

Stellungnahme

Photovoltaik-Paket I

Stellungnahme des Sachverständigen
Carsten Pfeiffer (bne) zum Entwurf eines
Gesetzes zur Steigerung des Ausbaus
photovoltaischer Energieerzeugung
(20/8657, Anhörung 15.11.2023)

Berlin, 13.11.2023: Der bne bedankt sich für die Möglichkeit der Stellungnahme im Rahmen der Sachverständigen-Anhörung des Ausschusses für Wirtschaft und Energie im Deutschen Bundestag. Das Paket beinhaltet aus Sicht des bne eine Reihe von Maßnahmen, die den Ausbau der Photovoltaik und komplementärer Energiewende-Technologien beschleunigen können. Der bne begrüßt daher das vorliegende Paket, das eine sehr gute Grundlage für das parlamentarische Verfahren darstellt, in dem es zusätzliche Verbesserungsmöglichkeiten gibt. Die folgende Stellungnahme macht Vorschläge, wie die Ausbauziele der Bundesregierung und der sie tragenden Parteien erreicht werden können. Gleichzeitig zeigen wir, wie eine wettbewerbsfähige heimische PV-Industrie gestärkt werden kann.

Seite 3	Top-Themen im Solarpaket I
Seite 4	Wettbewerbsfähige PV-Industrie
Seite 9	Details zum Gesetzentwurf
Seite 33	Vorschläge zum Energy Sharing
Seite 35	Vorschläge Agrar- und Steuerrecht

Hebel umlegen beim Photovoltaik-Ausbau

Das Photovoltaik-Ausbauziel für dieses Jahr wird übererfüllt. Das ist eine positive Nachricht, zumal sich auch die Ausbauzahlen bei der Windenergie nach oben bewegen. Beides zeigt, dass die Reformen Wirkung zeigen. Bei der Photovoltaik kommen als positiver Faktor noch die fallenden Modulpreise hinzu, die den Zinsanstiegen entgegenwirken.

Die Zielerfüllung des EEGs wird durch mangelnde Flexibilität zwischen den Erneuerbare-Energien-Technologien ausgehebelt. In den nächsten Jahren ist zu befürchten, dass trotz aller Reformen die Ziele bei der Windenergie an Land deutlich verfehlt werden. Diese Zielverfehlung beim Windkraftausbau gilt es zum einen natürlich zu minimieren; aber auch dann ist zu erwarten, dass die jährlichen 10 GW Zubau nicht erreicht werden. Dieses Jahr wird eine Zielverfehlung in Höhe von mehr als 20% bestehen, nächstes Jahr wird es hoffentlich etwas weniger Verfehlung geben, aber voraussichtlich wird ebenfalls das Ziel verfehlt. Es läge daher auf der Hand, dies durch Übererfüllung anderer Technologien, insbesondere der kostengünstigen Photovoltaik auszugleichen. Doch hierfür fehlt es an Mechanismen. So könnten die **Ausschreibungsmengen bei der Photovoltaik automatisch erhöht werden, wenn es bei der Windenergie zu den erwartbaren Verfehlungen kommt.**

Schlimmer noch: Es gibt Regelungen im EEG, die eine Übererfüllung eines Bereiches deutlich erschweren, auch wenn ein anderer Bereich deutlich untererfüllt wird. Hierzu zählt insbesondere die Regelung, dass bei der Photovoltaik die förderfrei errichteten PPA-Anlagen von den Ausschreibungsvolumina abgezogen werden, sowohl im Freiflächensegment als auch im Dachanlagenbereich. Der Erneuerbare Energien Zubau wird so insgesamt gedeckelt. Ein Ausgleich einer Untererfüllung bei der Windenergie müsste somit (in der heutigen Logik) alleine durch die Dachanlagen außerhalb der Ausschreibung erfolgen, einer politisch kaum steuerbaren Größe. Daneben gibt es grundsätzlich das Problem, dass der Abzugsmechanismus bei Solarparks sogar dann hindert, wenn die PV insgesamt untererfüllt. Um den im EEG festgelegten Mengenpfad sicher zu erreichen, sollte der **Abzug von förderfreien PPA-Mengen vom Ausschreibungsvolumen abgeschafft oder zumindest besser ausgestaltet werden.**

Eine weitere Begrenzung, die die Zielerreichung erschwert, ist die 20 MW-Grenze bei Solarparks. Diese Höchstgrenze für Gebote in der Ausschreibung gilt ab nächstem Jahr wieder und führt dazu, dass Projekte über mehrere Jahre gestreckt und damit verzögert sowie zu Lasten des EEG-Kontos verteuert werden. Auch ist 20 MW als Größe technisch unvorteilhaft: zu groß für den Netzanschluss in der Mittelspannung, zu klein für ein kostenintensives 110 kV-Umspannwerk. Aus Krisengründen wurde die 20 MW-Grenze im Jahr 2023 auf 100 MW angehoben. Diese Erhöhung hat mit dazu beigetragen, dass Ausschreibungen überdeckt waren, was zu niedrigeren Zuschlägen und Wettbewerb führte. Sollte es auf EU-Ebene zu protektionistischen Maßnahmen kommen, die den PPA-Markt stark beschädigen, hätte eine Beibehaltung der 20 MW-Grenze zur Folge, dass kaum noch Großanlagen gebaut würden. Die **Verstetigung der maximalen Gebotsgröße von 100 MW** ist praxisnah und wirkt ausbaubeschleunigend.

Konkrete Vorschläge zur Problembhebung und weitere Top-Maßnahmen dieser Stellungnahme:

Top-Themen: Allgemeine Ausbaubeschleunigung Photovoltaik

- Eine **Untererfüllung bei Windenergie an Land** sollte durch höhere Ausschreibungsvolumina bei der Photovoltaik ausgeglichen werden. Aufgrund der unterschiedlichen Volllaststunden sollte der Faktor 2,5 betragen.
- **PPA-Volumen** sollen erst dann von den Ausschreibungsvolumen abgezogen werden, wenn
 - a) der jährliche Zielwert von 10 GW bei Windenergie an Land erreicht wird sowie
 - b) der PV-Zielwert trotz Abzugs erreicht wird.
- Die **Resilienzausschreibungen bei der Photovoltaik sollten zusätzlich erfolgen**. Sollte es den oben vorgeschlagenen Mechanismus zum Ausgleich der Windenergieuntererfüllung geben, sollten die Resilienzausschreibungsvolumina im Rahmen des Erfüllungsausgleichs berücksichtigt werden.¹

Top-Themen: PV-Dachanlagen und gemeinschaftliche Versorgung

- **Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung: Verordnungsermächtigung für BNetzA (BK6)** ergänzen, um ein **Festlegungsverfahren für Marktkommunikations-Prozesse** mit breiter Beteiligung (insbesondere auch EE-Branche und Lieferanten) zu starten und den **Gebäudebegriff breiter fassen**, damit auch z.B. Reihenhäuser und Nebengebäude in gemeinsame Versorgung einbezogen werden können. Die gewerbesteuerliche Infektion für Hauseigentümer verhindern. **Perspektivisch Energy Sharing** umsetzen (Solarpaket 2).
- **Direktvermarktung:** Anmeldung zur Direktvermarktung für PV-Anlagen <30 kW beschleunigen, indem eine **digitale Meldung** und die **Teilnahme an der Direktvermarktung ab Tag 1** möglich wird. Außerdem den **Schwellenwert für „Sichtbarkeit“ und „Steuerbarkeit“** von Anlagen in der Direktvermarktung auf 100 kW **anheben**. Vermarkter sind zur Bilanzkreistreue verpflichtet. Es soll ihnen bei der Direktvermarktung von Kleinanlagen selbst überlassen werden, wie sie diese sicherstellen und ob sie Steuerungstechnik nutzen oder über den Strommarkt ausgleichen.
- **Verordnungsermächtigung** zu energiewirtschaftlich relevanten Daten § 95 EEG **streichen** oder mindestens **ausschließlich für den Fall einer akuten Notfallsituation** vorsehen.

Top - Themen: Freiflächenanlagen

- **Fortschreibung der 100 MW-Anlagenbegrenzungshöhe** bei Solarpark-Ausschreibungen
- **Steuerrecht: Bewertungsgesetz anpassen**, um einerseits Hofübergaben mit PV- Freiflächenanlagen zu vereinfachen (Flächenbereitstellung vereinfachen) sowie Grundsteuer eindeutig festlegen (Bemessung festlegen, ähnlich wie bei Weinbergen)
- **Anpassungen im Agrarrecht** notwendig: Im § 12 GAPDZV sollte eine Formulierung aufgenommen werden, dass die **extensive Flächenpflege in Solarparks eine hauptsächlich landwirtschaftliche Nutzung** der Fläche darstellt (zzgl. Vorgaben für „extensive Agri-PV“).

¹ Beispiel: Es werden 2 GW bei der Windenergie verfehlt, dann führt dies zu zusätzlichen Ausschreibungsvolumina bei der PV in Höhe von 2 x 2,5 bzw. 5 GW. Sollte es in dem Jahr ein Resilienzausschreibungsvolumen in Höhe von 0,5 GW geben, dann verblieben für die anderen Ausschreibungen noch 4,5 GW.

Wettbewerbsfähige Photovoltaik-Industrie

Die EU und die Bundesregierung haben das gemeinsame Ziel des Wiederaufbaus einer wettbewerbsfähigen europäischen Photovoltaik-Industrie (Hersteller in der Modullieferkette) als Teil der Photovoltaik-Branche. Der bne unterstützt diese Zielsetzung und hat sich umfassend an den Roundables des BMWK sowie des STIPE-Prozesses der dena beteiligt und Vorschläge eingebracht. Aus Sicht des bne sollte das **Ziel der Wettbewerbsfähigkeit der Unternehmen** entscheidend. Es gilt aus den Fehlern der Vergangenheit zu lernen und eine europäische PV-Industrie zu schaffen, die in der Zukunft auf eigenen Beinen stehen kann.

Derzeit ist die europäische PV-Industrie in weiten Teilen der Modullieferkette – anders als bei Wechselrichtern – nicht wettbewerbsfähig. Es **fehlen ganze Teile der Lieferkette**, wie die Herstellung von Ingots und Wafern. Die meisten **Modulhersteller beziehen ihre Zellen aus China** und die Zellherstellung in Europa ist noch so klein, dass sie mit den großvolumigen Herstellern aus China aktuell nicht konkurrieren kann. So entfällt aktuell etwa ein Promille der globalen Zellproduktionskapazität auf europäische Unternehmen. Daher ist es angesichts der **Resilienz-Zielstellung für eine Übergangszeit sinnvoll**, den europäischen Herstellern einen Absatzmarkt zur Verfügung zu stellen, der es ermöglicht, dass diese im Wettbewerb mit großen Playern überleben, bis sie selbst groß genug sind, um mithalten zu können. **Da bei sollte darauf geachtet, dass ausreichend hoher Wettbewerbsdruck gegeben ist**, damit die Unternehmen, die davon profitieren, auch hohe Kostensenkungsanreize haben. Nur so lässt sich das Ziel wettbewerbsfähiger Unternehmen erreichen. Im Vergleich zur gesamten PV-Branche entfallen europaweit heute etwa 1% der Arbeitsplätze auf die Modul- und Zellproduktion und weitere 6% auf die Herstellung insbesondere der Produktion von Wechselrichtern sowie zum kleineren Teil auf die Polysiliziumproduktion. Weit über 90% der Photovoltaik-Arbeitsplätze sind im Vertrieb, der Planung und Installation sowie im Unterhalt von Photovoltaikanlagen tätig.

Zudem sollte berücksichtigt werden, dass es sich um ein **gemeinsames europäisches Ziel** handelt, bei dem **Burden-Sharing** dazu beitragen kann, dass sich die Kosten einzelner Staaten in Grenzen halten. Damit sich wettbewerbsfähige Unternehmen entwickeln können, sollte zum einen der **Resilienzsektor nur einen Teil der Produktionskapazitäten** ausmachen. Dann gibt es auch einen hohen Anreiz, außerhalb des geschützten Bereichs aktiv zu werden. Daneben muss gewährleistet sein, dass **auch innerhalb des Resilienzbereichs hoher Wettbewerbsdruck** vorhanden ist, damit sich die besten Unternehmen durchsetzen. Der Staat kann nicht wissen, welche Unternehmen das sein werden, er kann aber ein level-playing-field eröffnen, das wettbewerbliche Rahmenbedingungen schafft. Dies spricht eindeutig für **Resilienzsegmente bei Ausschreibungen**. Diese sollten mit Mengenmechanismen, die den Wettbewerb fördern und zur übergeordneten Ausbauzieleerreichung beitragen, ausgestattet sein.

Konzentration auf das geeignete Segment: Es gilt darauf zu achten, dass nur in den Bereichen ausgeschrieben wird, in denen auch Wettbewerb möglich ist. So gibt es **aktuell keine Solarmodule mit Solarzellen aus europäischer Produktion im Freiflächensegment**, weil hier die Wettbewerbsfähigkeit am schwierigsten zu erreichen ist. Resilienzausschreibungen im Segment 1 würden daher bis auf Weiteres

scheitern bzw. keinen Resilienz Mehrwert bringen. Bei künftigen Gesetzesnovellen kann geprüft werden, ob sich an den Verfügbarkeiten etwas geändert hat. Gegebenenfalls kann auch eine Verordnungsermächtigung in das EEG aufgenommen werden, die es der Bundesregierung ermöglicht, weitere Resilienzsegmente hinzuzufügen, insofern dies möglich und erforderlich ist: Möglich bedeutet, dass es die in den Segmenten genutzten Module überhaupt in relevanten Mengen aus EU-Produktion gibt. Erforderlich bedeutet dann, dass das Dachsegment nicht ausreicht. Zum Vergleich: das deutsche Ausschreibungsvolumen des Dachsegments im Jahr 2024 entspricht etwa der gesamten aktuellen europäischen Zellproduktion. **Für Resilienzausschreibungen ist daher grundsätzlich das Segment 2 geeignet**, die Dachanlagen-Ausschreibung.

