

Ein EU-rechtskonformer Investitionsrahmen für Windenergieanlagen

Zur Einführung eines produktionsabhängigen
Abschöpfungsmechanismus

Juli
2025



Inhalt

1	Einleitung	3
2	Das Wichtigste in Kürze	4
3	Leitplanken für einen gesicherten (EU-rechtskonformen) Abschöpfungsmechanismus	5
4	Planungssicherheit gewährleisten und Unsicherheiten vermeiden	7
5	Zur praktischen Umsetzung einer Erlösabschöpfung.....	8
	5.1 Erfahrungen mit dem Strompreisebremsegesetz (StromPBG)	8
	5.2 Hinweise zu einer effizienten Umsetzung der Erlösabschöpfung	9

1 Einleitung

Die Energiewende ist eines der zentralen Zukunftsprojekte Europas. Mit dem Inkrafttreten der EU-Verordnung zur Verbesserung des Elektrizitätsmarktdesigns im Juli 2024 rückt eine Neugestaltung des Investitionsrahmens für Erneuerbare Energien (EE) in den Fokus. Im Zentrum der Debatte, auch im Rahmen des EU-Beihilferechtes, steht die Einführung von sogenannten zweiseitigen Differenzverträgen (CfD) oder gleichwertigen Abschöpfungsmechanismen. Dieser Ansatz zielt darauf ab, Investitionssicherheit zu schaffen und die Marktintegration Erneuerbarer Energien voranzutreiben.

Bei der Ausgestaltung des Investitionsrahmens und der Umsetzung der regulatorischen Anforderungen der EU ist es wichtig, die Besonderheiten unseres nationalen Energiemarkts zu berücksichtigen. Dazu gehört, dass gewachsene Marktbedingungen für die gesamte Energiebranche nicht unnötig neu gestaltet werden. Eine schrittweise Einführung kann auch im bestehenden Rechtsrahmen (EEG/EnWG) erfolgen, indem dieser um einen Abschöpfungsmechanismus ergänzt wird, wie er in ähnlicher Weise im StromPBG 2022 geregelt war.

Der nächste Schritt für das Energiesystem ist die Flexibilisierung. Ein Investitionsrahmen muss dazu beitragen und passende Anreize schaffen. Insgesamt muss unser Energiesystem durchlässiger und deutlich flexibler werden, damit Industrie und auch Haushalte von den günstigen Strompreisen der Erneuerbaren Energien profitieren können. Diese Flexibilisierung entlastet die Netze und dämpft die Systemkosten der Energiewende. Dieser Grundsatz muss bei allen Vorhaben zur Gestaltung des Energiesystems berücksichtigt werden.

Dieses Positionspapier erläutert, welche Leitplanken bei der Einführung eines rechtssicheren und praktikablen Abschöpfungsmechanismus' eingehalten werden müssen. Auf Grundlage der bisherigen praktischen Erfahrungen skizziert es die Lehren aus den Umsetzungsschwierigkeiten des Strompreisbremsengesetzes (StromPBG).

2 Das Wichtigste in Kürze

Wir begrüßen:

- die Einführung eines rechtskonformen Rahmens für zweiseitige Differenzverträge (CfD) zur Förderung Erneuerbarer Energien, sofern dieser Investitionssicherheit schafft und die Marktintegration stärkt.
- die Erwägung, einen produktionsabhängigen Abschöpfungsmechanismus mit Marktwertkorridor, wenn auch übergangsweise, einzuführen.
- die Möglichkeit, bestehende nationale Rahmenwerke (z. B. EEG/EnWG) um praktikable Mechanismen zu ergänzen, ohne gewachsene Marktbedingungen grundlegend umzugestalten.
- die klare Ausrichtung des Koalitionsvertrages auf Flexibilisierung des Stromsystems als Voraussetzung für eine kosteneffiziente und dezentralisierte Energiewende.

Wir kritisieren:

- die bis dato mangelnde Rechtssicherheit und bürokratische Komplexität bei der Umsetzung der Abschöpfung, wie sie im StromPBG geregelt wurde.
- die unzureichende Berücksichtigung technologischer, regionaler und vermarktungsbezogener Unterschiede im bisherigen Diskussionsstand.

