

BEE-Hintergrundpapier zum §51 EEG in der EEG Novelle 2021

**Vergleich der Wirkung des neuen §51 EEG 2021 ge-
genüber §51 EEG 2017**

Berlin, Dezember 2020



Inhaltsverzeichnis

1 Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis.....	2
1. Wirkungsweise des §51 EEG 2017	3
2. Einfluss des §51 EEG 2017 auf die Wirtschaftlichkeit von Projekten	3
3. Veränderung des bisherigen §51 EEG 2017 gegenüber dem neuen §51 EEG 2021 und dessen Wirkung.....	5
3.1. Wirtschaftliche Bewertung des verkürzten Zeitraumes	5
3.2. Besonderheit Mischparks von alten und neuen Anlagen	6
3.3. Potentielle Entwicklung negativer Strompreise	7
4. Entschädigungsnutzen des §51 a EEG 2021	8
5. Zusammenfassung.....	9

1. Wirkungsweise des §51 EEG 2017

Der bisherige § 51 EEG 2017 regelt, dass in ausgewählten Stunden an davon umfassten Anlagen keine Marktprämie ausgezahlt wird. Dieser Fall tritt immer dann ein, wenn der Wert der Stundenkontrakte für die Preiszone für Deutschland am Spotmarkt der Strombörse in der vorläufigen Auktion in mindestens sechs aufeinanderfolgenden Stunden negativ ist. Für diese mindestens sechs Stunden langen Preisblöcke sinkt der anzulegende Wert auf Null, es wird somit keine Förderung gewährt.

Diese Regelung gilt für alle Anlagen mit Inbetriebnahme ab dem 01.01.2016, es sei denn, es sind Pilotwindenergieanlagen oder sie haben eine installierte Leistung kleiner 3 MW bei Wind. Zudem können auch Anlagen mit einer kleineren installierten Leistung darunterfallen, sofern sie in direkter räumlicher Nähe zueinander und innerhalb von 12 aufeinanderfolgenden Monaten errichtet wurden (Verklammerung nach § 24 EEG 2017). Für andere EEG-Anlagen gilt eine Leistungsgrenze von > 500 kW für die Anwendung des § 51 EEG 2017.

2. Einfluss des §51 EEG 2017 auf die Wirtschaftlichkeit von Projekten

Negative Strompreise entstehen wie auch in anderen Märkten dann, wenn das Angebot am Strommarkt größer als die Nachfrage ist. Noch werden negative Preise dadurch getrieben, dass konventionelle Kraftwerksleistung nicht flexibel genug auf die eigentlich vorrangige Erneuerbare Einspeisung reagiert. Dies weitet die Zeitfenster negativer Spotmarktpreise unnötig aus.

Die gesamte Anzahl negativer Spotpreisstunden überstieg bereits im Juli dieses Jahres die Anzahl für das gesamte Jahr 2019, obwohl auf 2019 bereits 25% mehr negative Strompreisstunden aufwies als das Vorjahr (siehe Abbildung 1)

