesicherten Lieferkette gewährleistet werden.

⁴Joint Research Centre (2022): Overall Strategic Analysis of Clean Energy Technology in the European Union; Eurobserv'ER (2025): The state of renewable energies in Europe – 2024 Edition

⁵GWS (2025): Erneuerbar Beschäftigt — Entwicklungen im Jahr 2023; VDMA, IG Metall, Prognos (2025): Volkswirtschaftliche Chancen

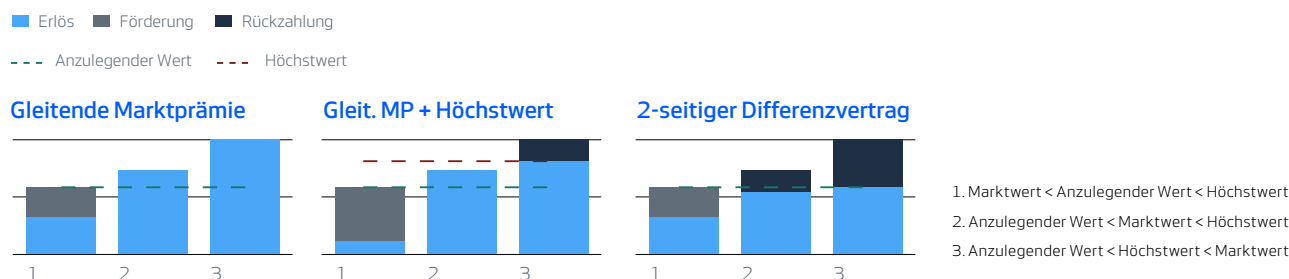
und Resilienz durch verstärkten Ausbau Erneuerbarer Energien für Deutschland
⁶Umweltbundesamt (2025): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland

⁷Umweltbundesamt (2025): Treibhausgas-Emissionen in Deutschland

Kapitel 2:

Optionen für ein zukunftsgerechtes EEG 2027

Abbildung 5. Funktionsweise der drei möglichen Mechanismen (Illustrativ)



Das EEG muss rechtzeitig zum 1. Januar 2027 novelliert und Differenzverträge müssen für die Ausschreibungen ab 2027 implementiert werden. Grundsätzlich gibt es dafür verschiedene Optionen, deren Effekt auf Investitionssicherheit und Systemkosten Vestas hat analysieren lassen. Der aktuelle Investitionsrahmen des EEG mit gleitender Marktpremie besteht seit 2014, wurde jedoch in mehreren Schritten weiterentwickelt. Um eine gleitende Marktpremie zu erhalten, müssen Projekte seit 2017 erfolgreich an Ausschreibungen teilnehmen. Diese funktionieren nach dem „Pay-as-bid“ Verfahren. In den Ausschreibungen bieten Projekte einen Wert in EUR/MWh („Zuschlagswert“). Sind sie erfolgreich, erhalten sie für 20 Jahre eine Marktpremie, welche sich für jedes Jahr (die „Referenzperiode“) aus der Differenz des durchschnittlichen Marktwertes aller in Deutschland einspeisenden Windenergieanlagen und dem sogenannten anzulegenden Wert ergibt. Dieser berechnet sich aus dem Zuschlagswert und einem

Korrekturfaktor, der Standorte mit weniger Windertag teilweise kompensiert. Liegt der Marktwert unter dem anzulegenden Wert, erhalten die Anlagen für jede förderberechtigte Stunde in diesem Jahr eine Förderung in Höhe der Differenz. Liegt der Marktwert über diesem so kommt es weder zu einer Zahlung noch muss eine Rückzahlung getätigt werden (siehe Abbildung 5).

Aus dieser fehlenden Symmetrie des Investitionsrahmens mit garantierter Marktpremie bei niedrigerem Marktwert und fehlender Rückzahlung bei höherem Marktwert gegenüber dem anzulegenden Wert ergibt sich nun der Reformbedarf. Denn aufgrund der Erfahrungen in der Gaspreiskrise, in welcher wiederholt die Kritik aufkam, dass, wie alle anderen Betreiber, auch die Betreiber von Anlagen mit erneuerbaren Energien aufgrund der ungedeckelten gleitenden Marktpremie „Übergewinne“ erzielen konnten⁹, hat die EU-Kommission alle Mitgliedstaaten aufgefordert,

Rückzahlungen (engl. „Clawback“) in ihre Fördermechanismen einzuführen. Für Vestas bestehen auf dieser Basis grundsätzlich vier Reformoptionen für ein zukunftsgerechtes EEG 2027:

- 1) Zum einen könnte das derzeitige System der gleitenden Marktpremie um einen Höchstpreis ergänzt werden, über welchem Gewinne an die Bundesregierung zurückgeführt werden müssen („Marktpremie mit Abschöpfung“). Das heißt, übersteigt der Marktwert diesen Höchstpreis wird eine Rückzahlung in Höhe der Differenz fällig (siehe Abbildung 4). Dies erlaubt den Anlagen im Korridor zwischen dem anzulegenden Wert und dem Höchstpreis weiter marktliche Erlöse zu erzielen. Befürworter, wie der Bundesverband Windenergie, sehen darin eine stärkere marktliche Orientierung der erneuerbaren Energien¹⁰, während Kritiker anmerken, dass dies je nach Breite des Korridors eine geringere Absicherung der Stromkonsumenten zu Folge hätte. Vestas sieht hier sowohl Chancen als auch Risiken. Entscheidend für die Bewertung ist die Breite des Korridors, der sowohl absolut (in ct/kWh) als auch relativ zum anzulegenden Wert definiert werden kann. Die vom BWE auf Basis von Erfahrungen in der Gaspreiskrise vorgeschlagenen 3 ct/kWh erscheinen Vestas langfristig zu hoch.
- 2) Zum anderen könnten doppelseitige, produktionsabhängige Differenzverträge eingeführt werden. Unter solchen wird bereits ab dem anzulegenden Wert eine Rückzahlung fällig. In seiner einfachsten Form, in der eine stündliche Referenzperiode angelegt wird, kommt es unter dem doppelseitigen, produktionsabhängigen Differenzvertrag also in jeder Stunde zum gleichen Gesamterlös für den produzierten Strom. Der Bundesverband Erneuerbare Energien scheint diesem Modell in Kombination mit einer Strommengenförderung an Stelle einer zeitlich festgelegten Förderung gegenüber aufgeschlossen¹¹. Vestas sieht auch hier Chancen und Risiken, entscheidend ist dabei der Referenzzeitraum. Das Instrument eines produktionsabhängigen CfD ist in verschiedenen Varianten in

⁹ Der Marktwert berechnet sich aus dem mengengewichteten durchschnittlichen Strompreis aller Windenergieanlagen in Deutschland.