Wir regen an:

- eine differenzierte, rechtssichere und planbare Ausgestaltung des Abschöpfungsmechanismus unter Berücksichtigung realer Erlöse, Kostenentwicklungen und technischer Rahmenbedingungen.
- ausgeförderte Anlagen und Anlagen in der sonstigen Direktvermarktung von der Abschöpfung auszuschließen.
- die Festlegung eines zentralen, einheitlichen Abwicklungsportals, um bürokratischen Aufwand zu reduzieren und die Datenverfügbarkeit sicherzustellen.
- eine frühzeitige und transparente Regelung von Wechselmöglichkeiten zwischen Förderregimen, um Investitionsentscheidungen nicht zu blockieren.
- die klare Abgrenzung gegenüber finanzmarktregulatorischen Vorgaben, damit EEG-geförderte Projekte nicht unnötig durch MiFID-II-Anforderungen belastet werden.

3 Leitplanken für einen gesicherten (EU-rechtskonformen) Abschöpfungsmechanismus

Um die EU-Strommarkt Vorgaben effizient und zeitnah umzusetzen, muss der Investitionsrahmen für Erneuerbare Energien angepasst werden. Der Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE) hat dazu bereits einen Lösungsansatz unterbreitet, der eine Kombination aus bewährten Mechanismen vorsieht: einen produktionsabhängigen Abschöpfungsmechanismus in Verbindung mit einem Marktwertkorridor. Mit dieser Option sollen Risiken für Erneuerbare Energien minimiert und gleichzeitig die Marktverwerfungen vermieden werden, die durch unzureichende Regelungen entstehen könnten.

Grundsätzlich befürwortet der Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE) eine angekündigte kurzfristige und pragmatische Lösung in Form eines einfachen Claw-Back-Mechanismus unter Einhaltung der EU-Vorgaben. So können mit ausreichend Vorlaufzeit Optionen für einen zukünftigen Investitionsrahmen weiter erörtert werden.

Da die Energiewende maßgeblich von der sicheren Finanzierbarkeit der Projekte abhängt, ist es entscheidend, dabei Planungssicherheit und Finanzierungsrisiken gleichermaßen zu berücksichtigen.

Einige Grundbedingungen dürfen dabei nicht zur Disposition gestellt werden. Dazu gehören die klare Absicherung über einen gesicherten Investitionsrahmen der Erneuerbaren nach unten, der gesicherte und priorisierte Netzanschluss aller EE-Anlagen, der Ausgleich von Redispatch-Mengen und, je nach geltendem EEG, der Ausgleich für die Zeiten negativer Preise. Einen Eingriff in den Bestand darf es nicht geben.

Bei der Ausgestaltung einer solchen Absicherungssystematik müssen daher gemäß der BEE-Stellungnahme¹ folgende Punkte grundsätzlich berücksichtigt werden:

- **Abschöpfung realer Erlöse:** Um hohe Risiken und Marktverwerfungen zu vermeiden, die durch fiktive Erlöse entstehen können, sollte die Abschöpfung auf realen Erlösen basieren.
- **Gleitende Marktprämie mit Marktwertkorridor:** Die Ergänzung der gleitenden Marktprämie um einen Marktwertkorridor ist notwendig, um markt- und netzdienliche Anlagentechniken refinanzieren zu können und ein ausgewogenes Kosten-Nutzen-Verhältnis zu gewährleisten.

Vorschlag:

Anzulegender Wert plus 3 ct/kWh Marktwertkorridor, darüber hinaus 90-prozentige Abschöpfung.

Begründung:

Bei hohen Strompreisniveaus (wie 2022) erhöhen sich deutlich die Ausgleichsenergiepreise. Diese relativen Risiken für die Marktwertdifferenzen und Ausgleichsenergiekosten werden in die Dienstleistungsentgelte eingepreist.

