

Novellierung des EU-Beihilfe- Rahmens

BWE-Eingabe zur EU-Konsultation zum Clean Industrial Deal
State Aid Framework (CISAF)

April
2025



Inhalt

1	Das Wichtigste in Kürze	3
2	Section 4: Aid to accelerate the rollout of renewable energy	4
2.1	Section 4.1 ("Aid schemes to accelerate the rollout of renewable energy")	4
2.1.1	Repowering-Definition	4
2.1.2	18-MW-Grenze für Bürgerwindprojekte	4
2.1.3	Ausgestaltung von CfDs (Contracts for Difference)	5
2.1.4	Konflikt zwischen Rd. 40 und 50 bezüglich CfD	5
2.2	Completion deadlines	7
2.3	Section 4.2 ("Aid for non-fossil flexibility support schemes")	7
2.4	Section 4.3 and Annex I ("Aid for capacity mechanisms following a target model")	7
3	Section 6 ("Aid to ensure sufficient manufacturing capacity in clean technologies")	8

1 Das Wichtigste in Kürze

Die beschleunigte Transformation hin zu einem klimaneutralen und auf Erneuerbaren Energien basierendem Energiesystem trägt wesentlich zur Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit der europäischen Industrie bei. Der BWE begrüßt daher den Vorschlag der Europäischen Kommission für einen neuen Beihilferahmen im Rahmen des Clean Industrial Deal (CID), der eine wichtige Grundlage ist, um den notwendigen Umbau des Energiesystems weiter voranzutreiben.

Die im neuen Beihilferahmen vorgesehene langfristige und erweiterte Absicherung von Investitionen in Schlüsseltechnologien wie u. a. der Windenergie kann wesentlich dazu beitragen, diese strategischen Sektoren und Technologien dauerhaft in der EU zu stärken. **Dies kann gelingen, sofern die Ausgestaltung des Clean Industrial Deal State Aid Framework (CISAF) dem Grundsatz des Ermöglichens und Vereinfachens unterliegt und somit unbürokratisch, effektiv und praxistauglich ist.** Der Beihilferahmen sollte insbesondere dazu beitragen, die wesentlichen Ziele des CID zu erreichen und daher ein möglichst kohärentes und klares Regelwerk sein, welches die Mitgliedstaaten direkt anwenden können.

Basierend auf der nachfolgenden Stellungnahme zur Konsultation der Europäischen Kommission hebt der BWE folgende zentrale Punkte heraus, die bei der Ausgestaltung des neuen EU-Beihilferahmens berücksichtigt werden sollten:

- **Beihilfe für das Repowering:** Das Repowering ist ein zentraler Faktor für den weiteren Ausbau der Windenergie an Land in Deutschland. Es ermöglicht eine erhebliche Effizienzsteigerung und eine bessere Ausnutzung der bestehenden Flächen. Die in Randnummer (Rd.) 40 vorgesehene Formulierung mit einer Einschränkung von Beihilfen für das **Repowering muss daher angepasst werden. Es sollten weiterhin alle Kosten für Repowering-Projekte beihilferechtlich vollständig förderfähig bleiben.**
- **18-MW-Grenze für Bürgerwind:** Für die Befreiung von der Ausschreibungsverpflichtung sehen die Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen (KUEBBL) aktuell eine Begrenzung von max. 18 MW pro Projekt vor. Da sich die Windenergieanlagentechnik stetig weiterentwickelt und immer leistungsfähigere Anlagen installiert werden, entspricht diese starre MW-Grenze nicht mehr den Projektrealitäten eines modernen Bürgerwindparks und ist somit für Projektierer nicht praxistauglich. **Vor diesem Hintergrund regt der BWE an, die Begrenzung auf eine feste Anzahl von sechs Windenergieanlagen ohne MW-Grenze festzulegen.**
- **Ausgestaltung von CfDs:** Die Formulierung in Rd. 40 deutet aus Sicht des BWE auf eine mögliche EU-weite Vorfestlegung hin, die produktionsunabhängige Förderregime priorisiert. Eine solche Vorfestlegung halten wir für restriktiv und könnte eine praxisgerechte Ausgestaltung von Investitionsabsicherung erschweren. **Wir empfehlen daher, diesen Punkt aus dem neuen Beihilferahmen anzupassen und ebenfalls produktionsabhängige Förderregime gleichermaßen zu berücksichtigen.**