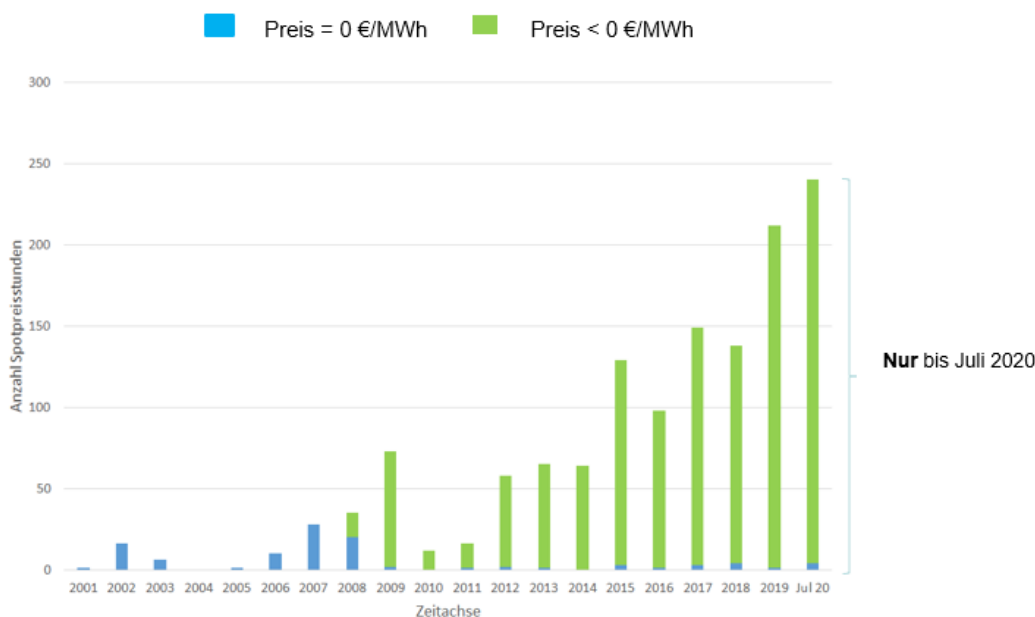


Abbildung 1: Übersicht Häufigkeit negativer Strompreise in Deutschland

Auffällig hierbei ist vor allem der starke Anstieg negativer Strompreisereignisse über den Tagesverlauf (siehe Abbildung 2). Dieser Effekt lässt sich durch den Einspeisungsgang der Photovoltaik gut erklären. Jedes in Deutschland errichtete PV Modul erhöht den Einspeisungspeak der Photovoltaik in Deutschland zur Mittagszeit. Da der Stromverbrauch relativ gesehen zwischen zwei Jahren bisher nur gering schwankt drückt die zusätzliche PV Installation von mehreren GW pro Jahr die Residuallast immer weiter, was zu häufigeren negativen Strompreisereignissen führt.

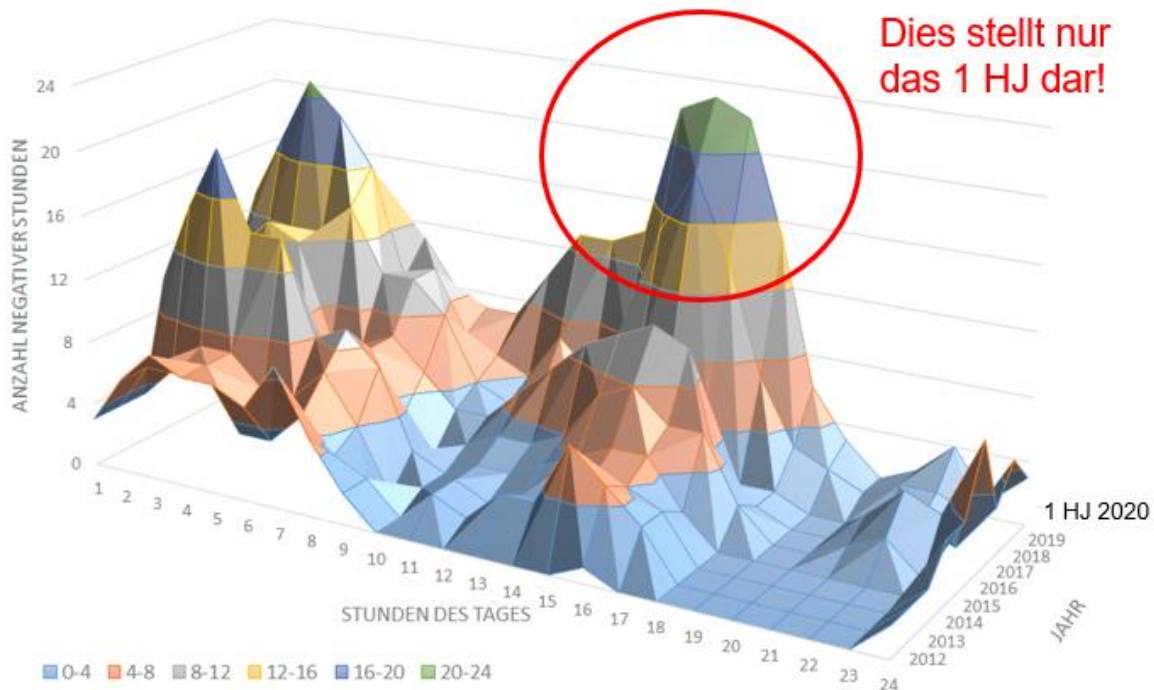


Abbildung 2: 3D Darstellung Häufigkeitsverteilung negativer Strompreise über den Tagesverlauf