¹⁰ Richstein, Lettow und Neuhoft (2022): Marktpremie beschert Betreibern erneuerbarer Energien Zusatzgewinne. DIW Aktuell. https://www.diw.de/de/diw_01.c.834286.de/publikationen/diw_aktuell/2022_0077/marktpremie_beschert_betreibern_erneuerbarer_energien_zusat_ne_differenzvertraege_wuerden_verbraucherinnen_entlasten.html

¹¹ Bundesverband Windenergie (2026): EEG 2027: Überblick der wichtigsten Positionen zur anstehenden EEG-Novelle. https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/04-politische-arbeit/01-gesetzgebung/20260211_BWE-Positionspapier_EEG-Kurzpapier.pdf

¹² Bundesverband Erneuerbare Energien (2026): Positionspapier zur Umsetzung der „10 Schlüsselmaßnahmen zum Monitoringbericht“ im anstehenden EEG 2027. <https://www.bee-ev.de/service/publikationen-medien/beitrag/bew-positionspapier-10-schluesselfaehrnahmen-zum-monitoringbericht-ee-2027>

vielen europäischen Ländern (z.B. Großbritannien, Irland, Italien) etabliert. Allerdings ist es in den letzten Jahren in die Kritik geraten, da es verschiedene Marktverzerrungen hervorrufen kann, die mit steigendem Anteil von erneuerbaren Energien an Bedeutung gewinnen.

- 3) Um Marktverzerrungen zu vermeiden und systemkonformes Verhalten anzureizen wurden in den letzten Jahren insbesondere von Energieökonom*innen verschiedene Konzepte für produktionsunabhängige Differenzverträge entwickelt, bei denen die geförderte Menge unabhängig von dem tatsächlich produzierten Strom ist (z.B. Capability-based CfD, Financial CfD¹²). Stattdessen könnte eine fixe Vergütung pro installierte Kapazität gezahlt oder die Vergütung aufgrund eines theoretisch ermittelten Produktionspotenzials berechnet werden, um so Marktverzerrungen zu reduzieren. Diese neuartigen Ansätze sind bisher entweder gar nicht oder nur in Ansätzen implementiert worden, wie beispielsweise im neuen dänischen Differenzvertrag für Offshore-Wind. Sie beinhalten daher ein hohes Maß an politischem und regulatorischem Risiko mit entsprechenden Folgen für die Finanzierbarkeit und Umsetzungsfähigkeit der Projekte. Insbesondere für den dezentralen Onshore-Windenergiemarkt in Deutschland mit Hunderten von zu einem großen Anteil mittelständigen Projektentwicklern und mit jährlich vielen Hunderten von überwiegend kleinen Projekten scheinen diese Modelle nicht geeignet.
- 4) Risiken potenzialbasierter Differenzverträge könnten durch die Entwicklung hybrider Lösungen und deren schrittweiser Einführung reduziert werden. Die Idee des hybriden Differenzvertrags wurde explizit in den Beihilferichtlinien der Europäischen Kommission erwähnt und zuletzt von den Beratungsfirmen Guidehouse, Consentec und Neon in Zusammenarbeit mit dem Fraunhofer ISI im Auftrag der Bundesregierung untersucht. Unter solchen Verträgen würden die Zahlungen in fast allen Stunden produktionsabhängig erfolgen und nur in Stunden, die „anreizproblematisch“ sind, eine Bezahlung basierend auf dem Produktionspotenzial der gesamten Onshore-Windenergie-Flotte erfolgen. Die Grundidee ist hier, dass die potenzialbasierte Methode insbesondere in Phasen negativer Strompreise zum Einsatz kommt, so dass Risiken deutlich reduziert werden können.



¹² Schlecht, Hirth und Maurer (2024): Financial contracts for differences: The problems with conventional CfDs in electricity markets and how forward contracts can help solve them. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421524000016>

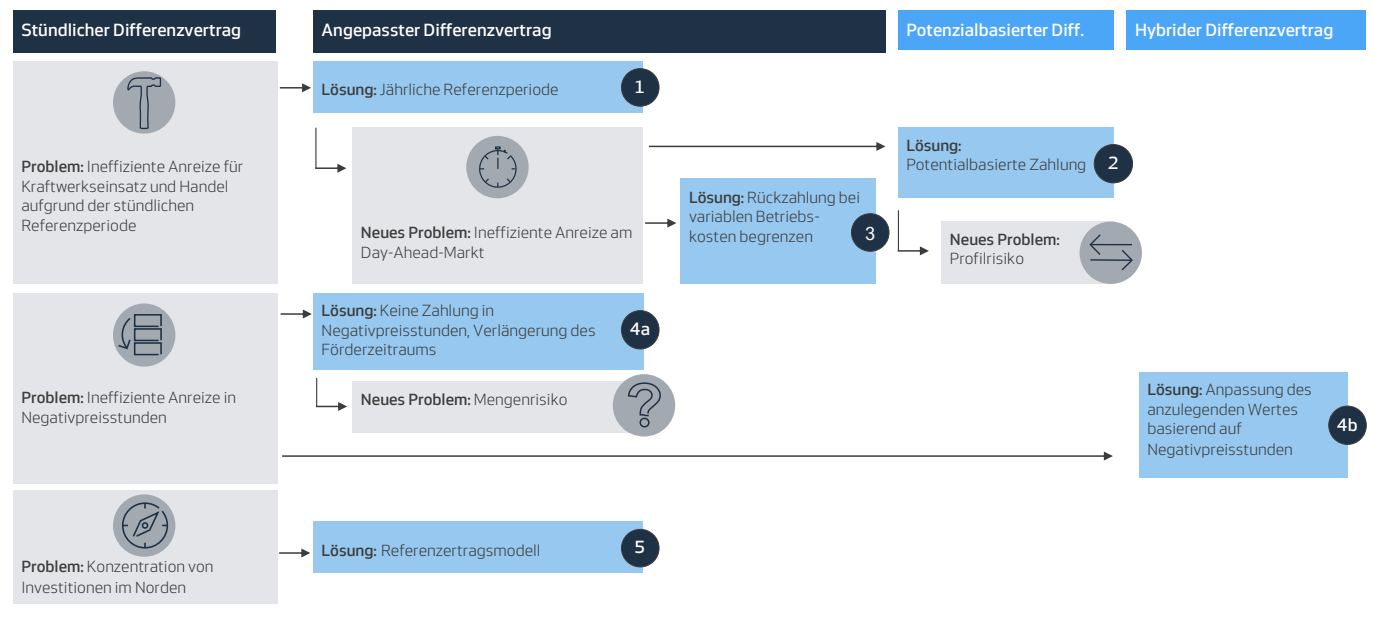
Kapitel 3:

Sicherheit von Differenzverträgen erhalten, Effizienz steigern

Trotz ihrer höheren Komplexität, sowie inhärenten regulatorischen und ökonomischen Risiken haben innovative Konzepte von Energieökonomien für produktionsunabhängige und hybride Differenzverträge in den letzten Jahren Unterstützer gewonnen und sollen in Dänemark und Belgien bei Offshore-Windenergieausschreibungen zum Einsatz kommen. Die Gründe dafür liegen in theoretischen Anreizen zu effizienterem Kraftwerkseinsatz und -investitionen, die durch einen produktionsunabhängigen Differenzvertrag entstehen können. In der Praxis müssen sich diese Konzepte erst noch bewähren. Mit steigendem Anteil erneuerbarer Energien an der Erzeugung könnten diese Anreize Stromsystemkosten verringern, wenn es gelingt Finanzierungsrisiken zu vermeiden. Allerdings lassen sich Erfahrungen von der zentralen Offshore-Windenergie auf dezentralere Onshore-Windenergie erst nach vielen Jahren der Erprobung übertragen. Ineffizienzen einfacher stündlicher produktionsabhängiger Differenzverträge wiederum können schon heute gelöst werden.