¹ <https://www.bee-ev.de/service/publikationen-medien/beitrag/bee-stellungnahme-zum-optionenpapier-strommarktdesign-der-zukunft>

- **Wechselmöglichkeiten für EE:** Anlagenbetreiber sollten einmalig die Möglichkeit erhalten, vom geförderten Investitionsrahmen mit Abschöpfungsmechanismus in den freien Markt zu wechseln (vgl. BEE-Papier Nr. 2.4.6). Ein Wechsel zurück in den Investitionsrahmen ist ausgeschlossen.
- **Monatliche Basis der Abschöpfung:** Es wird eine monatliche, mindestens jedoch eine quartalsweise Abrechnungsperiode empfohlen. Dies ermöglicht Optimierungen und begrenzt gleichzeitig die Auswirkungen von Liquiditätsproblemen.
- **Kostensteigerungen:** Kostensteigerungen haben in den letzten Jahren stark zugenommen haben und müssen in der Gestaltung des Investitionsrahmens mit Abschöpfungsmechanismus berücksichtigt werden. Ein geeigneter Index kann dabei hilfreich sein. In Frage käme beispielsweise ein Stromgestehungskostenindex, in dem CapEx, Zinsen, etc. berücksichtigt werden.
- **Inflation:** Ergänzend ist eine Gleitklausel zur Anpassung an die Inflation vorzusehen. Die Erfahrungen der vergangenen Jahre haben gezeigt, dass eine entsprechende Anpassung des Investitionsrahmens zu lange dauert und nicht vorhersehbar ist. Eine entsprechende Gleitklausel zur Inflationsanpassung erhöht die Planbarkeit und Investitionssicherheit.
- **Regionale Wetterverhältnisse:** Insbesondere bei Wind an Land ist die Berücksichtigung der Windhöufigkeit Voraussetzung, um einen fairen Wettbewerb zwischen bundesweiten Standorten in den EEG-Ausschreibungen zu gewährleisten und angemessene Renditen für geförderte Anlagen sicherzustellen.
- **Direktbelieferung:** Stromlieferungen an Dritte mittels Direktleitung müssen im Rahmen des Abschöpfungsmechanismus weiterhin möglich sein, da dies zur dezentralen Energiewende und einer hohen Akzeptanz beiträgt.
- **Technologiespezifische Erlösobergrenzen:** Verschiedene EE-Technologien benötigen unterschiedliche Erlösobergrenzen, denn ohne Technologiedifferenzierung fallen die Renditen EEG-geförderter Anlagen sehr unterschiedlich aus.
- **Ausgeförderte Anlagen ausnehmen:** Anlagen, die den Förderzeitraum abgeschlossen haben, sowie Anlagen in der sonstigen Direktvermarktung müssen von der Abschöpfung ausgenommen werden, um die wirtschaftliche Belastung für Altanlagen zu minimieren.
- **Keine Rückwirkung/Bestandsschutz:** Projekte, die beispielsweise bereits einen Zuschlag in der Ausschreibung erhalten haben, sind von einer rückwirkenden Ausschöpfung ausgeschlossen. Eine Regelung darf zudem nur für neue Anlagen gelten, die ab einem in der Zukunft liegenden Stichtag über eine EEG-Auktion gefördert werden. Anlagen die bereits in der Ausschreibung eine Förderung zugesprochen bekommen haben, müssen unberücksichtigt bleiben.

Die nachträgliche Einführung der Erlösabschöpfung im StromPBG hat zu einer deutlichen Verunsicherung und Verzerrung bei Investoren geführt. In der Umsetzung der EU-Vorgaben unterstützen wir die Einführung von **produktionsabhängigen Abschöpfungsmechanismen**. Diese könnten sich als tragfähiges Modell zur Absicherung Erneuerbarer Energien bewähren – sofern sie markt- und systemdienlich ausgestaltet sind. Neben dieser Absicht ist der Anspruch auf vorrangige Netzanschluss sowie der Redispatch-Ausgleich die Basis eines verlässlichen Investitionsrahmens, den die Branche braucht, um ihren Beitrag für den Strommarkt der Zukunft zu leisten.