Nähere Erläuterungen zu den genannten Punkten finden sich in den Antworten zu den Fragen in den Abschnitten des Fragebogens der Europäischen Kommission.

2 Section 4: Aid to accelerate the rollout of renewable energy

2.1 Section 4.1 (“Aid schemes to accelerate the rollout of renewable energy”)

2.1.1 Repowering-Definition

Die Formulierung in Rd. 40 bedeutet aus Sicht des BWE eine Einschränkung des Repowerings. Einschränkungen oder Begrenzungen der Investitionsbeihilfen für das Repowering von Windenergie an Land sollten grundsätzlich vermieden werden. Das Repowering ist ein entscheidender Faktor für den weiteren Ausbau der Windenergie an Land in Deutschland. Es ermöglicht eine erhebliche Effizienzsteigerung und eine bessere Ausnutzung der bestehenden Flächen. Im Jahr 2024 entstammte mehr als ein Drittel (37 %) der neu installierten Windkapazität an Land in Deutschland aus Repowering-Projekten. Da viele Anlagen aus den frühen bis mittleren 2000er Jahren aus der EEG-Förderung fallen, erwarten wir, dass die Repowering-Quote in den kommenden Jahren auf einem ähnlichen Niveau bleiben wird. Repowering-Projekte können teurer als Greenfield-Projekte sein, unter anderem aufgrund zusätzlicher Kosten für den Rückbau bestehender Anlagen und für die Anpassung der bestehenden Infrastruktur. **Um entstehende Mehrkosten auszugleichen und die Attraktivität von Repowering-Projekten zu erhöhen, sollten die Kosten für Repowering-Projekte weiterhin in vollem Umfang förderfähig bleiben.**

Daher fordern wir die Formulierung in Randnummer 50 wie folgt anzupassen (neuer Text in **fett**):

„(40) [...] In case of repowered capacities, ~~only the additional~~ all relevant costs in relation to the repowered capacity are eligible for aid.“

2.1.2 18-MW-Grenze für Bürgerwindprojekte

Für die Befreiung von der Ausschreibungsverpflichtung sehen die KUEBBL aktuell eine Begrenzung von max. 18 MW pro Projekt vor. Die Europäische Kommission hatte im Jahr 2016 hierzu klargestellt, dass sich „[d]ie Leitlinien [...] auf eine durchschnittlich große Erzeugungseinheit von 2,5 bis 3 MW Kapazität“ und damit auf sechs Windenergieanlagen beziehen. **Da sich die Windenergieanlagentechnik stetig weiterentwickelt und immer leistungsfähigerer Anlagen installiert werden, entspricht diese starre MW-Grenze nicht mehr den Projektrealitäten eines modernen Bürgerwindparks und ist somit für Projektierer nicht praxistauglich.** Aus Sicht des BWE ist es daher ungeeignet, die installierte Leistung als Bezugsgrenze heranzuziehen. Vor diesem Hintergrund empfiehlt der BWE, die Begrenzung auf eine feste Anzahl von sechs Anlagen festzulegen.