Es ist von hoher Relevanz diese Mechanismen zu verstehen und mögliche Lösungsvorschläge für Investitionssicherheit und Effizienz zu entwickeln. Eine Herausforderung bei einem stündlichen Differenzvertrag ist, dass Windenergieanlagen von Preissignalen des Strommarktes isoliert werden. Differenzvertragszahlungen werden dann beispielsweise im Intradaymarkt als Externalität eingepreist, so dass es hier zu verzerrtem Gebotsverhalten kommen kann. Um eine stärkere Marktintegration von erneuerbaren Energien zu ermöglichen, kann entweder auf ein produktionsunabhängiges Modell mit seinen Finanzierungsrisiken zurückgegriffen oder die Referenzperiode auf einen längeren Zeitraum (z.B. Monat, Jahr) erweitert werden.

Abbildung 6. Überblick von Anreizverzerrungen und zugehörigen Reformoptionen



Eine verwandte Herausforderung ergibt sich in Stunden, in denen der Strompreis unter null sinkt, Windenergieanlagen jedoch weiter produzieren, wenn sie eine Differenzzahlung erhalten. Bereits heute wird die Förderung unter der gleitenden Marktpremie daher in Phasen negativer Strompreise ab der ersten Viertelstunde eingestellt und die Förderperiode stattdessen um die Anzahl der Stunden mit negativen Preisen verlängert. Alternativ kann der anzulegende Wert in jedem Jahr mit dem Anteil nichtrealisierter potenzieller Produktion in Negativpreisstunden multipliziert werden, um so die Förderung in allen anderen Stunden zu erhöhen und einen Anreiz zur Einstellung der Produktion in Negativpreisstunden zu setzen. Dabei ist es essenziell, die Förderung von der tatsächlichen Betriebsunterbrechung abhängig zu machen.

Schließlich ergibt sich wie bereits heute unter der gleitenden Marktpremie auch bei allen Differenzvertragsmodellen die Herausforderung, dass die Vergabe über Ausschreibungen dazu

führt, dass Anlagen an den ertragreichsten Standorten zuerst bezuschlagt werden, während Anlagen an weniger ertragreichen Standorten deutlich seltener zum Zuge kommen würden, wenn es keine angemessene Standortdifferenzierung des anzulegenden Wertes gäbe. Dies mag auf den ersten Blick effizient wirken, durch die hohe Konzentration guter Standorte im Norden Deutschlands würde ein Verzicht auf Standortdifferenzierung jedoch zu einem noch stärkeren geographischen Ungleichgewicht der Windstromerzeugung führen. Dies würde zu mehr Netzausbau und höheren Systemkosten¹³ der Energiewende führen. Daher muss die Standortdifferenzierung unabhängig vom Investitionsrahmen auch bei allen Modellen mit einem zweiseitigen Differenzvertrag für geographischen Ausgleich und Systemkostenoptimierung weitergeführt werden.¹⁴

Aurora Energy Research hat im Auftrag von Vestas eine Reihe von Designelementen für zweiseitige Differenzverträge untersucht, um diese daraufhin zu evaluieren, ob sie die zuvor beschriebenen Herausforderungen lösen können. Sie sollen dabei gleichzeitig einen möglichst reibungslosen Übergang zu einem neuen Fördersystem gewährleisten, um die Kontinuität des notwendigen ambitionierten Ausbaus der Onshore-Windenergie als Kostensenker und Leistungsträger der Energiewende zu sichern. Nur mit einem zukunftsgerechten Investitionsrahmen lassen sich die zum Erreichen des 80%-Ziels am Anteil der Stromversorgung bis 2030 und darüber hinaus erforderlichen jährlichen Ausschreibungsvolumen von mindestens zehn Gigawatt mit wirtschaftlichen Projekten bezuschlagen und realisieren. Diese Vorschläge sollen im Folgenden diskutiert und bewertet werden.

¹³ Systemkosten im Stromsektor bezeichnen alle Kosten, die für die Erzeugung und den Konsum von Strom entstehen. Dies beinhaltet neben den Erzeugungskosten auch Netzkosten, Kosten für Systemdienstleistungen, Kosten für Engpassmanagement oder die Kosten für Versorgungssicherheitsreserven.

¹⁴ Vorschläge zur Optimierung, Vereinfachung und Weiterentwicklung des Referenzertragsmodells werden auf Basis von Überlegungen aus einem Workshop des BMWF im Sommer 2025 von den Herstellern von Windenergieanlagen erarbeitet. Sie können bei einer Weiterentwicklung der Standortdifferenzierung mit Projektentwicklern und Experten im BWE und mit dem BMWF diskutiert und konkretisiert werden.



Kapitel 3.1:

Produktionsunabhängige Differenzverträge erhöhen Risiken

Eine Möglichkeit die Marktintegration der Windenergie zu verbessern und damit ihren effizienten Einsatz anzureizen ist die Umstellung auf potenzialbasierte und damit produktionsunabhängige Differenzverträge. Bei diesen basiert die Zahlung nicht auf der realisierten Produktion der Anlagen, sondern ihrer theoretisch möglichen Stromproduktion. Dadurch würde die Einsatzentscheidung von den Zahlungen unter dem Differenzvertrag entkoppelt, so dass kein Anreiz mehr bestünde von einem effizienten Einsatz der Windenergieanlagen abzuweichen.