Folgend werden die dafür relevanten Punkte ausgeführt:

Vorschlag für die Festlegung der Ausschreibungsmengen:

- Mengen: Bis Jahresende 2023 könnte die europäische Modul-Produktionskapazität mit Solarzellen aus europäischer Fertigung 1000 MW betragen und dürfte weiter steigen. Legen wir den Wert von 2000 MW in Folgejahren zu Grunde und nehmen an, dass Deutschland im Rahmen des europäischen Burden-Sharings ein Viertel des Volumens abbilden will, dann läge der deutsche Anteil bei 500 MW. Da die Unternehmen auch am Markt aktiv sein sollten, wäre ein Anteil von 50% für das abgeschottete Resilienzsegment denkbar. Folglich hätte die **Resilienzausschreibung zunächst ein Volumen von z.B. 250 MW**.
- Sollte die Ausschreibung unterdeckt werden, würde der Mechanismus der kontingenten Mengensteuerung greifen. Im Falle einer deutlichen Überdeckung sollten die Menge im Rahmen eines konkreten Mechanismus schrittweise auf bis zu 500 MW ansteigen. Im übrigen sollte sich die Ausschreibung an den Prinzipien der Dachanlagen-Ausschreibung (EEG, Segment 2) orientieren.

Die **Resilienzausschreibungen könnten gesondert ausgeführt** und im Volumen hinzugefügt werden. Das würde wie oben beschrieben helfen, die Erneuerbaren-Energien-Lücke in Folge der absehbaren Verfehlung bei der Windenergie zu schließen. Alternativ könnten die Resilienzausschreibungen zunächst im Rahmen der vorhandenen Dachauschreibungen als Sondersegment mit bevorzugter Zuschlagung festgelegt werden, idealerweise so, dass die hier bezuschlagten Mengen nicht von den Dachauschreibungsmengen abgezogen, sondern aufgerechnet werden. Diese Maßnahme könnte auch helfen, die vergleichsweise geringen Ausbaumengen im Gewerbebereich zu erhöhen und wären allgemeinen Vergütungserhöhungen vorzuziehen.

Ausschreibung und Anlagengröße:

In der gesonderten Resilienzausschreibung sollten auch Anlagen teilnehmen können, die kleiner als 1 MW sind. Die bisherigen Ausschreibungsergebnisse im Segment II waren so auskömmlich, dass auch kleinere Anlagen Zuschläge erhalten könnten, bei denen eine Rentabilität möglich ist. Dies sollte auch auf die Resilienzausschreibung zutreffen. Daher böte es sich an, die Resilienzausschreibung generell sowie Ausschreibungen des zweiten Segments auch optional für kleinere Anlagen zu öffnen, insofern diese der Präqualifikation bzgl. Resilienz entsprechen. Man sollte die Grenze deutlich absenken und allen PV-Anlagen auf, an oder in Gebäuden mit einer **Größe ab 100 kW** die Teilnahme ermöglichen.

Die Ausschreibung würde neben dem Resilienz- auch den Wettbewerbsgedanken stärken. Solche Anlagen könnten in der Ausschreibung gegenüber der EEG-Festvergütung attraktivere anzulegende Werte sichern.

Hinweise zur beihilferechtlichen Genehmigung:

Eine Teilnahme von Kleinanlagen bei Dachausschreibungen für Resilienz hätte im Gegensatz zu Boni auch klare beihilferechtliche Vorteile. Ausschreibungen werden künftig vom Net-Zero-Industry-Act (NZIA) abgedeckt sein, bei Boni wäre das noch zu prüfen. Folglich ist hier eine beihilferechtliche Genehmigung wahrscheinlich. Ob hingegen Resilienzboni, die sich in der Diskussion befinden, ebenfalls beihilferechtlich genehmigt werden (können), ist eine sehr offene Frage. Auch im Falle einer beihilferechtlichen Genehmigung zeigt die Erfahrung früherer Gesetzgebungsverfahren, dass diese monatelang dauern kann. Dies wäre dann zugleich eine zusätzliche Zeit des Attentismus, bei der die Käufer auf die Genehmigung warten würden. Und auch für den Fall, dass es eine Genehmigung gäbe, könnte diese unter dem Vorbehalt von Änderungen stehen, die dann in einem weiteren Gesetzgebungsverfahren beschlossen werden müssten. Es gibt inzwischen einige Beispiele aus den letzten Jahren von deutlichen Änderungen in relevanten Details bis hin zur vollständigen Streichung von Vergütungserhöhungen. Ein langwieriger Attentismus könnte sehr zum Schaden der europäischen Hersteller sein. Aus der Vergangenheit sollte ebenfalls die Erfahrung berücksichtigt werden, dass die Kommission eher zur Genehmigung geneigt ist, wenn sie erkennen kann, dass Maßnahmen vorübergehender Natur sind, was für hohe Degressionsraten spricht (siehe unten).

Unabhängig davon, ob als gesonderte Ausschreibungen oder als Teilsegment, stellt sich die Frage nach dem Höchstwert für den anzulegenden Wert. Der bne empfiehlt, dass die Bundesregierung hierfür umgehend unabhängige Berechnungen erarbeiten lässt und diese dem Parlament inklusive der Berechnungsgrundlagen bei der Entscheidungsfindung zur Verfügung stellt.

Für eine wettbewerbsfähige PV-Industrie sind Degressionsvorgaben nötig

Soweit ersichtlich besteht allgemein die Auffassung, dass Resilienzmaßnahmen vorübergehender Natur sein sollten. Daher ist eine Degression wichtig, die dies abbildet. Diese Degression sollte der Zielstellung Rechnung tragen, dass sich die Produkte europäischer Hersteller in wenigen Jahren am Markt behaupten können. Da die europäischen Hersteller augenblicklich über sehr kleine Produktionskapazitäten verfügen und diese in wenige Jahren deutlich erhöhen wollen, sind auch schnelle Kostensenkungen zu erwarten. Die Degression sollte daher so angelegt werden, dass sie von einem Erfolg der Hochskalierung ausgeht. Ansonsten wäre eine Dauersubvention angelegt. Eine Resilienzmaßnahme, die nach allen erforderlichen Vorbereitungen Mitte des Jahres 2024 startet und z.B. eine jährliche Degression von 33,3 Prozent linear beinhaltet, würde drei Jahre später, also Mitte 2027, auslaufen. Bis dahin muss es Herstellern möglich sein, ihre Produktionskapazitäten deutlich zu erhöhen und ihre Kosten abzusenken.

Europäische PV-Industrie zum Technologie- und Qualitätsführer machen

Europäische Unternehmen müssen sich durch Qualität und Technologieführerschaft auszeichnen, um sich im internationalen Wettbewerb behaupten zu können. Es muss zu Beginn als Mindestkriterium sichergestellt werden, dass europäische Komponenten, die durch eine Maßnahme gefördert werden, qualitativ-technologisch mindestens auf dem Niveau von aus Drittländern importierten Komponenten liegen.

Umsetzung

Von der Privilegierung erfasst sein sollen europäische Module, die Zellen aus europäischer Produktion enthalten. Dies erfordert eine Positivliste, aus der die Käufer entnehmen können, welche Module in die Kategorie fallen. Bei Ausschreibungen wird die Positivliste Bestandteil der Präqualifikation sein. Es ist daher naheliegend, dass die Positivliste von der BNetzA erstellt und gepflegt wird. Die Liste soll jederzeit abrufbar sein und wird fortlaufend durch neue Module erweitert. Der erste Ausschreibungstermin sollte so terminiert werden, dass es der BNetzA möglich ist, rechtzeitig vor dem Ausschreibungsbeginn eine erste Liste zur Verfügung zu stellen, auf die die Teilnehmer zugreifen können. Der in Segment 2 zu hinterlegende Projektsicherungsbeitrag (nach §38b) ist bei der Resilienzausschreibung ebenfalls vorzusehen. Bei Inbetriebnahme der Anlage muss gegenüber dem Netzbetreiber nachgewiesen werden, dass Module der aktuellen Positivliste verbaut wurden. Dies können auch neuere Module sein, solange sie auf der Positivliste stehen. Dies fördert Innovation bei den Herstellern und verhindert ein Lock-In auf veraltete Modulkonfigurationen.

Regelung für Aussetzen der Resilienzausschreibung

Für den Fall, dass es zur Einführung von Zöllen auf Importe von Solarmodulen oder Solarzellen kommt, sollten die Resilienzausschreibungen umgehend wieder abgeschafft werden. Eine Förderprivilegierung bei gleichzeitiger handelsrechtlicher Privilegierung dürfte schon unter Beihilferecht nicht darstellbar sein.

Vergleich Ausschreibungen zu Boni

Im Vergleich zu Boni haben Ausschreibungen beihilferechtliche Vorteile, da die Marktprämien wettbewerbsmäßig ermittelt werden. Ob und in welcher Höhe Resilienzboni von der Kommission bewilligt würden, lässt sich dagegen kaum absehen. Auch Korrekturvorgaben seitens der Kommission sind möglich, wie die Vergangenheit in anderen Fällen gezeigt hat. Ein Attentismus der Kunden könnte dazu führen, dass der Ausbau in den betroffenen Segmenten auf längere Zeit gehemmt würde. Ein weiterer Vorteil der Ausschreibung ist, dass sich aufgrund der festgelegten Resilienz-Ausschreibungsmenge die Kosten eingrenzen lassen.

Weitere Maßnahmen zur Resilienz-Stärkung:

- **Ukrainehilfe mit europäischer Solartechnologie:** Europäische Solarmodule (mit Zellen aus europäischer Fertigung) könnten von der Europäischen Union und/oder Mitgliedsstaaten aufgekauft und der Ukraine für deren Energieversorgung zur Verfügung gestellt werden. Dies würde das Problem entschärfen, dass viele europäische Module in den Lagern aufgrund hoher Kosten derzeit am Markt nicht verkäuflich sind. Zugleich könnte der Ukraine geholfen werden, ihre Energieversorgung zu sichern. Dabei sollte auf vorhandene Töpfe mit nicht-abgerufenen Mitteln zurückgegriffen werden.
- Die Bundesregierung sollte sich bei der EU-Kommission dafür einsetzen, dass die Importzölle auf Modulgläser abgeschafft werden. Diese Zölle benachteiligen die heimischen Modulhersteller. Eine Abschaffung der Zölle würde die Wettbewerbsfähigkeit der europäischen Hersteller stärken. Dies ist auch vor dem Hintergrund zu sehen, dass die Zölle auf Modulgläser keinerlei positive Wirkung hinsichtlich einer europäischen Solarglasindustrie beinhaltet haben. Auch bei diesen Zöllen gibt es Schaden ohne jeden Nutzen.

- Die europäische PV-Industrie wird nur dann wettbewerbsfähig werden können, wenn sie mit modernster Technologie arbeitet und in eine Skalierung auf Augenhöhe mit den großen chinesischen Herstellern kommt. Hierzu sollte die nationale und europäische PV-Industrieförderung angepasst werden. Im Augenblick ist damit die erforderliche Skalierung nicht möglich. Übergangsmaßnahmen, die den Absatz zu teurer Solarmodule sichern sollen, sind nur dann zielführend, wenn davon auszugehen ist, dass in einigen Jahren auch konkurrenzfähige Unternehmen auf dem Markt bestehen können. Die Bundesregierung sollte sich hier dafür stark machen, dass transnationale, wichtige Vorhaben von gemeinsamem europäischem Interesse initiiert werden, die mittels staatlicher Förderung einen wichtigen Beitrag zu Wachstum, Beschäftigung und Wettbewerbsfähigkeit der europäischen PV-Industrie und Wirtschaft leistet.
- Die Bundesregierung sollte sich in der EU-Kommission für erweiterte wettbewerbsrechtliche Spielräume bei der CAPEX-Förderung einsetzen.
- Die Bundesregierung sollte bei ihrer PV-Industrieförderung eine Skalierung der Unternehmen anstreben, die es diesen ermöglicht, wettbewerbsfähig gegenüber großen internationalen Konkurrenten zu werden.