Gleichzeitig betonen wir die Bedeutung von Flexibilitäten im Strommarkt. Speichertechnologien, sektorübergreifende Kopplungen und die aktive Einbindung der Verbrauchsseite sind unverzichtbare Bausteine, um die Herausforderungen eines dezentralisierten Energiesystems kosteneffizient zu meistern. Flexibilitäten sind der Schlüssel für eine stabile, wirtschaftlich tragfähige und klimaneutrale Stromversorgung der Zukunft. Dies setzt auch eine frühzeitige Klärung der zukünftigen Investitionsbedingungen für Erneuerbare Energien in den kommenden Jahren voraus.

4 Planungssicherheit gewährleisten und Unsicherheiten vermeiden

Da die geplante Einführung einer Erlösabschöpfung im Energiesektor einen tiefgreifenden Eingriff in die Geschäftsmodelle von Wind- und PV-Parkgesellschaften darstellt, müssen neben der Umsetzung der oben beschriebenen Leitlinien zentrale Fragestellungen frühzeitig und umfassend geklärt werden. Nur so kann Planungssicherheit gewährleistet und rechtliche Unsicherheiten vermieden werden.

Um sowohl die Akzeptanz als auch die Umsetzungssicherheit der Maßnahmen sicherzustellen, müssen insbesondere für Anlagenbetreiber und Direktvermarkter klare und praktikable Regelungen geschaffen werden. Dazu gehört, dass im Rahmen des Redispatch 2.0 abgeregelte und nicht eingespeiste Energiemengen angemessen berücksichtigt werden. Da diese Mengen im Interesse der Netzstabilität nicht eingespeist werden, wäre eine pauschale Abschöpfung nicht nur wirtschaftlich nachteilig für die Betreiber, sondern auch rechtlich fragwürdig. Eine faire und differenzierte Behandlung solcher Fälle ist notwendig, um Fehlbelastungen zu vermeiden.

Auch die Einbeziehung von Versicherungs- und Entschädigungsleistungen Dritter muss klar definiert werden. Transparent geregelt werden muss, inwieweit solche Leistungen – etwa bei Anlagenschäden oder Produktionsausfällen – in die Berechnung der abschöpfungsrelevanten Erlöse einfließen. Nur so lassen sich doppelte Belastungen vermeiden und ein Gleichlauf mit bestehenden Entschädigungsmechanismen sicherstellen.

Im Bereich der Direktvermarktung stellt sich zudem die Frage, wie mit zusätzlichen Entgelten der Direktvermarkter umzugehen ist. Solche zusätzlichen Entgelte können z. B. durch die Nutzung von Stromspeichern oder durch spezielle Optimierungsdienstleistungen entstehen. Um Marktverzerrungen und Rechtsstreitigkeiten zu vermeiden, ist eine klare Regelung darüber erforderlich, ob und wie diese Entgelte bei der Ermittlung des abschöpfungsfähigen Erlöses berücksichtigt werden.

Ebenso wichtig ist eine eindeutige Definition und Verrechnung der sogenannten Überschussperiode, also der Zeiträume, in denen die erzielten Erlöse die festgelegte Erlösbergrenze überschreiten. Die Regelungen müssen sowohl zeitlich als auch methodisch klar gefasst sein, damit eine nachvollziehbare und gerechte Verrechnung erfolgen kann.

Sowohl die europarechtlichen Vorgaben als auch die Ziele der Bundesregierung sehen eine deutliche Stärkung des über Power-Purchasing-Agreements (PPA) marktlich finanzierten Ausbaus der EE vor. Anlagen, die in der sonstigen Direktvermarktung vermarktet werden, müssen daher in jedem Fall von einer Erlösabschöpfung ausgenommen werden. Eine undifferenzierte, pauschale Anwendung der Erlösabschöpfung auf diese Anlagen wäre kontraproduktiv und würde das Vertrauen in die langfristige Stabilität des Energiemarkts untergraben.

Insgesamt zeigt sich: Eine rechtlich saubere, differenzierte und transparente Ausgestaltung der Erlösabschöpfung ist zwingende Voraussetzung für ihre erfolgreiche Einführung. Nur durch eine frühzeitige Klärung der genannten Punkte lassen sich Marktverwerfungen vermeiden und die Akzeptanz der neuen Regelungen in der Branche sicherstellen.