Dies würde zu einer substantiellen Verbesserung der Systemdienlichkeit von Windenergieanlagen beitragen. Gleichzeitig würde die Umstellung der Förderung auf das Produktionspotenzial jedoch eine Reihe von Risiken erzeugen, die durch Abweichungen zwischen dem Produktionspotenzial und der tatsächlichen Produktion entstehen. Übersteigt das Produktionspotenzial beispielsweise die tatsächliche Produktion während einer Rückzahlungsperiode so müsste das Projekt deutliche Verluste hinnehmen. Dieses Risiko gefährdet die Finanzierung neuer Anlagen, da es Finanzierungskosten absehbar drastisch erhöhen würde und so zu einer Verlangsamung des Ausbaus führen könnte. Auch wäre die Definition des Modellierungsansatzes für das Produktionspotenzial ein regulatorisch kompliziertes und sensibles Unterfangen, dass die Reform des EEG 2027 stark verzögern und Investitionssicherheit

am dezentralen Onshore-Windenergiemarkt untergraben könnte. Letzteres würde wiederum die Finanzierungs-kosten erhöhen und damit die Förderkosten des Leistungsträgers Wind.

Vestas lehnt einen rein potenzialbasierten Differenzvertrag insbesondere für den dezentralen Onshore-Windenergiemarkt Deutschland ab, da dieser zwar eine theoretisch elegante Lösung darstellt, in der Praxis jedoch Risiken trägt, deren Lösung nicht absehbar ist.

Vor- und Nachteile von produktionsunabhängigen Differenzverträgen

+ Lösung der Anreizverzerrungen am Day-Ahead-Markt	- Hoher administrativer Aufwand - Zusätzliches wirtschaftliches Risiko, welches Finanzierungskosten erhöhen und den Ausbau verlangsamen könnte
--	---

Fazit: Die Bundesregierung sollte keinen rein potenzialbasierten Differenzvertrag einführen

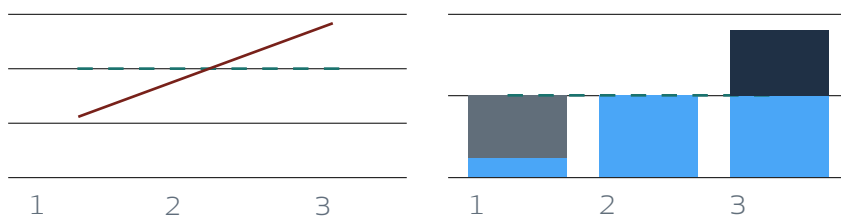
Kapitel 3.2:

Längere Referenzperiode senkt Systemkosten

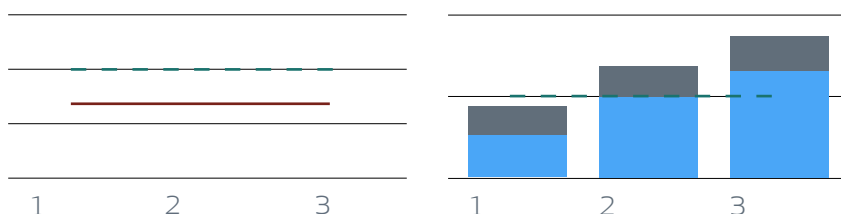
Abbildung 7. Darstellung von stündlicher und längerer Referenzperiode (Illustrativ)

■ Erlös ■ Förderung ■ Rückzahlung
 --- Anzulegender Wert — Marktwert

Stündliche Referenzperiode:



Längere Referenzperiode:



Eine Variation des „klassischen“ Differenzvertrags ist die Einführung einer längeren Referenzperiode. Bei dieser wird keine stündliche (oder gar viertelstündliche) Zahlung bestimmt, sondern stattdessen am Ende der Periode (z.B. am Ende eines Monats oder Jahres) der durchschnittliche Marktwert aller Windenergieanlagen mit dem anzulegenden Wert verglichen und eine Zahlung bestimmt, die dann für den produzierten Strom in der abgelaufenen Periode getätigt wird. Der Erlös einer Anlage ist damit zwar im Durchschnitt immer noch identisch mit dem anzulegenden Wert, es gibt jedoch einen Anreiz für Anlagen ihren anlagenspezifischen Marktwert zu maximieren und so Erlöse über den anzulegenden Wert zu realisieren (siehe Abbildung 7). Dies reduziert Systemkosten durch effiziente Investitionsanreize.

Eine längere Referenzperiode setzt Anlagen stärker den Strompreissignalen aus. Diese Strompreissignale führen dazu, dass Windenergieanlagen stärker in den Strommarkt eingebunden werden, so dass Projektierer, Investoren und Betreiber Erfahrungen mit dem marktlichen Betrieb der Anlagen sammeln. Die längere Referenzperiode ist damit ein Instrument zum Übergang in einen stärker strommarktgetriebenen Ausbau der erneuerbaren Energien, die bereits im aktuellen Förderregime implementiert ist und beim

Wechsel auf Differenzverträge weitergeführt werden sollte.

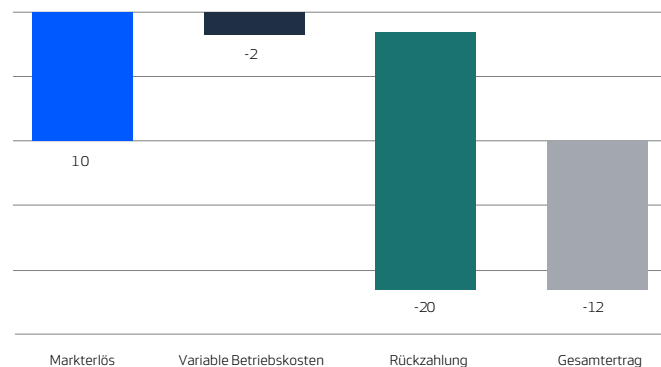
Darüber hinaus schafft die Möglichkeit von Zusatzerlösen über den anzulegenden Wert bei einer längeren Referenzperiode einen Anreiz in Anlagen zu investieren, die einen möglichst hohen Marktwert realisieren. Anlagen, die einen hohen Marktwert realisieren, produzieren in Stunden mit den höchsten Preisen, sind also „systemdienlicher“ als Anlagen, die vor allem in Stunden produzieren, in denen bereits viel Strom aus erneuerbaren Energien verfügbar ist. Dies ist ein genereller Vorteil von Windenergieanlagen, die Strom zu etwa zwei Dritteln im Winterhalbjahr und überwiegend zu Tageszeiten produzieren, wenn Strompreise höher sind als beispielsweise in der Mittagszeit oder im Sommerhalbjahr. Der Marktwert der Onshore-Windenergie wird in den kommenden Jahren nach Analysen von Aurora Energy Research trotz schnell wachsender Kapazitäten bei relativ hohen 75% des Börsenstrompreises liegen. Die Analysen von Aurora Energy Research in diesem Projekt bestätigen, dass bei einer längeren Referenzperiode der Anreiz zu Investitionen an Standorten mit hohen Marktwerten steigt. Aus diesen Gründen sollte die Bundesregierung auch in der Reform des EEG 2027 eine jährliche Referenzperiode einführen, die die Marktintegration der erneuerbaren Energien weiter fördert.