Inhaltsverzeichnis der detaillierten Stellungnahme des bne zum Solarpaket 1

Hebel umlegen beim Photovoltaik-Ausbau	2
Top-Themen: Allgemeine Ausbaubeschleunigung Photovoltaik	3
Top-Themen: PV-Dachanlagen und gemeinschaftliche Versorgung	3
Top - Themen: Freiflächenanlagen	3
Wettbewerbsfähige Photovoltaik-Industrie	4
Zu Artikel 1 EEG	10
Zu § 3 Definition Steckersolargerät	10
Zu § 6 Finanzielle Beteiligung der Kommunen am Ausbau	11
Zu § 8 Vereinfachter Netzanschluss	12
Zu § 8 Abs. 7 Direktvermarktung für PV-Speicher ab erstem Tag der Inbetriebnahme	14
Zu § 9 Absatz 3 Technische Vorgaben	14
Zu § 10a Messstellenbetrieb	15
Zu § 10b Vorgaben zur Direktvermarktung	15
Zu § 11a Recht zur Verlegung von Leitungen	16
Zu § 21 Absatz 3 Anspruch Mieterstromzuschlag Nicht-Wohngebäude	17
Zu § 21c Strafzahlung Anmeldung zur Veräußerungsform	18
Zu § 24 Absatz 1 Zahlungsansprüche für Strom aus mehreren Anlagen	18
Zu § 28a PV-Ausbau-Deckel des EEG 2023 streichen	19
Zu § 37 Absatz 3: Gebotsmenge bei den Ausschreibungen (Vorschlag: 100 MW)	20
Zu § 37, § 37d, §38 b, § 94: Den „Kompromiss zu PV-Freiflächenanlagen“ im Solarpaket erweitern	21
Zu § 37: Neuregelungen zur Flächenkulisse (PV-Freiflächenanlagen) und Deckelung	23
Zu § 37c: Öffnung benachteiligter Gebiete, Opt-Out-Regelung	23
Zu § 37d: Besonderes Zuschlagsverfahren für Solaranlagen des ersten Segments	23
Zu §38b: Extensivierungsbonus (bei der Agri-PV)	24
Zu § 48 Absatz 1 Satz 1: Solaranlagen auf Wohngebäuden, die nicht für Solaranlagen geeignet sind	24
Zu § 48 Absatz 3 Stichtagsregelung „Solarstadi“	25
Zu § 48 Repowering PV-Dach in gesetzlicher Vergütung	25
Zu § 79 Registrierung von Herkunftsnachweisen für Kleinanlagen ermöglichen	25
Zu § 88d Nichtfrequenzgebundene Systemdienstleistungen, Innovationsausschreibung	26

Zu § 94 Verordnungsermächtigung zu Biodiversitätssolaranlagen	26
Zu § 95 Verordnungsermächtigungen Regelungen für Weitverkehrsnetzanbindungen	26
Zu § 100 Unsicherheiten bei Höchstwerten in Ausschreibungen auflösen, Flexibilität sichern (NZIA)	27
Zu Artikel 2 EnWG	28
Zu § 42a EnWG: Mieterstromverträge	28
Stromsteuerbefreiung für Mieterstrom Lieferkettenmodell	29
Zu § 42b EnWG (neu): Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung	29
Zu § 49d EnWG (neu): Register zur Erfassung und Überwachung von Energieanlagen	31
Zu Artikel 3 MaStRV	32
Verfahrensvereinfachung Anlagenzertifikate	32
Empfehlungen zum Energy Sharing	33
Empfehlungen zu Speichern	35
Änderungen im Agrarrecht für Solarparks	35
Änderungen im Steuerrecht	37
Vorschlag zur Lösung von Problem 1: Hofübergaben vereinfachen	38
Vorschlag zur Lösung von Problem 2: Klar festgelegte Grundsteuer bei Solarparks	38
Vorschlag zur Lösung von Problem 3: Gewerbesteuerzerlegung bei Großspeicheranlagen	39

Zum Gesetzentwurf im Detail:

Zu Artikel 1 EEG

Zu § 3 Definition Steckersolargerät

Wir möchten anregen, in der Definition von Steckersolargeräten dahingehend zu ändern, dass auch mehrere Wechselrichter eingesetzt werden können. Mit der Option mehrere Wechselrichter zu nutzen, kann man Anlagen flexibler errichten und mit Verschattungssituationen besser umgehen oder Anlagen teilen. Steckersolargeräte werden mit Modulwechselrichtern ausgestattet, von denen jeder für sich eine zertifizierte Inselnetzerkennung vorweisen muss. Vorschlag:

Steckersolargerät: ein Gerät, das aus einer oder mehreren Solaranlagen, **einem oder mehreren Wechselrichtern**, einer Anschlussleitung und einem Stecker zur Verbindung mit dem Endstromkreis eines Letztverbrauchers durch den Letztverbraucher besteht“.

Zu § 6 Finanzielle Beteiligung der Kommunen am Ausbau

Der § 6 EEG regelt die Kommunalbeteiligung an Solarparks. Es gibt in der Praxis zahlreiche Anwendungsprobleme, aus denen sich erheblicher Korrekturbedarf ableitet. In der PV-Strategie wurde dieser Bedarf benannt. Ein wichtiger Punkt ist dabei die **"Catch-All-Klausel"**, denn heute ist die Kommunalbeteiligung nicht für alle PV-Freiflächenanlagen rechtssicher möglich (z.B. für bauliche Anlagen, Solarparks mit Speichern, schwimmende PV-Anlagen). Wir empfehlen eine Negativ-Definition, d.h. die **Kommunalbeteiligung sollte für alle PV-Anlagen zulässig sein, die nicht auf, an oder in Gebäuden errichtet werden**. Weiterer Klärungsbedarf besteht in Bezug auf **Speicher, Direktleitungen**, etwaige **Wasserstoffproduktion**, Fragen zum **Redispatch** und den tatsächlich eingespeisten Mengen. Ein Lösungsansatz besteht darin, in den Kommunalbeteiligungsverträgen die **Abrechnung auf Grundlage von Anlagendaten vorzunehmen, die die PV-Produktion betreffen**, d.h. die Kommunalbeteiligung rechtssicher für die Kilowattstunden zuzulassen, die tatsächlich produziert wurden. Außerdem sollte berücksichtigt werden, dass **nach § 35 BauGB privilegierte Flächen beteiligungsfähig sein müssen** (d.h. auch ohne B-Plan). Wir möchten zusätzlich die Empfehlung geben, dass die **Kommunalbeteiligung über § 6 EEG und die Bürgerbeteiligung nicht vermischt werden sollten**. Viel wichtiger wäre eine **Empfehlung im EEG für die rechtssichere Kommunikation mit Kommunen** zu geben, dass Kommunalbeteiligung ein Teil eines geplanten Vorhabens ist.

Konkret empfehlen wir bzgl. Freiflächenanlagen folgende Anpassungen im § 6 EEG:

§ 6 Abs. (1) Anlagenbetreiber sollen Gemeinden, (...), Beträge durch einseitige Zuwendungen ohne Gegenleistung anbieten:

1. Betreiber von Windenergieanlagen an Land nach Maßgabe von Absatz 2 und
2. Betreiber von **Solaranlagen, die nicht auf, an oder in einem Gebäude errichtet werden Freiflächenanlagen** nach Maßgabe von Absatz 3.

§ 6 Abs. (3) Bei Freiflächenanlagen dürfen den betroffenen Gemeinden Beträge von insgesamt 0,2 Cent pro Kilowattstunde für die **tatsächlich eingespeiste messtechnisch oder rechnerisch ermittelten und tatsächlich produzierten** Strommengen angeboten werden. Als betroffen gelten Gemeinden, auf deren Gemeindegebiet sich die Freiflächenanlagen befinden. Befinden sich die Freiflächenanlagen auf gemeindefreien Gebieten, gilt für diese Gebiete der nach Landesrecht jeweils zuständige Landkreis als betroffen. Im Übrigen ist Absatz 2 Satz 4 bis 7 entsprechend anzuwenden.

§ 6 Abs. (4) Vereinbarungen über Zuwendungen nach diesem Paragraphen bedürfen der Schriftform und dürfen bereits geschlossen werden

1. vor der Genehmigung der Windenergieanlage nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz oder
2. vor der Genehmigung der Freiflächenanlage, jedoch nicht vor dem Beschluss des Bebauungsplans für die Fläche **[jedoch nicht vor der Erteilung der Baugenehmigung zur Errichtung der Freiflächenanlage, soweit diese gemäß § 35 Abs. 8 BauGB keines Bebauungsplans bedarf, ansonsten vor dem Beschluss des Bebauungsplans für die Fläche der Freiflächenanlage] [oder der Erteilung der Baugenehmigung]** zur Errichtung der Freiflächenanlage.

(...)

§ 6 Abs. (5) Für die ~~tatsächlich eingespeiste Strommenge und für die fiktive~~ Strommengen, für die ~~nach Nummer 7.2 der Anlage 2, für die Betreiber von Windenergieanlagen an Land oder Freiflächenanlagen~~ eine finanzielle Förderung nach diesem Gesetz oder einer auf Grund dieses Gesetzes erlassenen Rechtsverordnung in Anspruch genommen haben und für die sie Zahlungen nach diesem Paragraphen an die Gemeinden oder Landkreise geleistet haben, können sie die Erstattung dieses im Vorjahr an die Gemeinden oder Landkreise geleisteten Betrages im Rahmen der Endabrechnung vom Netzbetreiber verlangen.

(6) Anlagenbetreiber oder beauftragte Dritte [können/dürfen] [öffentlich und] bevor Vereinbarungen über Zuwendungen nach diesem Paragraphen geschlossen werden gegenüber den betroffenen Kommunen darlegen, in welcher Art und Weise eine etwaige Beteiligung der Kommune erfolgen soll. Diese Darlegung erfolgt, ohne jedwede direkte oder indirekte Gegenleistung zu erwarten oder fordern zu können. Die Information über die Art und Weise der Beteiligung erfolgt damit ohne jede Absicht, eine Gemeinde dadurch zu irgendeiner Handlung oder Unterlassung zu veranlassen. Anlagenbetreiber oder beauftragte Dritte gehen davon aus, dass diese Information nicht als Vorteil im Sinne der §§ 331 bis 334 des Strafgesetzbuchs gilt.

Darüber hinaus bestehen Klärungsbedarfe bei der Beteiligung von Verbandsgemeinden, Samtgemeinden oder ähnlichen Zusammenschlüssen am Betrieb von Solarparks. Es sollte eine proportionale Beteiligung ermöglicht werden.

Zu § 8 Vereinfachter Netzanschluss

Der bne begrüßt die Änderungen in § 8 EEG zur **Vereinfachung von Netzanschlussbegehren** für kleine PV-Anlagen ausdrücklich. Durch diese Änderungen wird das Verfahren zur Anschließung von PV-Anlagen an das Stromnetz **effizienter und transparenter** gestaltet. PV-Anlagen mit einer Leistung von bis zu 30 kW können schneller und einfacher an das Netz angeschlossen werden. Die Übermittlung des Ergebnisses der **Netzverträglichkeitsprüfung** und die Mitteilung des ermittelten Netzverknüpfungspunkts bieten den Beteiligten eine klarere Orientierung und mehr Transparenz. Das **Recht auf Netzanschluss** am existierenden Netzverknüpfungspunkt, sobald der Netzbetreiber keine geeignete Alternative innerhalb von acht Wochen mitteilt, ist zudem ein bürokratiearmes Mittel, um Anlagenbetreibern einen Netzanschluss **ohne weitere Verzögerungen** zu ermöglichen. Die Umsetzung der EU-Notfall-VO² sieht gar eine ambitionierte Frist für „stillschweigende Genehmigung“ nach vier Wochen vor. Sie läuft derzeit jedoch ins Leere, da sie an eine ausreichende Kapazität des Verteilnetzes geknüpft ist. Der bne empfiehlt daher eine **Klarstellung, dass der Kapazitätsbezug nicht relevant für die stillschweigende Genehmigung ist.**

Grundsätzlich muss der gesamte **Netzanschlussprozess** von kleineren PV-Anlagen und Energiewendetechnologien **umfassend digitalisiert werden**. Da zum aktuellen Zeitpunkt zu befürchten ist, dass mit den Änderungen des § 8 Absatz 7 im EEG 2023 sowie den bestehenden Regelungen des § 14e Absatz 2 EnWG lediglich **Verfahren rund um Netzanschlussbegehren** digitalisiert werden sollen, muss die

² Vgl. Artikel 4 Abs. 3 VERORDNUNG (EU) 2022/2577, [Link](#)

gesetzliche Grundlage deutlich machen, dass die Anforderungen sämtliche Netzanschlussprozesse umfassen. **Für Anmeldung und Anschluss der Anlagen sind weitere Schritte erforderlich**, die hohe administrative Aufwände verursachen: Dies betrifft insbesondere die **Anmeldung der Anlagen im Marktstammdatenregister, die Fertigmeldung der Anlagen sowie die Abrechnung von Einspeisevergütungen und sämtliche Meldeprozesse für die PV-Direktvermarktung**. Zudem besteht keine gesetzliche Vorgabe, die Anmeldung komplementärer Energiewende-Technologien wie **Speicher** oder **E-Ladesäulen** in den Meldeprozess für PV-Anlagen zu integrieren. Eine **Digitalisierung ohne umfassende Betrachtung der Netzanschlussprozesse** birgt die Gefahr, **dass nur einzelne Prozesse digitalisiert werden** und weitere Schritte zu einem späteren Zeitpunkt **nur kostenintensiv an den neuen digitalen Standard zu digitalen Netzanschlussbegehren** angedockt werden können. Der bne empfiehlt deshalb entsprechende **Änderungen im EEG und EnWG** oder mindestens eine Klarstellung in der Gesetzesbegründung, dass die Regelungen des § 8 den **gesamten Netzanschlussprozess** umfassen.

Formulierungsvorschlag zu § 8 Absatz 7 EEG

„(7) Abweichend von Absatz 5 Satz 1 und 2 sowie Absatz 6 Satz 1 sind für Netzanschlussbegehren nach Absatz 1 Satz 2 ab dem 1. Januar 2025 die Sätze 2 bis 6 anzuwenden. Netzbetreiber müssen auf ihrer Internetseite insbesondere die folgenden allgemeinen Informationen zur Verfügung stellen:

1. die Information, in welchen Arbeitsschritten ein Netzanschluss**prozessbegehren** bearbeitet wird,
2. die Angabe, welche Informationen die Anschlussbegehrenden aus ihrem Verantwortungsbereich dem Netzbetreiber übermitteln müssen, damit der Netzbetreiber den Verknüpfungspunkt ermitteln oder seine Planung nach § 12 durchführen kann,
3. die Kosten, die Anlagenbetreibern durch einen Netzanschluss entstehen, und
4. die Informationen über die zur Erfüllung der Pflichten nach § 9 Absatz 1 bis 2a notwendige Ausstattung.