5 Zur praktischen Umsetzung einer Erlösabschöpfung

5.1 Erfahrungen mit dem Strompreisebremsegesetz (StromPBG)

Die Einführung zweiseitiger Differenzverträge als Förderinstrument beinhaltet neben der Absicherung nach unten auch eine Zahlungsobergrenze sowie die Pflicht, darüber hinausgehende Einnahmen zurück ins Fördersystem zu zahlen. Erfahrungen mit einem solchen Rückzahlungsmechanismus wurden im Zusammenhang mit dem im Jahr 2022 in Kraft getretenen Strompreisebremsegesetz bereits gemacht.

Bei der praktischen Umsetzung haben sich dabei jedoch folgende Fragestellungen und Probleme gezeigt:

- Energieversorger mit eigenem Anlagenbestand

Die Berechnung der Überschußerlöse (§18 Abs.3 StromPBG) war nicht möglich, wenn Anlagenbetreiber und Verbraucher gesellschaftlich verbunden waren.

- Erheblicher bürokratischer Aufwand

Sehr hoher Arbeitsaufwand beim Erstellen und Ausfüllen der monatlichen Berechnungstabellen, mit Lastgängen für jede Wind-/PV-Parkgesellschaft

Haftung der Gesellschafter (§15 StromPBG)

Mit Blick auf Gesellschaften mit breiter Kommanditistenstruktur und Bürgerenergiegesellschaften ist zu prüfen, ob eine Haftung der Gesellschafter überhaupt möglich bzw. nötig ist. Im Rahmen einer wohlüberlegten Lösung sollte ein Missbrauch eher verhindert werden. Bei einer monatlichen Abrechnung kann zudem kein übermäßiger Rückzahlungsanspruch entstehen, der einen Rückgriff auf die Gesellschafter erfordert.

- Formatvorgaben

Die Netzbetreiber stellten die notwendigen Daten und Berechnungstabellen sehr spät nach Inkrafttreten des Gesetzes zur Verfügung.

- Abwicklung

- Die Netzbetreiber und deren Abwicklungsportale im Internet waren oft überlastet.
- Unterschiedliche Portale bei den verschiedenen Netzbetreibern.
- Unterschiedliche (inhaltliche) Anforderungen der verschiedenen Netzbetreiber an die zu übersendenden Unterlagen.
- Hotline der Netzbetreiber bei Fragen nicht erreichbar

- Datengrundlage/Zählerdaten

Der Zugang zu (Einspeise-)Zeitreihen/Zählerdaten war nicht ohne Weiteres möglich.

Im Messstellenbetriebsgesetz fehlte die Klarstellung, dass auch der Anlagenbetreiber Anspruch auf zügige Übermittlung seiner Zählerdaten hat (auch ohne intelligentes Messsystem, vgl. § 62 MsbG).

- Redispatch

Die (Nach-)Meldung von Redispatch-Zeitreihen war oft nicht möglich, da die Redispatch-Abrechnungen der Netzbetreiber zum Zeitpunkt der Abschöpfungsberechnung nicht rechtzeitig vorlagen.

5.2 Hinweise zu einer effizienten Umsetzung der Erlösabschöpfung

Auf Grundlage der Erkenntnisse aus der praktischen Anwendung des StromPBG sollten bei einer aktuell anstehenden, ähnlichen Regelung folgende Punkte berücksichtigt werden:

1. Vorlaufzeit berücksichtigen

Die Implementierung der Systeme bei den Stellen (Netzbetreiber, Dienstleister), die die Abrechnung übernehmen sollen, muss sichergestellt werden. Dazu muss entweder ausreichend Vorlaufzeit oder alternativ eine ausreichende Karenzzeit eingeplant werden.

2. Abwicklungsplattform

Die Abwicklung muss über eine einheitliche zentrale Plattform organisiert werden und kann nicht den einzelnen Netzbetreibern auferlegt werden.

3. „0“-Meldungen vereinfachen

Der Aufwand für „0“-Meldungen muss unkompliziert über die Abwicklungsplattform möglich sein.