Es ist fraglich ob PV Projekte in den letzten Jahren diese Entwicklung so antizipiert bzw. dies auch in Ihrer Wirtschaftlichkeitsbetrachtung eingepreist haben. Erst durch die Marktentwicklungen im Jahr 2020 durch COVID 19, welche aufgrund des geringeren Stromverbrauchs zu künstlich höheren erneuerbaren Anteilen im Strommix führte, können Betreiber aber auch finanzierende Banken diesen Effekt in einem zukünftigen Strommarkt besser verstehen und somit einpreisen.

3. Veränderung des bisherigen §51 EEG 2017 gegenüber dem neuen §51 EEG 2021 und dessen Wirkung

Mit dem EEG 2021 wird der §51 EEG deutlich verschärft. So gilt zum einen nun für alle Neuanlagen ab 0,5 MW der §51 EEG¹. Zum anderen wurde der notwendige Zeitraum aufeinanderfolgender negativen Strompreise von 6 Stunden auf 4 Stunden gesenkt.

Der Gesetzgeber begründet mit dieser Änderung eine bessere Marktintegration der erneuerbaren Energien erreichen zu wollen. Er geht davon aus, dass die Anlagenbetreiber künftig eigene Wege finden, sich gegen Negativpreisphasen abzusichern, indem sie z.B. Kooperationen mit Speicherbetreibern eingehen, neue Anlagentechnik einsetzen, die eine stetigere Stromproduktion ermöglicht, oder Absicherungsgeschäfte am Stromterminmarkt tätigen. Es werde ein Wettbewerb um die besten Konzepte entstehen und Märkte für Flexibilität, die für den weiteren Erneuerbaren-Ausbau dringend gebraucht werden.²

Die Verringerung der Leistungsschwelle von weniger als 3 MW auf weniger als 500 Kilowatt betrifft Windenergieanlagen. Für alle übrigen Anlagen bleibt die Leistungsschwelle unverändert. Die Verkürzung des Stundenzzeitraums provoziert gleich mehreren Herausforderung, die nachfolgend kurz erläutert werden sollen.

3.1. Wirtschaftliche Bewertung des verkürzten Zeitraumes

Um den Effekt auf die Wirtschaftlichkeit von Wind- und Solarprojekten aufzuzeigen wurde die veröffentlichte Onlinehochrechnung³ der einzelnen Technologien den jeweiligen betrachteten §51 Zeiträume (6h Regelung, 4h Regelung und Stundenregel⁴) gegenüber bewertet und in Relation zur Gesamteinspeisung der jeweiligen Erneuerbaren Technologie gesetzt. Hierfür wurde der Zeitraum Januar 2019 bis Juni 2020 gewählt.⁵

Wie in Abb. Abbildung 3 zu sehen lagen in diesem Zeitraum ca. 5,4% der Jahreseinspeisung Wind Onshore innerhalb der 6h Regel. Im Falle einer 4 Stundenregel hätte sich dies auf 6,4% erhöht **(+17%)**.

Bei der Wind Offshore lagen im gleichen Zeitraum ca. 3,7 % der Jahreseinspeisung innerhalb der 6h Regel. Im Falle einer 4 Stundenregel hätte sich dies auf 4,4% erhöht **(+21%)**.