Netzbetreiber müssen ein Webportal zur Verfügung stellen, über das **das Netzanschlussbegehren nach Satz 1 gestellt und die Informationen nach Satz 2 Nummer 2 übermittelt werden können sämtliche Informationen für den gesamten Prozess des Netzanschlusses vom Netzanschlussbegehren bis zur Inbetriebsetzung einschließlich der Zählersetzung übermittelt werden.**“

Formulierungsvorschlag zu § 14e Absatz 2 EnWG

„(2) Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen haben spätestens ab dem 1. Januar 2024 sicherzustellen, dass Anschlussbegehrende von Anlagen gemäß § 8 Absatz 1 Satz 2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes sowie Letztverbraucher, einschließlich Anlagen nach § 3 Nummer 15d und 25, über die gemeinsame Internetplattform auf die Internetseite des zuständigen Netzbetreibers gelangen können, um dort Informationen für ein**en** Netzanschluss**begehren** nach § 8 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes oder die im Rahmen eines Netzanschlusses nach § 18 erforderlichen Informationen zu übermitteln. **Dies umfasst sämtliche Informationen für den gesamten Prozess vom Netzanschlussbegehren bis zur Inbetriebsetzung einschließlich der Zählersetzung.**“

Darüber hinaus muss der Netzanschlussprozess auch für große PV-Anlagen umfassend digitalisiert und standardisiert werden, um den Ausbau im **gewerblichen PV-Aufdachsegment** zu beschleunigen. Hier sollten insb. Netzanschlüsse auf der **110 kW-Ebene** in den Blick genommen werden. **Im 110 kV Verteilungsnetz müssen heute vorhandene Prozessschwächen bei der Netzkapazitätsreservierung- und -freigabe identifiziert und gelöst werden.** Der bne hatte bei der Themensammlung für den Branchendialog im Sommer 2022 zahlreiche Punkte genannt ([LINK](#)). Insbesondere die ineffizienten Prozesse zwischen Netzbetreibern und Anlagenbetreibern müssen geklärt werden.

Zu § 8 Abs. 7 Direktvermarktung für PV-Speicher ab erstem Tag der Inbetriebnahme

Noch immer sind die Vorlaufzeiten für den Wechsel in die Direktvermarktung für kleine PV-Anlagen und Speicher zu lange und die Prozesse zu bürokratisch. Eine Anlage sollte daher künftig **bereits ab dem Tag der Inbetriebnahme an der Direktvermarktung** teilnehmen können. Für eine erfolgreiche Anmeldung zur Direktvermarktung für PV-Anlage und Speicher müssen die **zugehörigen Marktlokations-IDs (MaLos)** bei Inbetriebnahme für beide Anlagen vorliegen. Der Anmeldeprozess ist jedoch so geformt, dass dies nicht der Fall ist. Die MaLos sind so etwas wie die Adressen von Anlagen in den Bilanzierungssystemen des Energiesystems. Solange sie unbekannt sind, können viele digitale Prozesse nicht starten. MaLos werden vom VNB erzeugt, jedoch geschieht dies erst nachdem eine Anlage in Betrieb genommen worden ist. So kann die Anmeldung zur Direktvermarktung und die Teilnahme des Speichers am Strommarkt erst Wochen bis Monate nach der Inbetriebnahme erfolgen. Das ist, als bekäme der Kunde von der Telekom zwar einen Telefonanschluss, aber seine Telefonnummer erst Monate später und nur auf Nachfrage mitgeteilt.

Der bne empfiehlt deshalb, eine Anpassung in § 8 Absatz 7 EEG, dass **Netzbetreiber** dem Anschlussbegehrenden nach Eingang eines Netzanschlussbegehrens **unverzüglich auch die Identifikationsnummer für die erzeugende Marktlokation oder Marktlokationen am Netzverknüpfungspunkt mitteilen.**

Formulierungsvorschlag:

In § 8 Abs. 7 Nummer 5 EEG 2023 wird folgender Halbsatz ergänzt:

(...)

5. die Informationen über die zur Erfüllung der Pflichten nach § 9 Absatz 1 bis 2a notwendige Ausstattung **sowie die Identifikationsnummer für die erzeugende Marktlokation oder Marktlokationen am Netzverknüpfungspunkt.**

Zu § 9 Absatz 3 Technische Vorgaben

Der bne begrüßt die im Solarpaket vorgesehenen Vereinfachung bei der Anlagenverklammerung von PV-Anlagen grundsätzlich: „Abweichend von Satz 1 gelten mehrere Solaranlagen, die ausschließlich auf, an oder in einem Gebäude oder einer Lärmschutzwand angebracht sind und die nicht **hinter demselben Netzverknüpfungspunkt** betrieben werden, nicht als eine Anlage.“ (vgl. Kabinettsentwurf § 9 Absatz 3 EEG). Aus Sicht des bne könnte diese Maßnahme allerdings unbeabsichtigt auch negative Folgen für die Planung von PV-Dachanlagen in vielen **Neubauvorhaben von Quartieren** entfalten. Denn viele Baugebiete verfügen in der Regel nur über einen einzigen Netzanschluss, der vom örtlichen Netzbetreiber zur Verfügung gestellt wird. Quartiere werden demnach regelmäßig als Kundenanlage realisiert.

Bleibt es bei der derzeitigen Formulierung, **würden sämtliche PV-Anlagen innerhalb dieser Kundenanlagen weiterhin zusammengefasst**. In der Folge reduzieren sich Vergütungsansprüche und steigen Anforderungen an die Direktvermarktung des PV-Stroms – es passiert also das Gegenteil von dem, was erzielt werden soll. Für Projektierer bedeutet dies dann, dass sie **PV-Anlagen kleiner dimensionieren** oder weniger Anlagen realisieren würden, weil die modernisierte Verklammerungsregel in dem oben genannten Fall weiterhin zusammenfassen würde. Der bne empfiehlt daher, den Bezugspunkt für die Anlagenverklammerung auf die **Anschlussnehmeranlage** und nicht auf den Netzanschluss festzusetzen. Bezugspunkt ist dann die elektrische Anlage einer Hausleitung unabhängig davon, ob es sich um einen Netzverknüpfungspunkt zum öffentlichen Netz der Versorgung handelt oder um einen Anschluss innerhalb einer „einfachen“ Kundenanlage nach § 3 Nr. 24a EnWG.

Formulierungsvorschlag zu § 9 Abs. 3 EEG:

„Abweichend von Satz 1 gelten mehrere Solaranlagen, die ausschließlich auf, an oder in einem Gebäude oder einer Lärmschutzwand angebracht sind **und die entweder auf, an oder in unterschiedlichen Gebäuden oder nicht hinter demselben Netzverknüpfungspunkt** betrieben werden, nicht als eine Anlage.“

Zu § 10a Messstellenbetrieb

Der bne begrüßt grundsätzlich Erleichterungen bei der Nutzung von Balkonkraftwerken. Viele Wohnungseigentümer und Mieter wollen sich für Klimaschutz und mehr Energieunabhängigkeit engagieren. **Stecker-PV-Anlagen** erhöhen gerade in städtischen Gebieten die Sichtbarkeit der PV und fördern damit wiederum ein Interesse an der PV-Technologie und der Energiewende generell im Umfeld der Anlagen („Ansteckungs-Effekt“).³

Der in § 10a vorgesehene Meldeprozess als Übergangsregelung für Steckersolargeräte ist zu begrüßen, da hier der **One-Stop-Shop einer einmaligen Meldung der Anlage** durch den Anlagenbetreiber erstmalig im EEG verankert wird und der weitere Informationsaustausch dann auf direktem Weg zwischen BNetzA und Netzbetreibern stattfindet.

Der bne kritisiert in diesem Zusammenhang jedoch ausdrücklich die vorgesehenen **Verordnungsermächtigungen für abweichende Regelungen für die Weiterverkehrsnetzanbindung** (siehe [Ausführungen zu § 95 EEG](#)).

Zu § 10b Vorgaben zur Direktvermarktung

Die Änderung des § 10b Absatz 1 EEG 2023 führt zu einer Lockerung der gesetzlichen Vorgaben der **technischen Ausstattung kleinerer PV-Anlagen** in der Direktvermarktung. So soll die **"Sichtbarkeit der Anlagen"** von bis zu 25 kW regelmäßig ausreichend sein. Diese Änderung wird grundsätzlich begrüßt. Gleichmaßen unterstützen wir ausdrücklich, dass die Entscheidung, ob neben der Messung und Messwertübertragung auch zusätzliche Steuerungsfunktionen umgesetzt werden sollen (z.B. die Steuerung der

³ Der „Ansteckungs-Effekt“ nahegelegener und sichtbarer Photovoltaikanlagen ist mehrfach belegt, [Solarserver](#), [PV-Magazine](#)

Batterielade-/Entladeleistung oder die Marktregelung von Anlagen), weiterhin in der **Verantwortung des Direktvermarkters** liegt und im Direktvermarktungsvertrag geregelt werden kann. Vor dem Hintergrund der Wahlfreiheit des Direktvermarkters sollte die verpflichtende Fernsteuerbarkeit jedoch **generell für Anlagen unterhalb der gesetzlich festgelegten Direktvermarktungsgrenze bis 100 kW** entfallen. Direktvermarkter verfügen über zuverlässige Mittel und Technik zur Messung und Bilanzierung dieser Anlagen und sind selbst in der Lage, ihre Einspeisung **präzise zu prognostizieren**. Eine RLM-Messung ist bei Anlagen bis 100 kW nicht nötig. Im Sinne der Vereinheitlichung und Harmonisierung der EEG-Anlagenklassen empfiehlt der bne daher die zwingende „Sichtbarkeit“ und „Steuerbarkeit“ durch den Direktvermarkter entsprechend der geltenden Direktvermarktungsgrenzen **auf 100 kW** anzuheben.

Formulierungsvorschlag zu § 10b Absatz 1 EEG:

„In Satz 1 wird das Wort „Anlagenbetreiber“ durch die Wörter „Betreiber von Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als **25 100** Kilowatt“ ersetzt.“

Zu § 11a Recht zur Verlegung von Leitungen

Der bne **begrüßt ausdrücklich das Wegenutzungsrecht zum Verlegen von Anschlussleitungen von Solarparks (und Windkraftanlagen)**. Diese Maßnahme wird zu einer erheblichen Beschleunigung von Projekten führen und Kosten reduzieren. Eine verfassungsrechtliche Kurzbewertung⁴ zum § 11a EEG-Entwurf ([LINK](#)) ergibt klar, dass der Vorschlag angemessen ist. Die bisherige Rechtslage war eine Einladung an Grundstückbesitzer, deutlich überhöhte Forderungen für das Recht einer Durchleitung zu stellen. Mitunter wurde die Durchleitung sogar verhindert, was zu großen Umwegen und damit Mehrkosten geführt hat. Die Betreiber von Erneuerbaren-Energien-Anlagen müssen die Leitung zum Anschluss ihrer Anlage an das Netz der allgemeinen Versorgung, also bis zum Netzverknüpfungspunkt, selbst planen, errichten und finanzieren.⁵ **Unserer Ansicht nach ist die im Gesetzentwurf vorgeschlagene Formulierung praxistauglich.** Dem Entwurf nach sollte im § 11a (neu) Absatz 1 Satz 3 auf den "wirtschaftlich günstigsten Anschluss(punkt)" abgestellt werden. Schon bisher ist die Frage nach dem wirtschaftlich günstigsten Anschlusspunkt regelmäßig ein Anlass von Streit zwischen Netz- und Anlagenbetreiber. Nun käme eine weitere Auffassung hinzu – die des Grundstückseigentümers. Wir regen daher an, dass als alternative Formulierung **"nach § 8 mit den geringsten Kosten"** geprüft wird. Zudem empfehlen wir, dass das Nutzungsrecht ausgeweitet wird und **auch Anschlussleitungen von Speicheranlagen und Direktleitungen** zwischen Erneuerbare-Energien-Anlagen und Verbrauchern umfasst. In der vorgeschlagenen Regelung des § 11a werden Nutzungsrechte von privaten und öffentlichen Grundstücken zusammen behandelt. Gegebenenfalls sollte hier eine Trennung zwischen privaten und öffentlichen Grundstücken geprüft werden, um bei etwaigen Klagen gegen Teile der Regelung eine negative Wechselwirkung zu vermeiden.

⁴ bhh, (Verfassungs-)rechtliche Kurzbewertung zu § 11a EEG-Entwurf, ([LINK](#))

⁵ Im Gegensatz zu Netzbetreibern sind Anlagenbetreiber (bzw. Anlagenprojektierer) mit deutlich schwächeren Rechten ausgestattet, um die betriebsnotwendigen Leitungstrassen effizient, schnell und günstig zu realisieren. Daher hatte der bne empfohlen, ein Recht für die Nutzung von Grundstücken zur Verlegung von Leitungen für Erneuerbare-Energien-Anlagen im EEG vorzusehen, bei angemessener Entschädigung der Grundstückseigentümer bzw. -nutzer ([LINK](#), Gutachten). Das BMWK hatte im Referentenentwurf vom 22.11.2022 für das Gesetz zu Einführung einer Strompreisbremse einen Vorschlag für die Umsetzung einer Duldungspflicht unterbreitet, der allerdings aus dem Kabinetentwurf gestrichen wurde. Den entsprechenden Ausschnitt aus dem Referentenentwurf vom 22.11.2022 (Vorschlag und Begründung) finden die hier ([LINK](#)).