Konkret schlägt der BWE folgende Änderung vor (neuer Text in **fett**):

*„(43) d. for wind generation only, projects ~~with an installed capacity equal or below 18 MW~~ **with a maximum of 6 generation units**, if they are 100 % owned by small and microenterprises and/or by renewable energy communities and/or by citizen energy communities.“*

2.1.3 Ausgestaltung von CfDs (Contracts for Difference)

Der BWE begrüßt, dass die Formulierungen zu CfDs grundsätzlich den Vorgaben der EU-Strommarktreform entsprechen und mehrere Optionen für die Ausgestaltung dieser durch die Mitgliedstaaten möglich sein sollten. Die Formulierung in Randnummer 40 deutet jedoch aus Sicht des BWE auf eine Präferenz im CISAF hin, die produktionsunabhängige Förderregime priorisiert. Eine solche Vorfestlegung halten wir für zu restriktiv und könnte die praxisgerechte Umgestaltung von Investitionsabsicherungen erschweren. **Wir empfehlen daher, diesen Punkt aus dem neuen Beihilferahmen anzupassen und ebenfalls produktionsabhängige Förderregime gleichermaßen zu berücksichtigen.**

Bei strikter Auslegung der Rd. 50 könnten produktionsabhängige CfDs als nicht anwendbar angesehen werden, da bestimmte Marktverzerrungen im Verhältnis zu Abschöpfungsbeträgen und den Day-Ahead- und Intraday-Märkten nicht vollständig ausgeschlossen werden können.

Konkret: Um mehr Flexibilität zu ermöglichen, fordert der BWE die Formulierung in Punkt 50 wie folgt anzupassen (neuer Text in **fett**):

*„Aid must be designed to prevent any undue distortion to the efficient functioning of markets and, in particular, preserve efficient operating incentives and price signals. In particular, beneficiaries should not be incentivised to offer their output below their marginal costs and ~~must not receive aid for production in any periods in which the market value of that production is negative~~ **may not offer quantities on the market in times when the market value of this production is negative.**“*

Zudem sollte ergänzt werden, dass eine Kombination von CfD und PPA unter bestimmten Voraussetzungen möglich ist, wenn Mechanismen vorhanden sind, die sicherstellen, dass Erzeuger nicht monatlich ohne klare Regeln zwischen Systemen wechseln können. Solche Regelungen könnten Wechseloptionen begrenzen und damit zur Marktstabilität beitragen.

2.1.4 Konflikt zwischen Rd. 40 und 50 bezüglich CfD

In Bezug auf die Bestimmungen in Rd. 50 und 40 möchten wir auf einen potenziellen Widerspruch hinweisen. Rd. 50 legt fest, dass Beihilfen so gestaltet sein müssen, dass sie keine Marktverzerrungen verursachen und insbesondere verhindert wird, dass Förderempfänger ihren Strom unter den Grenzkosten anbieten. Weiterhin wird in Rd. 50 explizit erwähnt, dass keine Beihilfen gewährt werden dürfen, wenn der Marktpreis für die produzierte Energie negativ ist. Diese Regelungen sollen

sicherstellen, dass die Beihilfen den effizienten Betrieb der Märkte nicht beeinträchtigen und keine ineffiziente Produktion fördern.

Gleichzeitig enthält Rd. 40 die Bestimmung einer produktionsunabhängigen Förderung, bei der die Höhe der Beihilfe nicht von der tatsächlichen Energieproduktion oder den Marktpreissignalen abhängt. Das bedeutet, dass die Beihilfen unabhängig von der erzeugten Strommenge gewährt werden. Diese Regelung könnte jedoch zu einem potenziellen Widerspruch mit den Zielen aus Rd. 50 führen, da sie die Anreize für die Produzenten, ihren Strom zu marktgerechten Preisen anzubieten, vermindern könnte. Wenn die Förderung unabhängig von den Marktbedingungen erfolgt, könnte dies dazu führen, dass die Energieproduktion unter den Grenzkosten angeboten wird, da die Produktionsentscheidung nicht von den tatsächlichen Marktpreisen oder den Kosten des Produzenten abhängt. Darüber hinaus könnte es sein, dass Beihilfen auch in Zeiten negativer Marktpreise gewährt werden, was ebenfalls zu Marktverzerrungen führen könnte. Im Falle produktionsunabhängiger Förderung macht der Staat sehr strikte, planwirtschaftliche Vorgaben für die Ausgestaltung von Erzeugungsanlage und Betrieb ("Referenzanlage"), mit dem Risiko, Marktsignale auszublenden und Ineffizienzen zu erzeugen. Zudem warnen Finanzinstitute und Investoren vor steigenden Kapitalkosten gegenüber dem bspw. in Deutschland etablierten System der produktionsabhängigen Förderung.