Bei der PV Einspeisung lagen im gleichen Zeitraum ca. 2,7 % der Jahreseinspeisung innerhalb der 6h Regel. Im Falle einer 4 Stundenregel hätte sich dies auf 4,1% erhöht **(+50%)**. Der Effekt der 4h Regel hat somit im PV Bereich eine doppelt so große Wirkung als bei der Windenergie, da bei hoher PV Einspeisung und mittlerer Windeinspeisung Nachmittags zwischen 13 bis 17 Uhr das Potential von mehreren Stunden mit negativen Strompreisen besteht.

¹ Ausnahme sind hierbei Pilotwindenergieanlagen an Land und auf See.

² https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/G/gesetzentwurf-aenderung-erneuerbare-energien-gesetzes-und-weiterer-energierechtlicher-vorschriften.pdf?__blob=publicationFile&v=4

³ Downloadbar unter www.netztransparenz.de. Bezugsjahr Jan 2019 bis Jun 2020.

⁴ Die Stundenregel wurde nur zur Anschaulichkeit eingefügt, um ein Maximum für das Jahr 2019 darzustellen

⁵ Dies beinhaltet das 1HJ 2020, welches durch Effekte (u.a. höhere Anzahl neg. Stunden) durch COVID19 geprägt war.

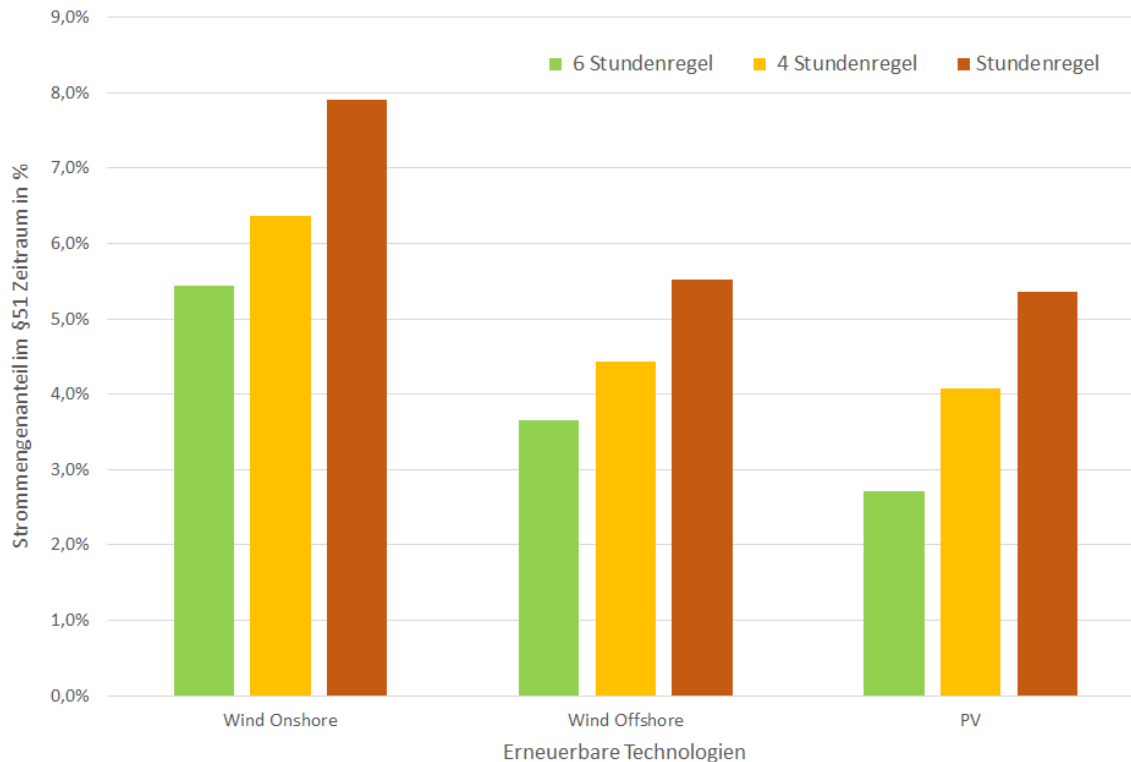


Abbildung 3: Darstellung der Strommengenanteile im §51 EEG bei unterschiedlichen Zeiträumen und Technologien