Zu § 11b Recht zur Überfahrt während der Errichtung

Wir begrüßen, dass ein Recht zur **Überfahrt von Grundstücken** während der Errichtung vorgesehen wird. Diese ist insbesondere für die Errichtung von Windkraftanlagen wichtig, aber auch bei Solarparks relevant. Transporte von Material und Maschinen, Transformatoren oder Speichercontainern sind hier ebenfalls nötig. Wir möchten anregen, dass der **§ 11b erweitert und auch für PV-Freiflächenanlagen und Speicheranlagen nutzbar** gemacht wird. Außerdem sollte die Regelung um die **Betriebsphase erweitert** werden, was insbesondere bei Windkraftprojekten wichtig ist, aber auch für das Repowering von Wind-/Solarparks oder bei der Ergänzung von Speicheranlagen hilfreich sein kann.

Zu § 21 Absatz 1 Unentgeltliche Abnahme Abtretung an Aggregatoren

Mit der neuen Vergütungskategorie der **unentgeltlichen Abnahme** erhalten Betreiber von Anlagen mit einer Leistung von maximal 400 kW (ab 2026 bis 200 kW) künftig die Option, **freiwillig auf EEG-Zahlungen für die Überschusseinspeisung zu verzichten**. Das ist aus bne-Sicht eine **sinnvolle Maßnahme** zur Flexibilisierung der Direktvermarktungsgrenzen. Kleine PV-Anlagen können damit unbürokratischer errichtet und etwaige Probleme aufgrund des Doppelförderverbots umgangen werden. Anlagenbetreiber sollten jedoch **zusätzlich die Möglichkeit** erhalten, den in der Anlage erzeugten PV-Strom auch **unentgeltlich** an einen **Aggregator oder anderen Dienstleister** abtreten zu können. Dies könnte Geschäftsmodelle und Innovationen von Aggregatoren anreizen und dezentrale PV-Anlagen bündeln. Aufgrund der komplexen Anforderungen der Direktvermarktung ist das heute nur mit hohem bürokratischem Aufwand möglich (siehe auch [LINK](#)).⁶

Zu § 21 Absatz 3 Anspruch Mieterstromzuschlag Nicht-Wohngebäude

Die Ausdehnung der **Mieterstromförderung auf Gewerbedächer** wird ausdrücklich begrüßt. Durch die Abschaffung der Diskriminierung von Nichtwohngebäuden bei der Vergabe des Mieterstromzuschlags werden Mieterstromprojekte vereinfacht. Allerdings besteht eine rechtliche Unklarheit in § 21 Absatz 3 Satz 2 fort, da hier weiterhin auf die Maßgabe mindestens 40 % Wohnfläche des Gebäudes abgestellt wird. Dies kann so nicht gewollt sein, denn mit der gesetzlichen Änderung sollen explizit auch Nicht-Wohngebäude in die Mieterstromförderung aufgenommen werden. Die entsprechende Maßgabe ist dann obsolet.

Formulierungsvorschlag zu § 21 Absatz 3 EEG: Satz 2 wird ersatzlos gestrichen:

~~§ 3 Nummer 50 ist mit der Maßgabe anzuwenden, dass mindestens 40 Prozent der Fläche des Gebäudes dem Wohnen dient.~~

Räumlichen Verbrauch von Mieterstrom rechtlich klar regeln

Um Mieterstromförderung **weiter zu vereinfachen**, schlägt der bne zudem vor, den **räumlichen Begriff der Nutzung des Mieterstroms** präziser zu fassen. Der aktuelle § 21 Absatz 3 EEG sieht vor, dass „Gebäude“ und „Nebenanlagen“ als Produktionsstätten für Mieterstrom zugelassen sind. Aus Sicht des bne sollte der **Produktionsort mit dem Verbrauchsort korrespondieren**. Die derzeitige Begrifflichkeit „Quartier“ ist rechtlich unscharf. Stattdessen könnte mit dem Zusatz **„ohne Durchleitung durch ein Netz“** die

⁶ bne-Stellungnahmen zur PV-Strategie, Teil Abtretung von EEG-Vergütungen an einen Aggregator oder Finanzierer https://www.bne-online.de/fileadmin/user_upload/23-03-24_bne_Stellungnahme_zur_PV-Strategie_des_BMWK.pdf#page=25

häufig in der Praxis zu Einzelfallbetrachtung (z.B. bei Kreuzung von öffentlichen Straßen) führende gänzliche Unklarheit beseitigt werden. Der bne empfiehlt, den **Verbrauchsort zu erweitern**, indem § 21 Absatz 3 Nummer 1 EEG 2023 gestrichen und § 21 Absatz 3 neu gefasst wird.

Formulierungsvorschlag zu § 21 Absatz 3 EEG:

„Der Anspruch auf die Zahlung des Mieterstromzuschlags nach § 19 Absatz 1 Nummer 3 besteht für Strom aus Solaranlagen, die auf, an oder in einem **Gebäude oder einer Nebenanlage dieses Gebäudes** installiert sind, soweit er von dem Anlagenbetreiber oder einem Dritten an einen Letztverbraucher geliefert und **ohne Durchleitung durch ein Netz** verbraucht worden ist.“

Zu § 21c Strafzahlung Anmeldung zur Veräußerungsform

Die **Zuordnung der Veräußerungsform** einer PV-Anlage muss laut § 21c EEG dem Netzbetreiber mindestens 32 bis 61 Tage („vor Beginn des jeweils vorangehenden Kalendermonats“) vor Erstinbetriebnahme mitgeteilt werden. Andernfalls kann der **Netzbetreiber eine Strafe** von 10 € pro kW installierter Leistung und Kalendermonat, in dem ganz oder zeitweise ein Pflichtverstoß vorliegt oder andauert, verhängen (vgl. § 52 Abs. 1 Nr. 9 EEG i.V.m. § 52 Abs. 2 EEG). Die **EU-Notfall-VO hingegen erlaubt die Inbetriebnahme einer Anlage bereits 4 Wochen** nach Anmeldung.⁷ Die bestehenden EEG-Regelungen konterkarieren also die Zielsetzung der EU-Notfall-VO, den Ausbau der erneuerbaren Energien zu beschleunigen. So kommt es zur absurden Situation, dass Unternehmen, die 4 Wochen nach Anmeldung mit der Anlage in Betrieb gehen könnten (was EU-rechtskonform wäre), **„künstlich“ die Erstinbetriebnahme verzögern müssen**, um Strafzahlungen nach § 52 EEG zu entgehen. Der bne schlägt deshalb vor, dass es **bei Erstinbetriebnahme der Anlage nicht erforderlich** ist, die Zuordnungsform vor Beginn des vorangehenden Monats mitzuteilen. Gleichzeitig sollte klargestellt werden, dass **keine Strafzahlungen gem. § 52 Abs. 2 EEG anfallen**, wenn Anlagen schneller in Betrieb genommen werden können.

Zu § 24 Absatz 1 Zahlungsansprüche für Strom aus mehreren Anlagen

Es ist **positiv**, dass die **Anlagenzusammenfassung bei der Gebäude-PV im EEG modernisiert** wird und dass Anlagen an verschiedenen Netzverknüpfungspunkten nicht mehr hinsichtlich des EEGs zusammengefasst werden. Auch ist positiv, dass hier Stecker-PV berücksichtigt wird. **Es fehlen jedoch Änderungen bei PV-Freiflächenanlagen**. Mit den zahlreichen Änderungen des EEG 2021/2023 (z.B. Bürgerenergie-Solarparks, Agri-PV etc.) und weiteren Änderungen im Baurecht („hofnahe PV“) ist eine **weitgehende Abschaffung der Anlagenzusammenfassung bei Solarparks hinsichtlich der Problemprävention wichtig**, damit sich künftig nicht PPA-Projekte, EEG-Ausschreibungsanlagen, Bürgerenergieanlagen und hofnahe PV-Anlagen gegenseitig in die Quere kommen. Aufgrund veralteter Regeln bei der Anlagenzusammenfassung wäre zum Beispiel ein zeitgleich entstehender Bürgersolarpark neben einem PPA-Projekt nicht möglich, weil dieser nicht vergütungsfähig wäre. Keinem Kommunalparlament möchte man es zumuten, solche Konflikte auflösen zu müssen. Warum sollte nicht jede Kommune einen Bürgersolarpark als Beteiligungsoption errichten können? Alte Regeln im EEG, wie z.B. die Anlagenzusammenfassung, verhindern dies. Die im § 24 EEG enthaltenen **Fristen von 12 bzw. 24 Monaten sollten daher für alle Solarparks, die keine Bürgerenergiesolarparks oder Kleinanlagen unter 1 MW sind, ausgesetzt oder abgeschafft werden**. Dies würde den Missbrauchsschutz weiterhin gewährleisten. Hier sollte die Klärstellung erfolgen,

⁷ Vgl. Artikel 4 Abs. 3 VERORDNUNG (EU) 2022/2577, [Link](#)

dass eine "hofnahe PV-Anlage" nach § 35 BauGB oder ein von einer Bürgerenergiegesellschaft errichteter Solarpark nicht mit anderen Solarparks verklammert wird. Dadurch werden Konflikte zwischen EEG-Ausschreibungsprojekten, PPA-Projekten und Bürgerenergie-Solarparks oder "hofnahen PV-Anlagen" unterbunden (z.B. wegen Wartefristen oder Wechselwirkungen hinsichtlich des Vergütungsanspruchs der Anlagen). Bürgerenergieanlagen könnten dann – sofern die Bürgerenergiekriterien eingehalten werden – reibungsfrei in Planungen für Neu- und Erweiterungsprojekte ergänzt und zeitgleich errichtet werden. **Auch sollte im EEG eine Klarstellung erfolgen, dass PPA-Projekte generell nicht Teil der Anlagenzusammenfassung sind.** Dies würde die Verklammerung zwischen förderfähigen Anlagen und förderfreien PPA verhindern und sicherstellen, dass sich PPA- und Bürgerenergie- oder Ausschreibungsprojekte nicht in die Quere kommen. **Nur Bürgerenergiesolarparks (und Solarparks kleiner 1 MW) sollten weiterhin untereinander verklammert werden, damit die beihilferechtlichen Vorgaben für Bürgerenergie nicht unterlaufen werden.** Ein weiteres Hemmnis ist das faktische Verbot für Bürgerenergiegesellschaften, mehrere geförderte Solarkraftwerke auf den Weg zu bringen. Gemäß EEG § 22b (5) dürfen Bürgerenergiegesellschaften (BEG) nach Inanspruchnahme des BEG-Privilegs drei Jahre lang keine geförderte Freifläche mehr umsetzen. Das macht unternehmerisch für engagierte BEG keinen Sinn. Denn aufgebautes Know-how und eine mögliche Projektpipeline verfallen dann. Letztlich ist dies auch ein Grund, weshalb § 22b EEG im Markt wenig Anwendung findet. Mit einer kleinen Änderung könnte dieses Problem gelöst werden, ohne Missbrauch zu riskieren, da die Anforderungen an die BEG ohnehin schon sehr hoch und missbrauchssicher gestaltet sind.

Formulierungsvorschlag zu §22b Absatz 5: Es wird ein Satz geändert:

„(5) Bürgerenergiegesellschaften sowie deren stimmberechtigte Mitglieder oder Anteilseigner, die juristische Personen des Privatrechts sind, und die mit diesen jeweils verbundenen Unternehmen nach Artikel 3 des Anhangs I der Verordnung (EU) Nr. 651/2014 der Kommission vom 17. Juni 2014 (ABl. L 187 vom 26.6.2014, S. 1) dürfen für drei Jahre ab der Mitteilung nach Absatz 1 Nummer 1 oder Absatz 2 Nummer 1 keine weitere **Ausnahme von dem Erfordernis eines wirksamen Zuschlags nach §22 Absatz 2 Satz 2 Nummer 3 [streichen: Förderung]** nach diesem Gesetz oder einer auf Grund dieses Gesetzes erlassenen Rechtsverordnung für weitere Anlagen derselben Technologie und desselben Segments in Anspruch nehmen. Eine Teilnahme an den jeweiligen Ausschreibungen nach § 28, § 28a oder § 28b ist während dieses Zeitraums nicht zulässig.“

Zu § 28a PV-Ausbau-Deckel des EEG 2023 streichen

Der PV-Zubau wird auch heute noch durch den Gesetzgeber gedeckelt. Grund hierfür ist, dass die Ausschreibungsmengen gemäß § 28a EEG jeweils im Folgejahr um jene Zubaumengen verringert werden, die beispielsweise im Segment der förderfreien PPA-Anlagen oder im Bürgerenergie- und Kleinanlagensegment errichtet wurden. Dieser Deckel wurde vor der "Zeitenwende" und der Energiekrise festgelegt und ist im Sinne einer nötigen Entfesselung des Zubaus nicht zielführend. Die **Deckelung sollte daher gestrichen** werden, indem § 28a Abs. 3 Nummer 2b aufgehoben wird.

Zudem sollten die repowerten Mengen (Freiflächenanlagen und künftig bei der Gebäude-PV) nicht angerechnet werden, da für die Erreichung der im Gesetz formulierten Ziele der Nettozubau entscheidend ist und nicht der Bruttozubau.