Gleichzeitig können durch die längere Referenzperiode jedoch auch neue Markteffizienzen entstehen. Denn da sich die Zahlungen prognostizieren lassen, können sie zu einer Verzerrung des Day-Ahead-Marktes führen (siehe Abbildung 7). In Jahren mit einer erwarteten Rückzahlung würde diese beispielsweise in die Produktionsentscheidung eingepreist werden, so dass Windenergieanlagen bereits bei niedrigen, aber noch positiven Großhandelspreisen ihre Erzeugung drosseln würden und so das Stromangebot in Stunden sinken würden, in denen dieses gebraucht wird.

Aurora Energy Research hat für eine Reihe repräsentativer Anlagen berechnet, in wie vielen Stunden diese verzerrten Anreize auftreten. Bei einem anzulegenden Wert von 76 €/MWh nach der Korrektur durch das Referenzertragsmodell würden diese im Falle von monatlichen und jährlichen Referenzperioden jeweils für ca. 4% der Erzeugung der Anlagen auftreten. Die hierdurch verlorene Windproduktion könnte zu einer moderaten Steigerung der durchschnittlichen Strompreise führen, da Windproduktion bereits bei positiven Strompreisen abregelt und so zu einer Erhöhung der Preise in diesen Stunden führt.

Für diese Herausforderung sollte die Bundesregierung im EEG 2027 eine Antwort finden. Vestas schlägt dafür im folgenden Abschnitt eine dynamische Begrenzung der Rückzahlungen vor.

Abbildung 8. Verzerrungen am Day-Ahead-Markt bei Rückzahlung (Illustrativ)



Vor- und Nachteile einer längeren Referenzperiode

- + Marktintegration der Erneuerbaren
- + Effizientere Investitionsanreize
- + Keine Verzerrung am Intradaymarkt

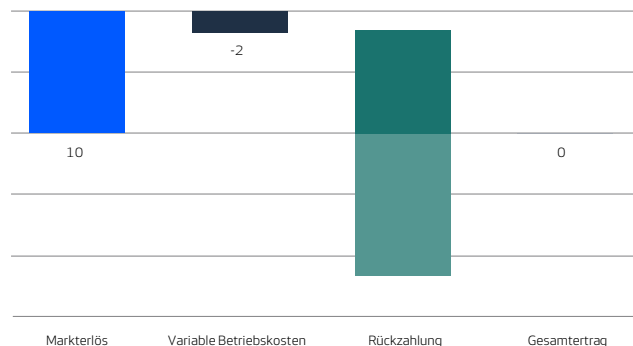
- Verzerrungen am Day-Ahead-Markt

Fazit: Die Bundesregierung sollte eine längere Referenzperiode beibehalten

Kapitel 3.3:

Begrenzte Rückzahlung mindert Risiken produktionsbasierter Differenzverträge

Abbildung 9 Funktionsweise der begrenzten Rückzahlung (Illustrativ)



Vor- und Nachteile einer begrenzten Rückzahlung

+ Geringe administrative und wirtschaftliche Risiken + Lösung der Anreizverzerrungen am Day-Ahead-Markt	- Notwendigkeit klarer Kommunikation der Kosteneffizienz der Risikobegrenzung
--	---

Fazit: Die Bundesregierung sollte eine begrenzte Rückzahlung einführen

Eine Lösung dieser Anreizverzerrungen, die deutlich weniger administrative Risiken beinhaltet als produktionsunabhängige Differenzverträge, ist die Einführung einer begrenzten, dynamischen Rückzahlung unter dem Differenzvertrag. Unter einer solchen Regelung wird die Rückzahlung in den kritischen Stunden so begrenzt, dass der Gesamtertrag der Anlage nie unter null fällt (siehe Abbildung 9). Dies verhindert, dass Anlagen bei Strompreisen oberhalb der durchschnittlichen Betriebskosten abgeschaltet werden und sorgt so für effiziente Anreize im Großhandel. Eine solche begrenzte Rückzahlung wird bereits im dänischen „Thor“ Offshore Windprojekt eingesetzt.¹⁵

Die Begrenzung der dynamischen Rückzahlung wird in wettbewerblichen Ausschreibungen in die Gebote der Anlagenbetreiber eingepreist, so dass diese bereits mit leicht niedrigeren anzulegenden Werten ihre Projekte realisieren können. Für den Steuerzahler ergeben sich daher keine Kosten. Allenfalls müsste die begrenzte, dynamische Rückzahlung bei

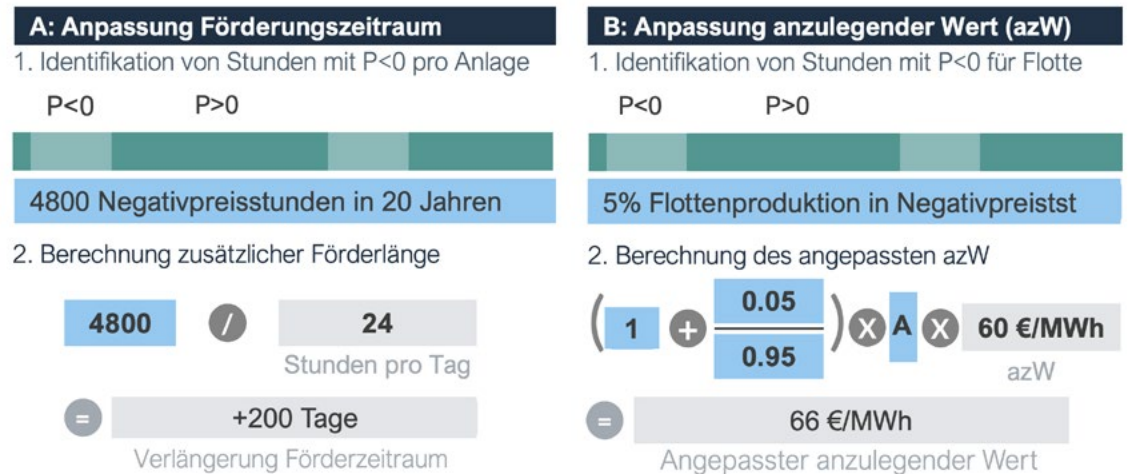
unterzeichneten Ausschreibungen in der Gebotsobergrenze einbezogen werden, um Übergewinne zu vermeiden. Damit ist aufgrund von weit über dem Ausschreibungsvolumen wachsenden Volumen genehmigter Projekte absehbar bei der Onshore-Windenergie in Deutschland nicht zu rechnen. Eine Begrenzung von dynamischen Rückzahlungen wird daher keine Mehrkosten verursachen, hingegen Finanzierungskosten minimieren, Investitionssicherheit schaffen und den kosteneffizienten Ausbau der Onshore-Windenergie sichern.