4. Netzbetreiber in die Pflicht nehmen

Den Netzbetreibern liegen die notwendigen Daten zum anzulegenden Wert der Anlage bereits vor. Über die Meldungen der Direktvermarkter wissen die Netzbetreiber auch bereits, welches Vermarktungsmodell vorliegt.

Die Netzbetreiber führen die monatliche Abrechnung der Marktprämie durch und können in diesem Zuge auch die abgeschöpften Übererlöse feststellen und dokumentieren.

Die zur Berechnung der Überschusserlöse notwendigen Daten liegen den Netzbetreibern bereits heute vor. Daher ist es sinnvoll, dass sie die Höhe der Erlösabschöpfung selbst feststellen und den Anlagenbetreibern, analog zum Vorgehen beim Redispatch, einen Erstaufschlag der Berechnung übermitteln.

5. Bürokratie vermeiden

Eine Abschöpfung sollte mit möglichst schlanken Berichtspflichten umgesetzt werden. Doppelmeldungen müssen vermieden werden und „Null-Meldungen“ sollten mit möglichst geringem Aufwand abwickelbar sein.

6. Meldeaufwand minimieren / Doppelmeldungen vermeiden

Die Netzbetreiber müssen konsequent Daten nutzen, die bereits an anderen Stellen vorliegen (z. B. im Marktstammdatenregister).

7. Mehrkosten berücksichtigen

Das Dienstleistungsentgelt des Direktvermarkters ist in der Regel erlösmindernd und stellt keinen Gewinn dar. Zudem müssen separat in Vermarktungsverträgen ausgewiesene Vermarktungsentgelte und direkt von den Erlösen abgezogene Vermarktungsentgelte gleich behandelt werden.

8. Aggregation mehrerer Stromerzeugungseinheiten am Netzeinspeisepunkt zulassen

Bei der Berechnung der Überschusserlöse muss es möglich sein, mehrere Stromerzeugungseinheiten an einem Netzverknüpfungspunkt zusammenzufassen, um beispielsweise Bilanzierungsproblemen vorzubeugen.

9. Anlagen in der sonstigen Direktvermarktung ausnehmen

Je nachdem, ob und inwiefern nach Inkrafttreten einer EEG-Erlösabschöpfung Wechselmöglichkeiten für EEG-geförderte Neuanlagen bestehen, muss klar sein, dass Anlagen in der sonstigen Direktvermarktung ohne Inanspruchnahme von Zahlungen nach § 19 EEG von der Abschöpfung ausgenommen werden.

10. Keine finanzmarktregulatorischen Beschränkungen für neue EEG-geförderte Anlagen nach Einführung einer Erlösabschöpfung

Derzeit ist unklar, wie CfD nach der „Markets in Financial Instruments Directive“ (MiFID II) der EU und den nationalen finanzmarktregulatorischen Vorgaben einzuordnen sind. Gegebenenfalls sind sie Finanzinstrumente und unterliegen damit der Erlaubnispflicht.

Da auch eine einfache Abschöpfungsregelung unter den Begriff der CfD fallen kann, muss klargestellt werden, dass geförderte Neuanlagen keinen finanzmarktregulatorischen Beschränkungen unterliegen. Dies sollte auch für virtuelle PPA gelten. Die sonst zusätzlichen finanzrechtlichen Erfordernisse und Pflichten können zu Projektverzögerungen und höheren Kosten führen. Der hiermit verbundene Aufwand ist für kleine und mittlere Projektierer nicht leistbar.

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

iStock, carolecastelli

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 Lobbyregister des Deutschen Bundestages unter der Registernummer R002154 eingetragen.
Den Eintrag des BWE finden Sie [hier](#).

Ansprechperson

Wolf Stötzel | Teamleiter Technik und Betrieb | w.stoetzel@wind-energie.de

Autor*innen in alphabetischer Reihenfolge

Philine Derouiche | Leiterin Justizariat
Wolf Stötzel | Teamleitung Technik und Betrieb

Beteiligte Gremien und Landesverbände

Gesamtvorstand
AK Energiepolitik
AK Netze
AK Direktvermarktung
Juristischer Beirat
Bürgerwindbeirat
Planerbeirat
Finanziererbeirat

Datum

04. Juli 2025