Zu § 37 Absatz 3: Gebotsmenge bei den Ausschreibungen (Vorschlag: 100 MW)

Bei PV-Freiflächenanlagen ist die maximal zulässige Größe für Zuschläge auf 20 Megawatt festgelegt. In den Ausschreibungsrunden im Jahr 2023 ist diese Gebotsgröße auf 100 MW verändert worden (§100 Abs (13) EEG 2023). Diese Regelung gilt allerdings nur im Jahr 2023. Ab dem Jahr 2024 beschränkt und verlangsamt die wegfallende Regelung den Ausbau wieder. **In der Praxis ist die Anlagengröße einer Freiflächenanlagen durch die tatsächlichen verfügbaren Flächen und die Genehmigungen im B-Plan-Verfahren ohnehin begrenzt.** Es war in den Ausschreibungen des Jahres 2023 auch nicht der Fall, dass reihenweise 100 Megawatt-Gebote abgegeben wurden. Es gab allerdings zahlreiche Gebote über 20 Megawatt. Über das B-Plan-Verfahren ist die Standortkommune die Herrin der Planung und kann selbst gut entscheiden, welche maximale Anlagengröße vor Ort auf Akzeptanz trifft. Eine Rückkehr zu den 20 MW hätte absehbar zur Folge, dass große Projekte zeitlich gestückelt würden, was diese zum einen verteuern würde. Zum anderen brächte dies Verzögerungen mit sich, die es erschweren würden, die jährlichen Ausbauziele in den nächsten Jahren zu erreichen.

Wir empfehlen daher, die **Regelung zu entfristen und die maximalen Gebotsgröße bei Freiflächenanlagen dauerhaft auf 100 MW festzulegen.** Die Anpassung sollte für alle relevanten Ausschreibungen gelten (Segment 1, Innovationsausschreibung, Wasserstoffausschreibungen etc.).

Empfohlen wird folgende Neufassung des § 37 Absatz 3 EEG 2023:

„In Ergänzung zu den Anforderungen nach § 30 darf die Gebotsmenge bei den Ausschreibungen für Solaranlagen des ersten Segments pro Gebot eine zu installierende Leistung von 100 Megawatt nicht überschreiten.“

Weiterhin sollten die nachfolgenden Folgeänderungen vorgenommen werden:

§ 38a Absatz 1 Nummer 5 lit. a EEG 2023 wäre wie folgt anzupassen:

„[...] soweit bei Freiflächenanlagen die installierte Leistung von 100 Megawatt nicht überschritten wird [...]“

§ 100 Absatz 13 EEG 2013 wäre wie folgt neu zu fassen, um die 100-MW-Grenze umfassend auch auf Bestandszuschläge anwenden zu können:

„§ 38a Absatz 1 Nummer 5 Buchstabe a dieses Gesetzes ist für Anlagen nach Absatz 1 anstelle von § 38a Absatz 1 Nummer 5 Buchstabe a des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Dezember 2022 geltenden Fassung anzuwenden.“

Einen ausgearbeitete und begründeten Regelungsvorschlag finden sie [hier](#).

Zu § 37, § 37d, §38 b, § 94: Den „Kompromiss zu PV-Freiflächenanlagen“ im Solarpaket erweitern
 Die Bundesregierung hat mit dem Solarpaket I wichtige Schritte unternommen, um Solarparks im Einklang mit Naturschutz und Landwirtschaft zu entwickeln. Gut und richtig, aber noch zu zaghaft. **Der „Kompromiss zu PV-Freiflächenanlagen“ sollte erweitert werden, um Hauptanteil des geförderten und ungeförderten Solarparkausbaus zu adressieren: Gute Solarparks.** Dafür sind Änderung im Agrarrecht empfehlenswert. Durch eine Erweiterung des Gesetzpakets könnte das Spannungsfeld zwischen Flächen für Energiewende, Landwirtschaft und für Artenvielfalt zu einem großen Teil aufgelöst werden. Der bne setzt sich für zusätzliche Regelungen ein (siehe [Abschnitt Änderungen im Agrarrecht für Solarparks](#)), um beim Schwerpunkt des Ausbaus – günstigen, einfachen Solarparks – die Landwirtschaftsverträglichkeit ebenso zu verbessern wie die Naturverträglichkeit.

Wir empfehlen eine Lösung für die ca. 90% Standardsolarparks finden, damit diese extensiv bewirtschaftet werden. Zwischen der landwirtschaftlich produktiven Agri-PV und den im Solarpaket angedachten Biodiversitätssolaranlagen schlagen wir die „**Extensive Agri-PV**“ als eigene Klasse vor. Solche kostengünstigen Anlagen können durch angepasste Bauweise und schonende landwirtschaftliche Pflege die Artenvielfalt in Solarparks großflächig voranbringen und einen neuen Standard setzen, anstatt Nischen zu kreieren. Nach unserem Konzept gingen in solchen Anlagen die Solarparkflächen aus Perspektive der Landwirte in eine **Zeitkapsel**. Nach einer Nutzung als artenreicher Solarpark kann eine Fläche wieder landwirtschaftlich genutzt werden, wenn dies gewünscht ist. Das erhöht die Akzeptanz deutlich. Nötig ist hierfür, die extensive Agri-PV in der GAP-Direktzahlungsverordnung zu verankern, begleitet durch Regelungen im EEG. Konkret sollte im Paragraf 12 der GAP-Direktzahlungsverordnung ergänzt werden, dass **Landwirte auf Solarparkflächen „Artenvielfalt produzieren“** können und dies eine hauptsächlich **landwirtschaftliche Flächennutzung** darstellt. Ein entsprechender Gesetzesvorschlag liegt vor ([LINK](#)).⁸

Der „Kompromiss zu PV-Freiflächenanlagen“ im Solarpaket (z.B. Neusortierung Segment 1, Agri-PV, Ausweitung Flächenkulisse, ...) sollte beibehalten und erweitert werden. Um eine **bessere Landwirtschaftsverträglichkeit des Großteils des Solarparkausbaus sicherzustellen** (Anlagen in der Ausschreibug und PPA-Anlagen, die keine Förderung beanspruchen), kann eine Entschließung hilfreich sein:

Vorschlag für eine Entschließung:

Der Deutsche Bundestag fordert die Bundesregierung auf, ein Konzept vorzulegen, das die Landwirtschaftsverträglichkeit des Ausbaus von PV-Freiflächenanlagen unabhängig der Förderfähigkeit im EEG verbessert, insbesondere hinsichtlich der Doppelnutzung von Flächen in Solarparks für Artenvielfalt und unter aktiver Einbindung der Landwirtschaft („Extensive Agri-PV“). Landwirte sollen dabei Flächen in geeignet konstruierten Solarparks weiter landwirtschaftlich nutzen können, um durch schonende Flächenpflege den Aufbau von Artenvielfalt in zu unterstützen.

⁸ agrilex | Gesetzesvorschlag und Kriterien-Papier Anforderungen an Bauweise und landwirtschaftliche Nutzung einer Extensiven Agri-PV-Anlage. https://www.bne-online.de/fileadmin/user_upload/Gesetzesvorschlag_und_Kriterienpapier_EAPV.pdf

Kritische Würdigung und Hinweis auf erwartbare Entwicklung im Solarparkausbau

Der „Kompromiss zu PV-Freiflächenanlagen“ im Solarpaket 1 ist positiv zu werten. Es sind mit diesem Kompromiss mehrere Entwicklungen erwartbar. Es wird mit dem Solarpaket wahrscheinlich nicht erreicht, dass „gewöhnliche“ Solarparks, die weiterhin den Hauptanteil des Ausbaus ausmachen werden, so projiziert werden, dass Artenvielfalt auf den Solarparkflächen entsteht. Auch wird der Ausbauswerpunkt nicht zur Agri-PV übergehen, allein schon aus Kostengründen. Gleichzeitig wird und soll sich der Ausbau von Freiflächenanlagen weiter beschleunigen, in einer Koexistenz zwischen Förderung/Ausschreibung und dem Ausbau an PPA-Anlagen. Wahrscheinlich ist durch die ausgeweitete Flächenkulisse ein Trend zu kompakt gestellten Solarparks innerhalb der Ausschreibung vorgegeben, bzw. verstärkt sich. Dies wird nicht nur auf Akzeptanz stoßen. Flächensparsamer sind solche Anlagen auch nicht, weil z.B. mehr Flächen für den naturschutzfachlichen Ausgleich vorgesehen werden müssen. Die Verordnungsermächtigung im § 94 zu Biodiversitätssolaranlagen ist wichtig, stellt aber voraussichtlich sehr hohe Anforderungen (sehr biodiverse Anlagen) und adressiert einen zentralen Punkt nicht: Die Flächenbereitstellung für Solarparks erfolgt in der Regel durch Landwirte. Diese würden durch Biodiversitätssolaranlagen einen dauerhaften Flächenverlust erleiden. In bestimmten Fällen kann das funktionieren. Für den Ausbau von etwa einem Gigawatt an Solarparks pro Monat (so das Ziel im EEG, 2026) taugt auch diese Herangehensweise nicht. Auch das andere Extrem der klassischen Agri-PV mit landwirtschaftlicher Produktion, von der es aktuell noch kaum Anlagen gibt, adressiert nicht den Ausbauswerpunkt. **Ca. 90 Prozent der Solarparks werden durch die vorliegende Lösung noch nicht adressiert**, obwohl sich weite Teile der Branche für mehr Artenvielfalt in Solarparks einsetzen. **Die Lösung des Regelungsknotens zwischen Agrarrecht, EEG und den naturschutzfachlichen Auflagen im Planungsprozess ist erforderlich.** Mit der „Extensiven Agri-PV“ wird diese Lösung zur Diskussion gestellt. Wenn sie Teil des Solarpakets 1 (oder 2) wird, würden viele Probleme gelöst.

Vorbereitend kann und sollte im EEG eine Regelung getroffen werden, damit Anlagen, die bereits jetzt eine artenvielfaltfördernde Bauweise umsetzen wollen, zumindest in der bisher definierten EEG-Flächenkulisse konkurrenzfähig werden können. Der neu eingeführte Extensivierungsbonus ist im Solarpaket nur für „Agri-PV“ vorgesehen (Kritik des Bonus; siehe §38 b). **Unser Anspruch ist es nicht, den Bonus auch für „Extensive Agri-PV“ zu erhalten. Entscheidend ist die Einordnung als landwirtschaftliche Flächennutzung, die viel wertvoller ist als ein etwaiger Bonus.** Diese Einordnung als Landwirtschaft ist auch oft der wirkliche Grund, warum Agri-PV-Anlagen entstehen. Sie adressiert die Ursache von Problemen. Es würden dann auch Anlagen konkurrenzfähiger werden, die aktiv und auf der ganzen Fläche Artenvielfalt fördern. Solange man aber nicht den Flächencharakter der Anlagen aus Perspektive der Landwirtschaft klärt (siehe Entschließung oben), verbleibt nur die Option, Anreize mit Boni zu erzeugen. Im Solarpaket 1 könnte dies durch Verweisänderungen im § 38 erreicht werden. Im verlinkten Gutachten wird diese Variante diskutiert.⁹ Hierbei soll aber betont werden, dass die **ordentliche Abbildung im Agrarrecht (s.o.) effektiver wäre und der Bonus im EEG keine Vorzugsvariante ist, da dieser nicht für förderfreie PPA-Anlagen nutzbar ist**, weil diese nicht an einer Ausschreibung teilnehmen.

⁹ bbh | Extensive Agri-PV im EEG. [LINK](#)

Zu § 37: Neuregelungen zur Flächenkulisse (PV-Freiflächenanlagen) und Deckelung

Die Änderungen zur Modernisierung und Konkretisierung der förderfähigen Flächenkulisse für PV-Freiflächenanlagen sind sachgerecht. Dass mit dem Solarpaket 1 ein neuer Deckel bei der Bezuschlagungsfähigkeit von Solarparks auf landwirtschaftliche Flächen eingeführt wird (80 Gigawatt Ende 2030, sowie danach 177,5 Gigawatt) ist für den Moment akzeptabel, aber generell nicht wünschenswert, weil unnötige Risiken entstehen. **Die EEG-Ausschreibung ist ein wichtiger Weg, die Finanzierung von Solarparks günstig zu gestalten.** Die Ausschreibung ist mit dem Wettbewerb und dem förderfreien Betrieb von Solarparks im Energiemarkt vereinbar. Mit heutigen Marktwerten werden kaum Marktprämien ausgeschüttet. **Die Verbindung von Ausschreibungszuschlägen mit PPA ist als Finanzierungsvariante bereits heute marktgängig.** Diese Kombination aus Zuschlag und PPA ist aber nur möglich, weil es die EEG-Zuschläge gibt, die den Ausfall des PPA absichern. Und weil PPA „on Top“ auf die Zuschläge möglich sind, können günstige Gebote abgegeben werden, da ein PPA die Refinanzierung erleichtert. Es handelt sich um kommunizierende Röhren. Sollten aufgrund externer Effekte Modulpreise steigen (z.B. durch EU-Zölle auf Solarmodulimporte), würde es den kostensensitiven Solarparkausbau als erstes treffen. Ist dann eine Ausschreibung aufgrund einer Deckelung nicht mehr gegeben, geht dies zu Lasten der Akteursvielfalt und zu Lasten von kostenintensiveren Solarparkkonzepten (Agri-PV, etc.).