¹⁵ Kitzing et al. (2024): Contracts-for-Difference to support renewable energy technologies: Considerations for design and implementation. Studie. <https://cadmus.eui.eu/server/api/core/bitstreams/680d3e66-c0bc-5bf2-9d7e-92f41fb08cac/content>

Kapitel 3.4:

Mit hybridem
Differenzvertrag
effiziente Anreize in
Stunden negativer
Preise setzen

Abbildung 10. Optionen für die Vergütung in Stunden negativer Preise



Auch bei einer Begrenzung der Rückzahlung würde jedoch eine Anreizverzerrung bestehen bleiben, da in Perioden, in denen die Anlage eine Differenzzahlung erhält, ein Anreiz besteht, auch dann Strom zu produzieren, wenn die Preise negativ sind. Von diesem Phänomen ist bei der Onshore-Windenergie 7% der Stunden betroffen, während dies bei der Solarenergie zu fast 20% der Fall ist. Solange die Flexibilität (bspw. durch Batterien) am Strommarkt nicht im gleichen Maße wie die Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien wächst, ist die Vermeidung negativer Stunden jedoch nichtsdestotrotz ein wichtiges Element des EEG 2027.

Daher ist bereits im jetzigen Fördermechanismus festgelegt, dass Anlagen keine Marktprämie in (Viertel)stunden erhalten, in denen der Strompreis negativ ist. Stattdessen wird die Zahlungsperiode um die Anzahl der Negativpreisstunden verlängert (siehe Abbildung 10).

Die bestehende Regelung hat den Vorteil, dass sie zu systemdienlichen Anreizen führt und außerdem den Steuerzahler entlastet, indem keine Förderung für Stunden gezahlt wird, in welchen der Strom nicht gebraucht wird. Sie hat jedoch den Nachteil, dass sie ein substantielles Risiko für die Projekte erzeugt, welches zu höheren Finanzierungskosten führen kann. Aurora Energy Research schätzt für eine Auswahl an repräsentativen Anlagen, dass im aktuellen Fördersystem im Jahr 2030 zwischen 7,5% des Windstroms im Norden und 6% des Windstroms im Süden in Stunden mit negativen Preisen erzeugt werden. Das Risiko eines Verlustausfalls in diesen Stunden kann nur in begrenztem Umfang durch die Verlängerung der Förderperiode ausgeglichen werden, da sie Erlöse in spätere Jahre verschiebt, in denen sie stark diskontiert werden, und nicht mehr zur Kreditfinanzierung der Anlage herangezogen werden können.

Eine Alternative, die diese Herausforderung löst, liegt in einer Anpassung der anzulegenden Werte, ähnlich wie sie derzeit im Modell des „hybriden Differenzvertrags“ diskutiert wird, der von den Beratungsfirmen Guidehouse, Neon und Consentec in Zusammenarbeit mit dem Fraunhofer ISI entwickelt wurde. Unter diesem Modell wird ebenfalls keine Förderung in Stunden mit negativen Preisen gezahlt. Stattdessen wird der anzulegende Wert um das Verhältnis des theoretischen Produktionspotenzials einer Referenzanlage in Negativ- und Positivpreisstunden erhöht. Im Vergleich zu den vollständig potenzialbasierten Differenzverträgen ist das zusätzliche Risiko, das durch eine Abweichung von den Produktionspotenzialschätzungen entsteht, im Falle des hybriden Differenzvertrag überschaubar und auch das Risiko der negativen Preise für Anlagen wird deutlich reduziert.

Eine Herausforderung des hybriden Referenzvertrags ist, dass er Anlagen auch dann entschädigt, wenn diese eine hohe Produktion in negativen Stunden haben. Denn er setzt zwar einen relativen Anreiz zur Vermeidung negativer Stunden, indem Anlagen mit niedrigerem Anteil Produktion in negativen Stunden insgesamt

höhere Erlöse realisieren können. Er setzt aber keinen absoluten Anreiz, da die Förderung unabhängig von der Vermeidung negativer Stunden für alle Anlagen in gleichem Maße erhöht wird. Für einen solchen Anreiz könnte ein Marktanreiz hinzugefügt werden, durch den nur ein bestimmter Prozentsatz der negativen Preisstunden vergütet wird. Dieser Prozentsatz könnte stetig gesenkt werden, so dass in der langen Frist keine Vergütung für negative Preisstunden mehr gezahlt wird. Dies stärkt die Systemdienlichkeit der Windenergie und entlastet den Steuerzahler.

Vestas schlägt daher vor die Ausgestaltung der Formel im Prozess der EEG-Novelle gemeinsam mit der Industrie so festzulegen, dass Anlagen unterstützt werden, die seltener Produktion in Negativpreisstunden als der Markt haben. Dabei sollte eine verbesserte Vergütung in Zeiten positiver Strompreise von der Abregelung individueller Windenergieprojekte in Zeiten negativer Strompreise abhängig gemacht werden, um neben der individuellen Projekt- auch die Gesamtwirtschaftlichkeit des Systems zu erhöhen. Dies würde einen weiteren Anreiz für systemdienliche Investitionen setzen und Phasen mit negativen Preisen begrenzen.

Vor- und Nachteile des hybriden Differenzvertrages

+ Anteilige Erstattung des Verlustausfalls in Stunden negativer Preise + Reduktion der Finanzierungskosten für Erneuerbare Energien + Anreiz zur Vermeidung von Negativpreisstunden	- Erhöhte Komplexität des Fördersystems in Stunden negativer Preise
---	---

Fazit: Die Bundesregierung sollte einen hybriden Differenzvertrag einführen

Kapitel 3.5:

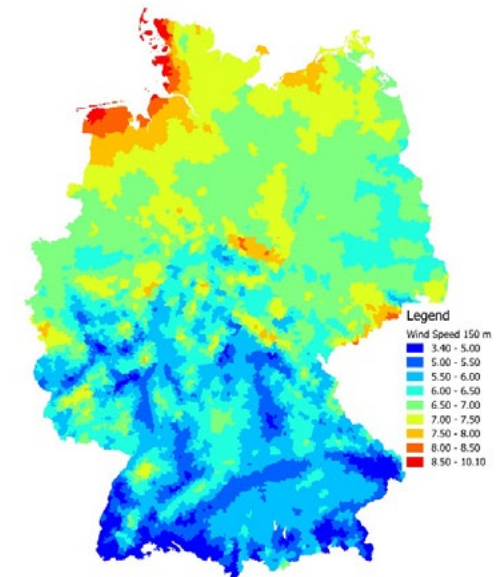
Geographische Verteilung und Standortdifferenzierung sichern, Referenzertragsmodell erhalten und optimieren