3.2. Besonderheit Mischparks von alten und neuen Anlagen

Eine Verkürzung der 6 Stundenregel im §51 EEG 2021 führt auch zu veränderten Rahmenbedingungen auf der Seite der Direktvermarkter und deren Schalthandlungen. Hintergrund dessen ist, dass Direktvermarkter aufgrund einer geringeren Entschädigungspflicht für §51 EEG Strommengen (Marktwert) bzw. des vollständigen Entfalls der Entschädigung bei Abregelung, die entsprechenden Zeiträume nutzen um Anlagen abzuschalten.

Somit entstehen unter Umständen bei einem erweiterten erneuerbaren Park nun die Besonderheit, dass sowohl Anlagen unter der 6 Stundenregel als auch Anlagen unter der 4 Stundenregel als auch Anlagen die überhaupt nicht unter §51 EEG fallen gemeinsam betrieben, gemessen und abgerechnet werden. Dies erhöht unnötig die Komplexität und Bürokratie eines solchen Messpunktes und erschwert die explizite Nutzung eines gemeinsamen Zählpunktes.

Nach §24 Abs. 3 EEG 2017 (so auch weiter im EEG 2021 übernommen) können „Anlagenbetreiber (...) Strom aus mehreren Anlagen, die gleichartige erneuerbare Energien oder Grubengas einsetzen, über eine gemeinsame Messeinrichtung abrechnen. In diesem Fall sind für die Berechnung der Einspeisevergütung oder Marktprämie bei mehreren Windenergieanlagen an Land die Zuordnung der Strommengen zu den Windenergieanlagen im Verhältnis des jeweiligen Referenzertrags (...) maßgeblich. (...) bei allen anderen Anlagen erfolgt die Zuordnung der Strommengen im Verhältnis zu der installierten Leistung der Anlagen“.

Kommt es nun zu einem Zeitfenster von 4 bzw. 5 negativen Stunden, würde es unter Umständen einen Anreiz geben für den Direktvermarkter die neueren Anlagen zu regeln. Durch den §24 Abs. 3 EEG 2017 bzw. 2021 wird der gemessene Strom dennoch auf beide Anlagen aufgeteilt, so dass nur auf ein Teil der gemessenen Strommengen die Marktprämie ausgezahlt, obwohl der gesamte gemessene Strom aus einer Anlage produziert wurde, welche zu diesem Zeitpunkt nicht unter den §51 EEG 2017 fiel (siehe Abbildung 4).