Zu § 37c: Öffnung benachteiligter Gebiete, Opt-Out-Regelung

Bislang ist die Berücksichtigung von Geboten von PV-Freiflächenanlagen auf Ackerland oder Grünland, das in einem benachteiligten Gebiet liegt, in den Ausschreibungen nur zulässig, wenn die Landesregierung des entsprechenden Bundeslandes in einer Rechtsverordnung geregelt hatte, dass solche Solaranlagen bezuschlagt werden können. **Die Umkehrung dieser Logik ist sehr sinnvoll im Sinne der Zielerreichung.** Einer Reihe von Bundesländern hatte entsprechende Landesverordnungen nicht erlassen und einige bestehende Rechtsverordnungen sind zu restriktiv ausgestaltet, angesichts der Ausbauziele im EEG 2023. Tatsächlich wirken restriktive Landesverordnungen bereits jetzt ausbaubegrenzend.¹⁰ Mit der vorgeschlagenen Änderung des § 37c EEG steht künftig einerseits eine **grundsätzlich geöffnete Flächenkulisse für die Errichtung von Solaranlagen auf landwirtschaftlichen Flächen in benachteiligten Gebieten** bereit, zum anderen bleibt aber den Bundesländern die Möglichkeit belassen, einer aus ihrer Sicht übermäßigen Flächennutzung entgegenzuwirken. Die verknüpfte Regelung, dass die Länder mindestens 1 Prozent (bis 2031), bzw. danach 1,5 Prozent der landwirtschaftlich genutzten Flächen des jeweiligen Landes Freiflächenanlagen bereitstellen müssen, ist hilfreich, um die Limits der bestehenden Landesverordnungen schnell zu überwinden.

Zu § 37d: Besonderes Zuschlagsverfahren für Solaranlagen des ersten Segments

Die Neuordnung des Zuschlagsverfahrens im Segment 1 ist gegenüber der heutigen Vorgehensweise vorteilhaft. Hochaufgeständerte Agri-PV und besondere Anlagen, die aktuell in der Kostenkonkurrenz mit klassischen Solarparks in der Ausschreibung nicht bestehen, nun bevorzugt zu bezuschlagen wird entsprechenden Anlagenkonzepten helfen. Die bevorzugte Bezuschlagung sollte nicht weiter als im

¹⁰ Beispiele: PV-Freiflächenausschreibung vom November 2022: In Hessen und Rheinland-Pfalz könnten keine Zuschläge mehr vergeben werden, das die geringen Kontingente zur Bezuschlagung in benachteiligten Gebieten (Hessen nur 35 MW) schon ausgeschöpft waren, [LINK](#). In der aktuellen Ausschreibung von Dezember 2023 sind in Sachsen keine Zuschläge möglich ([LINK](#)) und in anderen Ländern die Kontingente sehr knapp. Nach wie vor wurden keine Länderverordnungen erlassen von z.B. Flächenländern wie Brandenburg oder Mecklenburg-Vorpommern.

Vorschlag ausgeweitet werden. Es sollte eine eindeutige Klarstellung erfolgen, dass **Agri-PV-Anlagen mit Trackern** in der bevorzugte Bezuschlagung umgesetzt werden können. Auch sollte geprüft werden, ob Biodiversitätssolaranlagen nach § 94 ebenfalls bevorzugt bezuschlagen werden können (außerhalb der besonderen Solaranlagen).

Zu §38b: Extensivierungsbonus (bei der Agri-PV)

Der neu eingeführte Extensivierungsbonus ist nur für „Agri-PV“ vorgesehen, die durch den Bonus ange-reizt etwas extensiver werden soll. Der Bonus auf den anzulegenden Wert soll dabei Kostennachteile aus-gleichen, die in Agri-PV-Anlagen entstehen, wenn diese dem Netzbetreiber regelmäßig und per Gutach-ten nachweisen, dass die Flächen etwas extensiver bewirtschaftet werden. Der Bonus geht an den Anla-genbetreiber, nicht den Flächenbewirtschafter/Landwirt, der die Flächenpflege umsetzt. Dieser wiede-rum ist aber Landwirt und meldet jährlich in einem Antragsverfahren für die flächenbezogenen Direkt-zahlungen in der ersten Säule der GAP, was auf den Flächen passiert. Dieses Verfahren ist in jedem Bun-desland unterschiedlich. Das Nachweisverfahren im EEG gegenüber den Netzbetreibern ist mit Sicherheit auch nicht einheitlich. Es ist mit viel Bürokratie und unklaren Regelungen zu rechnen. Der Bonus kann zu etwas mehr Artenvielfalt in Agri-PV-Anlagen führen, der Erfolg nicht sicher ist. Zu viel Artenvielfalt wird der Bonus aber nicht führen, da der Hauptteil der Solarparks, die tatsächlich artenreich werden können, nicht adressiert wird. Auch ist der Begriff der „extensiveren Solaranlagen mit landwirtschaftlicher Nut-zung“ unser Meinung nach unvorteilhaft gewählt, aufgrund der Nähe zum Begriff der „Extensiven Agri-PV“, die in der Branche, bei Landwirten und im Naturschutz diskutiert wird. Diese würde für uns ein schlüssigeres Konzept zur Verbindung von Solarparks mit Landwirtschaft und der Entwicklung von Ar-tenvielfalt darstellen, nebenbei ohne Boni im EEG.

Zu § 48 Absatz 1 Satz 1: Solaranlagen auf Wohngebäuden, die nicht für Solaranlagen geeignet sind

Im EEG 2023 ist eine Verordnungsermächtigung für Solaranlagen enthalten, bei denen das Gebäude nicht für die Errichtung der Solaranlagen geeignet ist. Diese Verordnung soll nähere Eigenschaften dieser Ge-bäude festlegen, sie ist aber noch nicht erlassen worden. Die im Gesetzentwurf vorgesehene Übergangs-lösung, die die Errichtung bis zum Erlass der Verordnung erlaubt, ist zu begrüßen. Sinnvoller wäre es aber, die Verordnungsermächtigung gänzlich zu streichen, da diese absehbar zu einem Sammelsurium an Festlegungen führt, die neue Hemmnisse schaffen würde. Eine Verordnung müsste z.B. regeln, wie der Verschattungsgrad anhand von Baumabständen, Schornsteinen etc. sein muss, Vorgeben, in welchem Zustand das Dach sein muss, in welchem Winkel und Himmelsrichtung das Dach stehen muss usw. usf. würde zig Hürden aufbauen und wäre am Ende ein Arbeitsbeschaffungsprogramm für Juristen. Wir dür-fen davon ausgehen, dass in den meisten Fällen die Bürgerinnen und Bürger selbst am besten einschät-zen können, ob ihr Hausdach, ihre Gartenlaube oder das Gewächshaus am besten geeignet ist.

Zu § 48 Absatz 2a Meldepflichten Anlagenzusammenfassung

Der bne begrüßt die Änderungen des § 48 Absatz 2a. Dadurch wird die **Anlagenverklammerung** für PV-Dachanlagen weiter entbürokratisiert. Mit der Änderung wird ermöglicht, dass eine Teil- und eine Volleinspeiseanlage auch dann **getrennt betrieben** werden können, wenn sie sich **nicht auf demselben Gebäude** befinden. Zudem begrüßen wir ausdrücklich, dass die **Meldepflichten** reduziert werden. Betrei-ber von Anlagen, die sowohl eine Volleinspeiseanlage als auch eine Teileinspeiseanlage auf einem Dach

betreiben, müssen jetzt **nicht mehr jährlich** dem Netzbetreiber mitteilen, welche Anlage welche Vergütung erhält, sondern nur noch, wenn sich die Zuordnung ändert.

Zu § 48 Absatz 3 Stichtagsregelung „Solarstadt“

Der bne begrüßt, dass mit der **Stichtagsregel für sogenannte „Solarstadt“** nun Dachflächenpotenziale auf Gebäuden im Außenbereich erschlossen werden können, die zwischenzeitlich (seit Ende der Förderung im Jahr 2012) errichtet worden sind. Bei der Umsetzung dieser Maßnahme sollte jedoch darauf geachtet werden, dass ein **eindeutiger Stichtag für die sogenannten „Solarstadt“** definiert wird. **Der bne begrüßt, dass mit dem Verweis zu § 35 Baugesetzbuch der Tag des Bauantrags als Stichtag zu Grunde gelegt wird.** Damit kann Rechtssicherheit für die Betreiber und Investoren geschaffen und eine willkürliche Auslegung vermieden werden.

Zu § 48 Repowering PV-Dach in gesetzlicher Vergütung

Wir unterstützen den Vorschlag, Repowering bei Dachanlagen zu ermöglichen, ausdrücklich. Im Gegensatz zum Neubau einer Anlage müssen Dächer nicht mehr vollumfänglich geprüft und präpariert werden. Auf vorhandenen Flächen kann in geeigneten Projekten deutlich mehr Leistung installiert werden. Je nach Projekt **lassen sich Leistung und Ertrag sogar verdoppeln oder verdreifachen.** Das Repowering von Dachanlagen wird, wie das Repowering von Solarparks, einen wichtigen Beitrag zur Zielerreichung leisten können.

Zu § 79 Registrierung von Herkunftsnachweisen für Kleinanlagen ermöglichen

Herkunftsnachweise stellen eine Erlösmöglichkeit außerhalb staatlicher Förderung dar und können deshalb eine wichtige Rolle bei der wirtschaftlichen Marktintegration von Anlagen der erneuerbaren Energien spielen. Derzeit ist das System der Herkunftsnachweise (vgl. § 79 EEG) aber lediglich auf große Anlagen ausgerichtet. Für **kleine Anlagen im Segment < 30 kW sind Herkunftsnachweise kaum zugänglich**, was vor allem auf zwei zentralen Hürden des Herkunftsnachweissystems gründet:

- Herkunftsnachweise werden lediglich für große Scheiben von je einer Megawattstunde vergeben (vgl. § 79 Abs. 5 EEG). Kleinere Anlagen im Segment < 30 kW erreichen dieses Produktionsvolumen jedoch kaum. Herkunftsnachweise sollten deshalb künftig feingranularer, etwa in Scheiben von 100 kWh, vergeben werden können.
- Die Registrierungsgebühren (vgl. Anlage 1 HkRNGebV) sowie die jährlichen Gebühren („Jahresgebühr“, ebd.) für die Nutzung des Herkunftsnachweisregisters sind für Kleinanlagen unverhältnismäßig hoch. Für eine Kleinanlage mit weniger als 2501 gebührenpflichtigen Vorgängen pro Jahr muss neben einer initialen Registrierungsgebühr von derzeit 120 EUR eine jährliche Gebühr von 50 EUR entrichtet werden.

Um HKN künftig auch dezentralen Anlagen in der **Direktvermarktung** zugänglich zu machen, bedarf es vereinfachter Verfahren nach Art. 19 der RED II (EU/2018/2001). So sollten pauschalisierte Verfahren zur Ausstellung von HKN bei Kleinanlagen nach installierter Leistung in kWp gelten und der Wechsel der Vermarktungsformen automatisiert werden. Zudem **müssen die genannten Gebühren** massiv abgesenkt werden, damit Herkunftsnachweise auch für Kleinanlagen wirtschaftlich zugänglich sind.

Zu § 88d Nichtfrequenzgebundene Systemdienstleistungen, Innovationsausschreibung

Es sollte eine Prüfung erfolgen, ob die Innovationsausschreibung des EEGs genutzt werden kann, **nicht-frequenzgebundene Systemdienstleistungen (NF-SDL) wettbewerblig zu beschaffen** (Blindleistung, Schwarzstartfähigkeit, STATCOM Betrieb etc.). Nach den Bestimmungen der Strommarktbinnenrichtlinie sind NF-SDL künftig vorrangig marktlich zu beschaffen. Die Innovationsausschreibung ist eine beihilferechtskonforme und wettbewerblig effiziente Art der Beschaffung von steuerbarer Kraftwerksleistung. Über die Anforderungen an die Anlagenkombinationen (= Solarkraftwerke mit Batteriespeichern) könnte diese Ausschreibung (jährlich > 800 MW) dazu genutzt werden, entsprechende NF-SDL effizient und zügig zu beschaffen. Andernfalls würden die benannten SDL weiterhin nicht wettbewerblig effizient aus konventionellen Alt-Kraftwerken beschafft, die dadurch eine starre Mindesterzeugung erhalten und nicht abgeschafft werden könnten. Auch eine Beschaffung im Rahmen der angekündigten Kraftwerksstrategie würde auf Gaskraftwerke oder Gas-KWK hinauslaufen, was höchstwahrscheinlich beihilferechtlich als Ausschreibung nicht möglich sein wird und aus zahlreichen Gründen weder systemisch noch wirtschaftlich wünschenswert ist. Hier ist die Innovationsausschreibung offensichtlich der bessere Ansatz.

Zu § 94 Verordnungsermächtigung zu Biodiversitätssolaranlagen

Der bne unterstützt das Vorhaben, eine Verordnung für Biodiversitätssolaranlagen zu erlassen und beteiligt sich gerne an der Diskussion zur Ausgestaltung. Wir möchten bekräftigen, dass es sich bei Biodiversitätssolaranlagen nicht um eine Nische handeln soll. Mehr Artenvielfalt in Solarparks soll zum Standard werden und muss auch in PPA-Solarparks und damit unabhängig von der EEG-Förderung funktionieren. Dies ist der Anspruch unserer Branchenselbstverpflichtung [Gute Planung – Best Practice von PV-Freilandanlagen](#). Wir sind der Überzeugung: Auch Artenvielfalt in Solarparks stellt eine Mehrfachnutzung der Fläche dar. Weil Solarparks auf landwirtschaftlichen Flächen errichtet werden, Landwirte die Flächen bereitstellen und bewirtschaften und im Bereich der Landwirtschaft die Flächenfragen zu lösen sind, empfehlen wir zusätzlich zu den Biodiversitätssolaranlagen eine Regelung der „extensiven Agri-PV“ im Agrarrecht (siehe Abschnitt [„Extensive Agri-PV“ bzw. „Biodiversitätsfördernde Agri-PV“](#)).