Dieser potenzielle Widerspruch zwischen der produktionsunabhängigen Förderung und den in Rd. 50 festgelegten Zielen zur Vermeidung von Marktverzerrungen und der Förderung effizienter Produktionsanreize könnte die Wirksamkeit der Fördermaßnahme gefährden. **Eine Förderung, die losgelöst von den tatsächlichen Marktbedingungen gewährt wird, könnte Unternehmen ermutigen, ihre Energie zu Preisen anzubieten, die ihre Grenzkosten nicht decken, was zu Ineffizienzen im Markt führen könnte.**

Die derzeitige Definition der förderfähigen Kosten als „total investment costs“ (CAPEX) greift in bestimmten Fördersystemen zu kurz. Je nach Systemkonstellation kann es notwendig sein, auch operative Kosten (OPEX) wie Vermarktungskosten, Bezugsstrom sowie Wartungs- und Instandhaltungskosten in die förderfähigen Kosten aufzunehmen. In einem Fördersystem mit Rückzahlungsmechanismus reicht es nicht aus, nur die CAPEX zu fördern.

Bei einem CfD mit fixem Wert (z. B. Cap=Floor) müssen alle Kosten in der Förderhöhe enthalten sein, da es keine Möglichkeit für Zusatzerlöse gibt. Wenn OPEX nicht berücksichtigt werden, bleiben Projektträger auf diesen Kosten sitzen. Im vergangenen Jahr hat das Bundesministerium für Klimaschutz und Energie (BMWK) in einem Optionenpapier zur nationalen Umsetzung der EU-Strommarktreform Vermarktungserlöse den Referenzerlösen gegenübergestellt, welche in erster Näherung vollständig abgeführt werden müssen. Um die OPEX zu decken, müssen diese Kosten daher aus der kapazitätsabhängigen Zahlung kommen. **Wir empfehlen daher, OPEX wie Vermarktungskosten, Bezugsstrom, Wartungs- und Instandhaltungskosten in die Definition der förderfähigen Kosten aufzunehmen.** Eine Beschränkung auf CAPEX würde zu wirtschaftlichen Nachteilen für die Projektträger führen und könnte die Umsetzung innovativer Fördersysteme erschweren.

2.2 Completion deadlines

In Deutschland ist die Realisierungsdauer im § 36i EEG auf 36 Monate festgelegt. Die Realisierungsfrist ist zurzeit grundsätzlich ausreichend, dies könnte sich jedoch in Zukunft ändern: Verzögerungen in der Lieferkette und die Nichtverfügbarkeit wichtiger Komponenten, wie z. B. Transformatoren, sind bereits teilweise vorhanden und könnten angesichts der geopolitischen Lage ggf. häufiger vorkommen. Daher sollten zumindest auf EU-Ebene großzügigere Fristen gelten, um den Mitgliedstaaten bei Bedarf mehr Flexibilität und Spielräume zu ermöglichen. Vor diesem Hintergrund sollte die Frist angepasst werden.

Der BWE regt an, in der Rd. 37 den Mitgliedstaaten größeren zeitlichen Spielraum bei der Ausgestaltung der Frist einzuräumen.