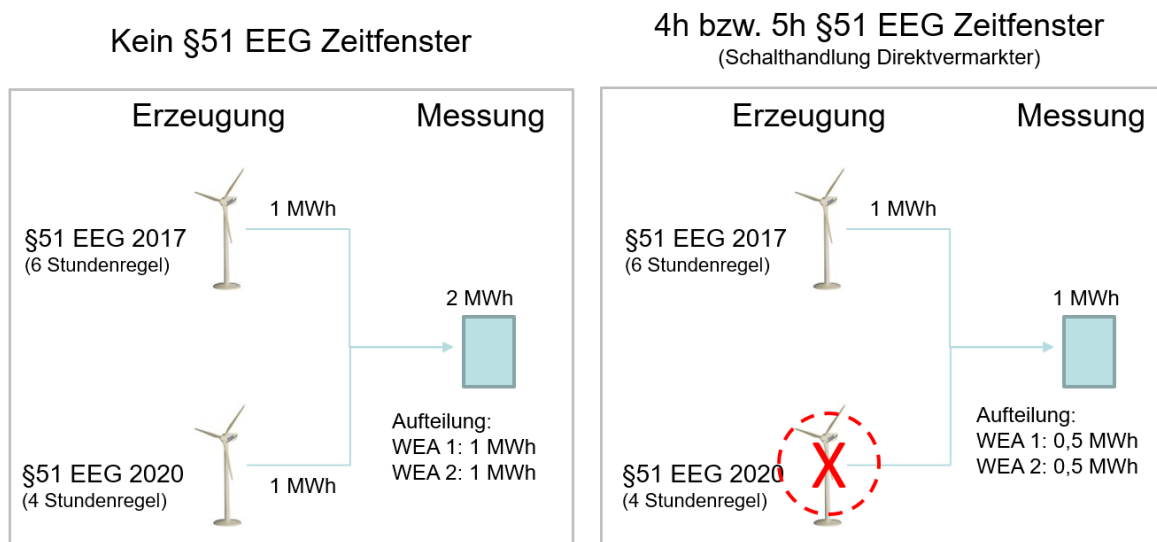


Abbildung 4: Darstellung Aufteilungsproblem bei Mischparks

3.3. Potentielle Entwicklung negativer Strompreise

Aktuelle Erhebungen zeigen, dass es in Zukunft auf Grund der energiepolitisch gebotenen und gesellschaftlich gewünschten Ausbaupfade für Erneuerbare Energien es zu immer höheren und längeren Einspeisungsspitzen aus Erneuerbaren Energien kommt und in der Folge zu einer massiven Erhöhung der Zeitfenster mit negativen Strompreisen drohen könnte.

Dies zeigt auch Abbildung 2. Der Effekt lässt sich unter anderem aus dem heutigen Strommarktdesign und weiteren äußeren Rahmenfaktoren (geringe Flexibilität, noch zu geringe Volllaststunden der Erneuerbaren Energien, inflexible Fahrweise konventioneller Kraftwerke, usw.) ableiten.

Aufgrund der zwingend notwendigen Anpassung dieser äußeren Rahmenfaktoren und eines neuen Strommarktdesigns ist eine Extrapolation der Entwicklung negativer Strompreise aus der heutigen Vergangenheit in die langfristige Zukunft weder zielführend noch ergebnissicher. Um

dennoch eine erste grobe Einschätzung zum kurzfristigen Rahmen zu geben anbei eine qualitative Einschätzung.⁶

Kurzfristige Entwicklung (2021 bis 2023)

Aufgrund der Abschaltung konventionellen Kraftwerken (Kernenergie, Kohle) als auch unter Umständen des Rückbaus ausgeförderten Erneuerbaren Energien Anlagen und der damit einhergehenden Reduzierung der Angebotsleistung ist zunächst mit einer relativen horizontalen Entwicklung zur Häufigkeit negativer Strompreise zu rechnen.

Sofern es allerdings zu einem deutlich Nettozubau im Bereich der erneuerbaren Energien kommen sollte (unter anderem im PV Bereich) bzw. zu einem deutlich besseren Windjahr, kann dies sofort zu einer deutlichen Erhöhung in speziellen Tageszeiträumen führen.

4. Entschädigungsnutzen des §51 a EEG 2021

Mit dem neuen §51 a EEG 2021 hat der Gesetzgeber eine Entschädigungsregelung für Strommengen welche unter den §51 EEG 2021 fallen geschaffen. Hierbei wird der EEG Vergütungszeitraum nach 20 Jahren um die Zeit verlängert⁷, in welchen es innerhalb des Vergütungszeitraumes zum §51 EEG 2021 kam.

Die nachgeholtte Entschädigung adressiert hierbei nicht das entstehende Liquiditätsproblem innerhalb des 20 jährigen Vergütungszeitraums aufgrund hoher nicht vergüteter Energiemengen über diesen Zeitraum.

Des Weiteren führt der pauschale Ansatz der reinen Stundenermittlung anstatt der Strommengenermittlung zu einer größeren Deckungslücke in der Entschädigung. Hintergrund dessen ist, dass in §51 EEG Zeiträumen über den 20 jährigen Vergütungszeitraums eine eher hohe erneuerbare Einspeisung vorliegt, während dies in den angehängten Stunden des 21 Betriebsjahres größtenteils nur zu einer sehr geringen erneuerbaren Einspeisung kommt.