Die nach Windstandort differenzierte Förderung der Onshore-Windenergie in Deutschland ist notwendig, um auch in Regionen mit geringeren mittleren Windgeschwindigkeiten eine wirtschaftliche Nutzung der Windenergie zu ermöglichen. Dies stärkt die Integration in das System der Stromversorgung, reduziert den Umfang und die Kosten des Netzausbaus, erhöht die Resilienz der Energieversorgung, sichert die Akzeptanz im gesamten Bundesgebiet und senkt insgesamt die Kosten der erneuerbaren Stromerzeugung. Im aktuellen EEG besteht mit dem Referenzertragsmodell ein anteiliger Ausgleich für Anlagen an weniger ertragreichen Standorten. Die Notwendigkeit für einen solchen Mechanismus liegt darin begründet, dass die mittlere Windgeschwindigkeit in Deutschland in einem starken Zusammenhang mit der geographischen Lage steht (siehe Abbildung 11). Ohne einen solchen Mechanismus käme es zu einer noch stärkeren Konzentration von Windenergieanlagen im windtragreicheren Norden Deutschlands und somit zu erhöhtem Bedarf an Netzausbau und Flexibilitäten im Stromsystem, zumal der größte Verbrauch im industriedichteren Süden herrscht. Das Referenzertragsmodell führt so zu geringeren Systemkosten der Energiewende und muss unabhängig vom Investitionsrahmen in jedem Differenzvertragsmodell weitergeführt werden. Das Instrument sollte jedoch optimiert werden. Ein weiterentwickeltes Referenzertragsmodell sollte:

1. Fehlanreize zugunsten niedriger Parkwirkungsgrade vermeiden, die zu einer Erhöhung der Stromgestehungskosten führen können.
2. die Integration ins Energiesystem verbessern, indem Netzengpässe und marktbedingte Risiken wie negative Preise reduziert werden,
3. die positive Entwicklung im Ausbau der Windenergie stärken, einfach handhabbar sein und den Bürokratieaufwand sowie Komplexität reduzieren.

Die Bundesregierung könnte die anstehende und künftige Novellen des EEG für eine stufenweise Reform des Referenzertragsmodells nutzen. Denn während das Referenzertragsmodell primär Anreize zu Standortdifferenzierung setzen soll, beinhaltet es Ineffizienzen. So werden im bestehenden Mechanismus energetische Verluste durch Abschattung teilweise kompensiert. Dies hat zu einer Verdichtung der Anlagen in der Planung geführt, um dem hohen Bedarf an zusätzlicher Erzeugungsleistung gerecht zu werden. Dies begrenzt zwar den Flächenverbrauch kann aber Systemkosten erhöhen. Teile der Branche diskutieren daher eine Begrenzung der Kompensation der Parkwirkungsgradverluste auf beispielsweise 10%. Hersteller im Industrieverband VDMA lehnen diese pauschale Begrenzung ab, da diese nicht konkret gemessen werden und somit nicht in den Betriebsdaten ausgewiesen werden.

Abbildung 11. Verteilung der maximalen Vollaststunden pro Bundesland in Deutschland



Dadurch ist die Ermittlung der Parkwirkungsgradverluste mit hohem Aufwand und mit hohen Unsicherheiten verknüpft, sowohl in der Planungs- als auch in der Betriebsphase. Eine Möglichkeit ist die Einführung einer regionalen Mindestgüte. Dieses Konzept legt die minimale geförderte Standortgüte nicht bundesweit einheitlich, sondern regional differenziert fest. Vorschläge aus den Verbänden müssen gemeinsam von Wirtschaft, Wissenschaft und Politik diskutiert und praktikabel ausgearbeitet werden.

Wenn es im Rahmen der anlaufenden EEG-Novelle gelingen sollte, ein bürokratiearmes und gerechtes Nachweisverfahren für diese Begrenzung zu definieren, sollte es mit der dem EEG 2027 eingeführt werden. In jedem Fall ist dafür ein transparenter Branchendialog mit politischen Entscheidern erforderlich, um die Standortdifferenzierung nicht zu gefährden.

Weitere Elemente der Reform des Referenzertragsmodells wie der seit Jahren mit dem BMW und dem UBA diskutierte Standortgüteatlas anstelle komplizierter technischer Richtlinien zum Referenzstandort oder Anreize für besonders systemdienliche Anlagen mit höheren Volllaststunden könnten im Rahmen kommender Anpassungen des EEG 2027 auf Basis dieses Branchendialogs mit angemessenen Übergangsfristen eingeführt werden.

Die Kernfunktion der Maßnahme der Standortdifferenzierung, nämlich den Anreiz zur geographischen Verteilung der Windenergieanlagen zu erhalten, muss in jedem Fall in jedem zukunftsgerichteten Investitionsrahmen für die Windindustrie weitergeführt werden. Vestas setzt sich daher für eine Beibehaltung und stufenweise Optimierung des Referenzertragsmodells bei der Einführung von Differenzverträgen ein.



Vor- und Nachteile einer Beibehaltung des Referenzertragsmodells

- | | |
|--|---|
| <ul style="list-style-type: none"> + Systemdienlichere Anlagenverteilung + Reduktion des Netzausbaus | <ul style="list-style-type: none"> - Höhere Stromgestehungskosten werden durch niedrigere Systemkosten kompensiert |
|--|---|

Fazit: Die Bundesregierung sollte das Referenzertragsmodell in der Einführung von zweiseitigen Differenzverträgen beibehalten und stufenweise optimieren

Kapitel 4:

Fazit, Reformzeitplan und Ausblick

Abbildung 12. Schematische Darstellung des neuen EEG



Kapitel 4.1:

Empfehlung

Die Bundesregierung muss die Reform des EEG 2027 dazu nutzen, eine effiziente Version eines Differenzvertrages zu etablieren, die gleichzeitig die wirtschaftlichen und administrativen Risiken möglichst geringhält, um so den effizienten, sicheren und sauberen Ausbau der Windenergie kontinuierlich und ambitioniert fortzuführen. Vestas schlägt vor, dafür folgende Elemente zu kombinieren.

Symmetrischer, doppelseitiger Differenzvertrag, um die Kompatibilität mit den EU-Regulierungen sicherzustellen und die Effizienz der Energiewende zu erhöhen

- + **Berechnung der Zahlungen auf Basis der tatsächlichen Produktion**, um Komplexität des Differenzvertrags zu reduzieren und Risiken zu begrenzen
- + **Anwendung einer jährlichen Referenzperiode**, um Projekten einen Anreiz zu netzdienlicher Betriebsführung zu setzen und so Systemkosten zu reduzieren
- + **Begrenzte, dynamische Rückzahlung in Zeiten niedriger Strompreise**, um effiziente Erzeugungsanreize zu setzen
- + **Betriebsführungsabhängige, anteilige Zahlung in Phasen negativer Preise auf Basis potenzieller Produktion**, um Abregelung und verbesserte Systemintegration anzureizen
- + **Beibehalten und Optimieren des Referenzertragsmodells**, um den Ausbau deutschlandweit zu ermöglichen und so Systemkosten zu begrenzen

Durch die Kombination dieser Elemente wird die Förderung der Windenergie system- und netzdienlich gestaltet, da sie effiziente Anreize für Investitions- und Erzeugungsscheidungen setzen. Indem der Ausbau der Windenergie systemdienlich gestaltet wird, trägt sie noch stärker zum Ziel der Versorgungssicherheit bei und übernimmt Systemverantwortung. Gleichzeitig unterstützt die Einführung von Differenzverträgen auch das Ziel der Bezahlbarkeit, indem die so geförderten Anlagen besonders in Zeiten von hohen Strompreisen, beispielsweise in einer neuen Energiekrise, zur Stabilisierung der Stromkosten für Haushalte beitragen können. Schließlich wird durch einen starken Ausbau der Onshore-Windenergie auch das Ziel der Nachhaltigkeit effizient erreicht.