2.3 Section 4.2 (“Aid for non-fossil flexibility support schemes”)

Der Abschnitt 4.2 verpflichtet die Mitgliedstaaten, nicht-fossilen Flexibilitätstechnologien (wie Batteriespeichern) Arbitragegeschäfte, die Teilnahme an Regelenergieausschreibungen sowie am innereuropäischen Netzengpassmanagement zu ermöglichen. Dies trägt zur wirtschaftlichen Umsetzung der Projekte bei und ist zu begrüßen.

2.4 Section 4.3 and Annex I (“Aid for capacity mechanisms following a target model”).

Der BWE erkennt an, dass ein Kapazitätsmechanismus eine wichtige Rolle bei der Sicherstellung der Versorgungssicherheit in einem zunehmend auf Erneuerbarer Erzeugung basierendem Energiesystem spielen wird. **Damit dieser im Einklang mit den Klima- und Energiezielen der EU steht, muss ein solcher Mechanismus so gestaltet sein, dass er die Integration erneuerbarer Energien erleichtert und Investitionen in grüne und flexible Technologien unterstützt.** Hierbei ist zentral, dass die Förderfähigkeit auf nicht-fossile Optionen beschränkt wird, die zur Systemresilienz beitragen, ohne die Transformation zu verzögern. Eine Unterstützung fossiler Kapazitäten – einschließlich Anlagen, die als strategische Reserve definiert und vergütet werden – birgt das Risiko, emissionsintensive Infrastrukturen beizubehalten und Marktmechanismen zu verzerren, insbesondere wenn diese Anlagen weiterhin am Energiemarkt teilnehmen. Dies untergräbt die Wirksamkeit sowohl der Dekarbonisierungspolitik als auch öffentlicher Investitionen.

Erneuerbare und flexible Kapazitäten – einschließlich nachfrageseitiger Maßnahmen und Systemintegrationsressourcen – sollten priorisiert werden, um sicherzustellen, dass staatliche Beihilfe die Transformation des europäischen Energiesystems beschleunigt und nicht verzögert.

3 Section 6 ("Aid to ensure sufficient manufacturing capacity in clean technologies")

Der BWE begrüßt, dass die EU-Kommission die Produktion von Clean-Tech als strategische Priorität im Rahmen ihrer Energie- und Industriepolitik benennt. **Der Ausbau von Produktionskapazitäten für Netto-Null-Technologien, wie Windenergieanlagen (WEA) trägt maßgeblich zur Erreichung der Ziele des CID sowie des Net Zero Industry Act (NZIA) bei. Eine widerstandsfähige, wettbewerbsfähige und innovationsgetriebene industrielle Basis ist ein zentraler Baustein für die langfristige Energiesouveränität der EU.**

Damit staatliche Beihilfen in diesem Bereich so wirksam wie möglich sind, sollten sie gezielt bestehende Defizite im Markt adressieren, die Investitionen in europäische Clean-Tech-Fertigung derzeit erschweren. Dazu zählen unter anderem hohe Anfangsinvestitionen, ein fehlendes internationales Level-Playing-Field für EU-Unternehmen sowie die für einzelne Komponenten hohe Abhängigkeit von Lieferketten außerhalb der EU. Beihilferegulungen sollten daher darauf abzielen, Investitionen abzusichern, den Aufbau diversifizierter Lieferketten anzureizen und so die langfristige Wettbewerbsfähigkeit des strategisch wichtigen Windenergiesektors zu ermöglichen.

Gleichzeitig sollte der Beihilferahmen stärker als bisher den globalen Wettbewerb berücksichtigen, in dem sich europäische Hersteller befinden. Strukturelle Rahmenbedingungen wie höhere Energie- und Arbeitskosten im Vergleich zum außereuropäischen Ausland oder komplexe regulatorische Vorgaben stellen eine Herausforderung dar. Zudem stehen die europäischen Hersteller unter hohem Konkurrenzdruck von stark subventionierten außereuropäischen Unternehmen. **Um die strategische Autonomie und Resilienz der europäischen Industrie zu stärken, darf sich der Beihilferahmen nicht ausschließlich an wettbewerbsneutralen Grundsätzen orientieren, sondern muss auch den globalen Kontext fair abbilden.**