Am Beispiel der Photovoltaik wird dies stark offensichtlich, da die ersten Monate eines Jahres keine sonnenstarken Monate sind und es hier viele Abend und Nachtstunden gibt, in denen die Solareinspeisung bei 0 liegt.

Folgende Beispielrechnung soll dies kurz veranschaulichen. Ausgehend von durchschnittlich 250 negativen Strompreisstunden im §51 EEG 2021 pro Jahr ergibt sich für einen Anlagenbetreiber ein angehängter Vergütungszeitraum von 5.000 h im 21 Betriebsjahr. Dies würde den Vergütungszeitraum somit bis zum Ende Juli des 21 Betriebsjahres ausweiten. Unterstellt man nun in den §51 EEG Zeiträumen innerhalb des Vergütungszeitraumes eine mittlere Auslastung der erneuerbaren Technologie von 60% der Nennleistung so kann man auf Basis des Wetterjahres 2019 eine Aussage des Entschädigungsnutzen des §51 a EEG 2021 ableiten.

⁶ Dies stellt keine Prognose, sondern nur eine grobe qualitative Einschätzung auf Basis des Kenntnisstandes Dezember 2020 dar. Besondere Effekte (z.B. COVID 19 Pandemie, Wirtschaftskrise, usw.) können hierbei nicht berücksichtigt werden.

⁷ Die Stunden werden aufgerundet auf den nächsten vollen Kalendertag.

Wie in Abbildung 5 zu sehen, würden unter diesen Annahmen erhebliche Anteile der Entschädigung fehlen. Bei der Wind Onshore wären dies 60%, bei der Wind Offshore ca. 32% und bei der Photovoltaik ca. 80%. Hinzu kommt, dass es eine Vielzahl an Projekten gibt, welche bereits vor dem Erreichen des Endes ihres Vergütungszeitraumes aus wirtschaftlichen oder technischen Gründen abgebaut bzw. repowert werden. Für diese Anlagen würde die Entschädigungsregelung im §51 a EEG 2021 überhaupt keinen Nutzen entfalten. Gleiches gilt für PV Anlagen mit einer Größe von 500 bis 750 kW, deren anzulegender Wert nicht über eine Ausschreibung ermittelt wurde⁸.