Kapitel 4.2: Übergangslösung

Eine Übergangslösung für die Einführung von zweiseitigen Differenzverträgen könnte für den Fall einer schnellen Novelle ohne ausreichend Zeit zur Entwicklung und Konsultation weiterführender Veränderungen die Einführung einer Abschöpfung über einem Höchstwert im System der gleitenden Marktpremie sein, wie der BWE dies vorschlägt und der geleakte Hausentwurf aus dem BMW-E vorsieht. Ein solcher Schritt würde die beihilferechtlichen Kriterien der EU erfüllen und gleichzeitig eine einfache Änderung des aktuellen Systems bedeuten. Es könnte daher schnell innerhalb des von der EU vorgegebenen Zeitrahmens umgesetzt werden. Unter einem solchen System würden sich dieselben Herausforderungen wie in der Einführung eines zweiseitigen Differenzvertrages beispielsweise bezüglich der Anreize am Day-Ahead-Markt oder der Vergütung von negativen Preisen stellen. Daher sollte ein solcher Schritt allenfalls ein Zwischenschritt zu einem hybriden, zweiseitigen Differenzvertrag darstellen, da ein solcher die Herausforderungen des modernen Strommarktes effektiver adressiert und so die langfristige Investitionssicherheit für die Windenergiebranche sowie die Effizienz der Energiewende sicherstellen kann. In diesem Fall können die begrenzte Rückzahlung, sowie die Anpassung der anzulegenden Werte auf Basis der negativen Preisstunden in einem zweiten Schritt mit der Einführung des zweiseitigen Differenzvertrags verbunden werden.

Kapitel 4.3: Ausblick

Während die Umstellung auf zweiseitigen Differenzverträge als Teil des EEG 2027 eine zentrale Weichenstellung in der Gestaltung der Energiewende darstellt, gibt es eine große Anzahl weiterer politischer Vorschläge, die den Ausbau von Onshore-Windenergie zentral beeinflussen können. Zu diesen gehören:

1. Fortführen der verlässlichen, kontinuierlichen, ambitionierten jährlichen **Ausschreibungsvolumen** auch über 2028 hinaus wie im Hausentwurf vorgesehen
2. Implementieren des Net Zero Industry Acts im Rahmen des EEG 2027 und einer Verordnung wie im Hausentwurf vorgesehen oder besser zusätzlich zum Volumen
3. **Indizieren des anzulegenden Wertes** wie dies beispielsweise in Großbritannien und Irland bereits der Fall ist
4. Überbauen des Netzan schlusses bei **Co-Location von Windenergie, Fotovoltaik und Batterien**, Begrenzen der Stromeinspeisung am Anschlusspunkt statt Abregeln einzelner Anlagen für netzun abhängige Lösungen um System- und Netzdienlichkeit zu erhöhen
5. Weiterführen des Netzan schlusses- und Einspeisevorrangs erneuerbarer Energien statt nicht rechtskonformem Redispatchvorbehalt/ willkürlicher Reihung des vorrangigen **Netzan schlusses** für neue Anlagen
6. Berechenbare schrittweise Beteiligung von Einspeisern and

Netzkosten durch **differenzierten Baukostenzuschuss** unter Berücksichtigung bereits erfolgreicher netzbezogener Kosten, wie Umspannwerk und/ oder Blindleistungskompensationskosten, statt unkalkulierbare dynamische Netzentgelte im Rahmen der Umsetzung von konsultierten Vorschlägen aus dem AgNes-Prozess der BNetzA und dem Netzan schlusspaket des BMW-E

7. Etablieren und Verstärken von **lokalen Signalen** im Bereich Windenergie auf Basis der Bestehenden Flächenplanung und des Referenzertragsmodells in enger Abstimmung mit der Branche, um system- und netzdienlichen Ausbau der Windenergie weiter anzureizen
8. **Erhöhen der Nachfrageflexibilität** z.B. durch Kombination von Smart Metern und dynamischen Verbraucherpreisen oder eines Anreizes der stromintensiven Industrie wo möglich ihren Verbrauch zu flexibilisieren (durch Überarbeitung des Industriestrompreises)

Als Leistungsträger der Stromversorgung leistet Windenergie einen maßgeblichen Beitrag zur Systemkostensenkung. Im Energiesystem müssen aber alle Weichen für alle Technologien ebenso auf Systemoptimierung umgestellt werden. Das gilt für Einspeiser gleichermaßen wie für Verbraucher und Betreiber von Netzinfrastrukturen. Maßnahmen wie der zurzeit diskutierte Redispatchvorbehalt könnten den Ausbau der Windenergie stark ausbremsen und würden eine ungleichmäßige Belastung der Erneuerbaren Energien darstellen. Auch diese energiepolitischen Rahmenbedingungen müssen so ausgestaltet und angewendet werden, dass sie den netz- und systemdienlichen Ausbau der Windenergie so ermöglichen, dass Windenergie weiter effizient, sicher und sauber auf alle drei Dimensionen des energie-wirtschaftlichen Zieldreiecks einzahlen kann.

Abbildung 13 Reformzeitplan mit möglicher Übergangslösung

	Heute EEG 2023	2026	Phase 1: Übergangslösung 2027-2028	2027	Phase 2: Zielsystem Ab 2030+	2030+
Designparameter	Gleitende Marktpremie		Gleitende Marktpremie mit Abschöpfung		Hybrider Differenzenvertrag	
Referenzproduktion	Produktionsabhängig		Produktionsabhängig		Produktionsabhängig	
Referenzperiode	Jährlich		Jährlich		Jährlich	
Abschöpfung	Nie		Volle Abschöpfung, wenn Marktpreis > Höchstpreis		- Volle Abschöpfung, wenn der Marktpreis > Anzulegendem Wert - Begrenzte Abschöpfung, wenn (Marktpreis – Abschöpfung) < Erlösuntergrenze	
Negative Preise	Anpassung der Förderperiode				Anpassung des anzulegenden Wertes	
Lokale Signale	Referenzertragsmodell		Referenzertragsmodell		Referenzertragsmodell	