Kritisch sehen wir daher in Abschnitt 6.2, dass von den Antragstellern „glaubwürdige Nachweise“ über etwaige Subventionen in Drittstaaten für mögliche Projekte verlangt. Auch wenn das Ziel, einen Subventionswettbewerb zu vermeiden, grundsätzlich sinnvoll ist, birgt diese Vorgabe erhebliche Risiken: Sie erhöht den bürokratischen Aufwand, wirft Fragen zur Durchsetzbarkeit und zum Schutz vertraulicher Unternehmensdaten auf und könnte die Teilnahmebereitschaft an Förderprogrammen beeinträchtigen. Zudem besteht die Gefahr rechtlicher Unsicherheiten und einer uneinheitlichen Umsetzung in den Mitgliedstaaten. Der BWE empfiehlt daher, diese Regelung pragmatischer und praxisnäher zu gestalten, um Rechtssicherheit und Verhältnismäßigkeit zu gewährleisten.

Weiterhin bedauert der BWE, dass die maximalen Förderbeiträge pro Projekt im Vergleich zu den im Temporären Krisen- und Transformationsbeihilferahmen (TCTF) vorgesehenen Höchstgrenzen abgesenkt werden sollen. Da sich die europäische Kapitalmarktunion zur Schaffung weiterer Finanzierungsmöglichkeiten trotz einiger Fortschritte vorerst weiterhin im Aufbau befindet und nur begrenzte fiskalische Spielräume in den Mitgliedstaaten vorhanden sind, könnte diese Kürzung gegebenenfalls vorgesehene Investitionen in die Herstellung von Clean-Tech ausbremsen. Der BWE spricht sich daher dafür aus, die im TCTF vorgesehenen höheren Fördergrenzen im CISAF beizubehalten um die notwendige Unterstützung für den Ausbau der Produktionskapazitäten sicherzustellen.

Impressum

Bundesverband WindEnergie e.V.
EUREF-Campus 16
10829 Berlin
030 21234121 0
info@wind-energie.de
www.wind-energie.de
V.i.S.d.P. Wolfram Axthelm

Foto

Pixabay (CCO)

Haftungsausschluss

Die in diesem Papier enthaltenen Angaben und Informationen sind nach bestem Wissen erhoben, geprüft und zusammengestellt. Eine Haftung für unvollständige oder unrichtige Angaben, Informationen und Empfehlungen ist ausgeschlossen, sofern diese nicht grob fahrlässig oder vorsätzlich verbreitet wurden.

Der Bundesverband WindEnergie e. V. ist als registrierter Interessenvertreter im Transparenzregister der Europäischen Union unter der Registernummer REG 554370792670-41 eingetragen.
Den Eintrag des BWE finden Sie [hier](#).

Der Bundesverband WindEnergie e.V. ist als registrierter Interessenvertreter im Lobbyregister des Deutschen Bundestages unter der Registernummer R002154 eingetragen.
Den Eintrag des BWE finden Sie [hier](#).

Ansprechpersonen

Luca Liebe | Senior Referent Europapolitik | l.liebe@wind-energie.de

Autor*innen in alphabetischer Reihenfolge

Christina Hasse | Fachreferentin Planung und Projektierung | c.hasse@wind-energie.de

Janna Hilger | Fachreferentin Planung/Genehmigung/Länderkoordination | j.hilger@wind-energie.de

Luca Liebe | Senior Referent Europapolitik | l.liebe@wind-energie.de

Beteiligte Gremien und Landesverbände

Gesamtvorstand, Bürgerwindbeirat, Finanziererbeirat, SK Planerbeirat, SK Juristischer Beirat, JurAG Akzeptanz, JurAG Energierecht, AK Energiepolitik, AK Beteiligung, AK Direktvermarktung

Datum

25. April 2025