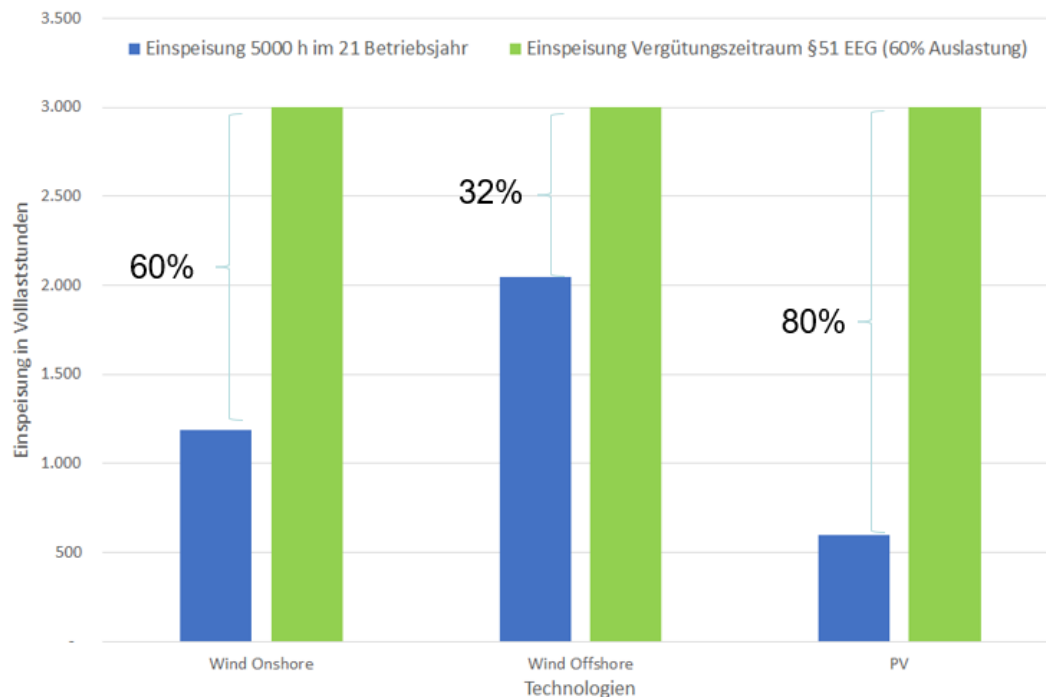


Abbildung 5: Ergebnis Entschädigungsmenge über §51a EEG (blau) gegenüber zu entschädigender⁹Menge

5. Zusammenfassung

Die Verschärfung des §51 EEG 2021 gegenüber dem §51 EEG 2017 basierend auf Basis der vergangenen Jahren würde zu einer spürbaren Erhöhung von 20% bis 50% der Strommengenanteile im §51 EEG führen.

Vor allem der Photovoltaiksektor wäre hierbei stark betroffen, da bei hoher Solareinstrahlung im Sommer mit einem zusätzlichen mittleren Winddargebot in den Nachmittagsstunden das Potential zu mehreren aufeinanderfolgenden negativen Strompreisstunden steigt. Im Zuge des benötigten und politisch gewünschten starken Photovoltaikausbaus in diesem Jahrzehnt, wird die Photovoltaik diesen Effekt mittelfristig auch ohne größere Anteile anderer erneuerbarer Erzeugungsformen realisieren.

⁸ Siehe §48 Abs. 5 EEG 2021

⁹ Unter der Annahme einer 60% Auslastung in §51 EEG Zeiträumen

Hierdurch entsteht ein Zielkonflikt zwischen den politisch als auch ökologisch zwingenden Ausbauzielen der Erneuerbaren Energien auf der einen Seite und dem wirtschaftlichen Rahmen der einzelnen Projekte auf der anderen Seite. Auch die in §51a EEG 2021 implementierte Entschädigung für §51 EEG -Zeiten nach Ablauf des 20 jährigen Vergütungszeitraums führt aufgrund ihres reinen Zeitausgleichs anstatt wie notwendig Mengenausgleichs, zu einer nicht wirksamen Kompensation. Auch adressiert und löst diese Entschädigung nicht das akute Liquiditätsproblem, welches durch die fehlende Erlöskomponente der §51 EEG Strommengen über die 20 Jahre Betriebsdauer entsteht. Zusätzlich ist es wahrscheinlich das ein Teil der Anlagen vorher aufgrund eines Repowering oder aufgrund eines wirtschaftlichen Schadens überhaupt nicht die volle Betriebsdauer von 20 Jahre erreichen und somit auch keine Entschädigung unter §51a EEG 2021 erhalten. Gleiches gilt für PV Anlagen mit einer Größe von 500 bis 750 kW, deren anzulegender Wert nicht über eine Ausschreibung ermittelt wurde¹⁰.

Zur Lösung des Zielkonfliktes muss §51 EEG abgeschafft und parallel eine Veränderung der äußeren Rahmenfaktoren (z.B. neues Strommarktdesign, Flexibilitätserhöhung, usw.) erfolgen. Der BEE hat bereits Maßnahmen¹¹ für eine kurzfristige Anpassung des Strommarktdesigns vorgelegt, die Flexibilitätspotenziale erschließen können und darüber negative Preisfenster begrenzen.

Kontakt:

Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE)
Euref Campus 16
10829 Berlin

Wolfram Axthelm
Geschäftsführer
wolfram.axthelm@bee-ev.de

Dr. Matthias Stark
Leiter Fachbereich Erneuerbare Energiesysteme
matthias.stark@bee-ev.de

Lars Oppermann
Referent für Politik und Europa
lars.oppermann@bee-ev.de

¹⁰ Siehe §48 Abs. 5 EEG 2021

¹¹ https://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Positionspapiere_Stellungnahmen/BEE/20201026_BEE-Vorschlagspapier_Strommarktdesign.pdf