Zu § 95 Verordnungsermächtigungen Regelungen für Weitverkehrsnetzanbindungen

Die geplante Möglichkeit für das BMWK, durch **Rechtsverordnungen** künftig **weitere (sicherheits-)technische Anforderungen hinsichtlich der kommunikationstechnischen Anbindung von kleinen PV-Anlagen sowie steuerbaren Verbrauchseinrichtungen** (§19 MsbG) vorgeben zu können, wird scharf kritisiert. Laut der Gesetzesbegründung darf der Ordnungsgeber dabei nicht nur „qualifizierte“ Anforderungen an die vom Smart-Meter-Gateway unabhängige Internetanbindung von Erzeugungsanlagen aufstellen oder die Internetanbindung von Anlagen auf die zwingende Nutzung von Smart-Meter-Gateways beschränken, sondern sogar **eine gänzliche Untersagung einer Internetanbindung von Anlagen (auch rückwirkend!)** aussprechen. Der Fokus liegt hier auf solchen Sachverhalten, bei denen eine Anbindung der Anlagen an das Internet (sog. Weitverkehrsnetz) nach dem MsbG oder EEG bisher nicht zwingend über ein Smart-Meter-Gateway erfolgen muss, weil es sich nicht um sog. „energiewirtschaftlich relevante Datenkommunikation“, sondern lediglich um rein „betriebliche“ Datenkommunikationsvorgänge handelt. Die **weitestgehend offen und uneingeschränkt formulierte Ermächtigungsgrundlage** führt zu unkalkulierbaren Risiken für Anbieter und Entwickler von Energiewende-Technologien, die für weite Teile der Branche schädigend wirken. So könnten künftig jederzeit technische Vorgaben geändert werden und

existierende Produktlösungen von heute auf morgen nicht mehr den geltenden Anforderungen entsprechen. Der bne hat bereits gemeinsam mit einer Vielzahl weiterer Verbände vor den Auswirkungen der im Gesetzentwurf vorgesehenen Verordnungsermächtigung sowie Änderungen in § 19 Abs. 2 Satz 2 MsbG-E gewarnt ([Link](#)). Sollte die Verordnungsermächtigung ausschließlich für den Fall einer akuten **Notfallsituation** gedacht sein, ist dies im Gesetzestext auch zu verankern.

Denn die in der Gesetzesbegründung skizzierten **Bedrohungsszenarien für die Cyber- und Versorgungssicherheit sind nur äußerst vage** beschrieben. Heutzutage existiert bereits eine Vielzahl an internetfähigen elektronischen Endgeräten wie TV-Geräte, Waschmaschinen etc., welche ebenfalls Ziel von Cyberattacken sein könnten, um das Energiesystem zu destabilisieren. Mit Blick auf die **vielfältige Anbieterlandschaft erscheinen koordinierte Cyberattacken äußerst unplausibel**. Darüber hinaus wären neue **Vorgaben in der Praxis weder in der Fläche kontrollierbar noch durchsetzbar**. Die Unsicherheit über mögliche Änderungen an den technischen Vorgaben stellt damit ein unkalkulierbares Risiko für **bestehende und neue Geschäftsmodelle** dar und verhindert eine verlässliche Entwicklung neuer digitaler Lösungen. Damit wird die seit langem von der Branche **eingeforderte Rechtssicherheit** hinsichtlich des Anwendungsumfangs von sicherheitstechnischen Anforderungen, die gerade noch im Frühjahr mit der Novelle des MsbG hergestellt wurde, **wieder zunichte gemacht**. Gleichzeitig läuft der Verordnungsvorbehalt der Zielsetzung der Solar- und Energiepakete diametral entgegen, die eine Beschleunigung des EE-Ausbaus **durch Abbau technischer Hemmnisse** vorsehen.

Der bne empfiehlt daher, die geplante Ermächtigung zum Erlass einer entsprechenden Rechtsverordnung aus den vorgenannten Gründen ersatzlos zu streichen. Sollte an den Verordnungsermächtigungen festgehalten werden, müssen zwingend der **Deutsche Bundestag** sowie der **Bundesrat vor einem Erlass beteiligt** werden. Dies ist auch vor dem Hintergrund gerechtfertigt, dass sich Entscheidungen zur Cybersicherheit in der Hoheit der Bundesländer befinden.

Formulierungsvorschlag zu § 95 EEG:

„2a. (neu) **Die Bundesregierung wird ferner ermächtigt, durch Rechtsverordnung mit Zustimmung des Bundesrates** unbeschadet der §§ 9, 10b sowie 100 Absatz 3, 3a und 4 Regelungen zur Weitverkehrsnetzanbindung von Anlagen [...]“

Formulierungsvorschlag zu § 96 EEG „Gemeinsame Bestimmungen“:

„(1) Die Rechtsverordnungen auf Grund der §§ 88, 88b, 88c, 88d, 88e, 88f, 89, 91, 92, 93 und 95 Nummer 2 **sowie 2a** bedürfen der Zustimmung des Bundestages.“

Zu § 100 Unsicherheiten bei Höchstwerten in Ausschreibungen auflösen, Flexibilität sichern (NZIA)

Die weiterhin hohe Inflation sowie explodierende Kapitalkosten durch die Zinswende führen auch bei PV-Projekten zu deutlichen Preissteigerungen. So stieg der EZB-Leitzins seit Mitte 2022 von 0 auf 4,5 Prozent. Gerade kleinere Akteure (KMU, Stadtwerke, Genossenschaften) haben mit Blick auf gestiegene Zinsen immer mehr mit der Akquisition von Fremdkapital zur Realisierung neuer EE-Projekte zu kämpfen. Das aktuelle Ausschreibungsdesign bildet diese Preisentwicklungen leider nur unzureichend ab.

Die Bundesnetzagentur hat zwar erfreulicherweise von der Ende 2022 geschaffenen Möglichkeit der Anpassung der in EEG-Auktionen zulässigen Gebotshöchstwerte um max. 25 Prozent nach drei aufeinanderfolgend unterzeichneten Ausschreibungen Gebrauch gemacht und den Gebotshöchstwert für PV-Ausschreibungen des ersten Segments im Jahr 2023 auf 7,375ct/kWh angehoben. Aufgrund gesunkener Modulpreise und hohen Wettbewerbs liegen die Zuschläge inzwischen wieder unterhalb der Höchstwerte. Eine zusätzliche Unsicherheit besteht in der zeitlichen Begrenzung der BNetzA-Festlegungen auf 12 Monate, nachdem die Höchstwerte wieder auf das gesetzlich festgelegte Niveau fallen, falls die BNetzA nicht rechtzeitig eine erneute Festlegung trifft. Projektierer, die aktuell Projekte für eine Ausschreibungsteilnahme im nächsten Jahr planen, haben dadurch keine Rechtssicherheit über die Höhe des Höchstwerts im kommenden Jahr. Daher sollte der Gesetzgeber erneut intervenieren und **festlegen, dass die Bundesnetzagentur auch über den noch vorgesehenen Zeitraum hinaus Gebotshöchstwerte für anheben kann**. Dieser Spielraum sollte schon deswegen vorhanden sein, um ggfs. auf EU-Zölle auf Solarmodulimporte reagieren zu können, die die Kosten für Solarmodule massiv anheben können. Ein weiteres Risiko besteht in den Vorgaben des Net-Zero-Industry-Acts (NZIA). Diese Vorgaben können ähnlich wie Zölle die Kosten für die Erzeugung der Solarstromerzeugung deutlich anheben. Der ITRE-Ausschuss des EU-Parlaments hält die Mitgliedsländer in seiner NZIA-Beschlussfassung sogar ausdrücklich dazu an, für die mit dem NZIA verbundenen Mehrausgaben bei Ausschreibungen zusätzlich Geld bereit zu stellen. Um gesonderte Gesetzgebungsverfahren im Kontext von Zöllen oder des NZIA zu vermeiden, bietet es sich an, der BNetzA ausreichend Spielräume einzuräumen, um relevante Kostenerhöhungen bei der Auslegung der Höchstwerte berücksichtigen zu können.

In der **Innovationsausschreibung** wurde eine Umstellung von der fixen auf die gleitende Marktprämie vorgenommen, aber der Höchstwert nicht entsprechend angepasst. Das BMWK sollte eine angemessene Höhe berechnen und die Anpassung des Höchstwerts veranlassen.

Zu Artikel 2 EnWG

Zu § 42a EnWG: Mieterstromverträge

Wie bereits oben ausgeführt, begrüßt der bne die **Ausdehnung von Mieterstromverträgen ohne Preisobergrenze (POG) auf nicht-wohnliche Räume**. Mit der Angleichung der **Kündigungsbedingungen bei Mieterstromverträgen** an des § 309 Nr. 9 BGB bedarf es künftig **keiner expliziten vertragsrelevanten Regelungen** im EnWG § 42a mehr. Der bne empfiehlt daher die ersatzlose Streichung des § 42a Absatz 3.

Formulierungsvorschlag zu § 42a Absatz 3 EnWG:

„§ 42a Absatz 4 EnWG wird ersatzlos gestrichen.“

Aus Sicht des bne sollte die Vorgabe zur **Preisobergrenze nun generell für geförderte Mieterstromprojekte entfallen**. Die sogenannte POG wurde als Element des Verbraucherschutzes in die Mieterstromförderung eingezogen. Demnach erhält nur derjenige die Mieterstromförderung, der den Mieterstromtarif zu maximal 90% des Grundversorgungstarifes anbietet. Dabei sind Mieter jedoch grundsätzlich in der Wahl ihres Stromanbieters frei und damit vor überteuerten Tarifen geschützt. Gleichzeitig bedeutet die

Vorgabe für **Mieterstromanbieter Bürokratie**. Sie müssen nämlich 20 Jahre lang die sich beständig ändernden Grundversorgungstarife beobachten, nachzeichnen, form- und fristgerecht den eigenen Kunden gegenüber mitteilen sowie jedes Mal Sonderkündigungsrechte einräumen. Da die Mieterstromförderung nur auf die gelieferte Arbeit wirkt (ct/kWh), die Preisobergrenze hingegen auch auf den Grundpreis (EUR/Monat), ist zudem die geschätzte und bei Ablesung festgestellte tatsächliche Verbrauchsmenge zu hinterlegen und zu prüfen. Die Vorgaben der **Strom- und Gaspreisbremsengesetze** machen die praktische Umsetzung noch komplizierter, da Mieterstromtarife **mit staatlich subventionierten Energiepreisen konkurrieren** müssen. Aufgrund der vergangenen und in absehbarer Zeit sehr **volatilen Marktlage** besteht ständig die Gefahr, unverschuldet die Grenze zu überschreiten. All dies führt zu einem immensen Bürokratieaufwand bei Netzbetreibern und Lieferanten – und im Ergebnis dazu, dass heute mangels der Informationen und Systeme bei den VNB **de facto die POG nicht einmal überprüft werden kann**. Es ist daher dringend geboten, die 90%-Grenze gegenüber Grundversorgertarifen abzuschaffen und damit mehr Flexibilität zu schaffen. Der bne empfiehlt die **ersatzlose Streichung des § 42a Absatz 4 EnWG**.

Formulierungsvorschlag zu § 42a Absatz 4 EnWG:

„§ 42a Absatz 4 EnWG wird ersatzlos gestrichen.“

Mit der **Streichung des „90%-Kriteriums“** wird Bürokratie abgebaut, rechtliche Unsicherheit abgeschafft und unkalkulierbare Preisrisiken verringert. **Letztverbraucher**, die ohnehin völlig frei ihren Stromlieferanten wählen können, **bleiben auch weiterhin** geschützt. **Mieterstromanbieter** werden auch **weiterhin im eigenen Interesse ein preisgünstiges Produkt** anbieten müssen, da sie mit klassischen Stromtarifen im Wettbewerb stehen.

Stromsteuerbefreiung für Mieterstrom Lieferkettenmodell

Im EEG 2021 wurde klargestellt, dass auch im sogenannten **Lieferkettenmodell** ein Anspruch auf Mieterstromzuschlag existiert. Allerdings können anders als in einem direkten Lieferverhältnis zwischen Wohnungsunternehmen und Endabnehmer, Anbieter hier keine **Stromsteuerermäßigung gemäß § 9 Absatz 1 Nr. 3 b StromStG** in Anspruch nehmen. Der bne empfiehlt deshalb, die Stromsteuerbefreiung auch auf das Lieferkettenmodell auszuweiten. Damit werden **gleiche Wettbewerbsbedingungen** geschaffen und die Umsetzung von Mieterstromprojekten auch mit mehreren Dienstleistern bürokratieärmer. Im Rahmen des Lieferkettenmodells sind in der Regel drei Schlüsselakteure beteiligt: der Betreiber der Anlage bzw. der Vermieter, der Energiedienstleister (der nun auch der Stromlieferant für Mieter ist) und schließlich die Mieter selbst, die den Strom verbrauchen. Ein Vorteil dieses Modells ist, dass die **Rolle des Stromlieferanten** an einen Dritten weitergegeben wird, der Kenntnisse und Erfahrungen im Energiemarkt hat.

Zu § 42b EnWG (neu): Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung

Der bne **begrüßt die Regelungen zur gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung** ausdrücklich. Im Rahmen des Modells können Letztverbraucher elektrische Energie aus einer Gebädestromanlage **künftig einfacher und bürokratieärmer** nutzen. Dem vorgesehenen Modell gelingt dabei der Spagat zwischen möglichst einfachen Regelungen für Anlageneigentümer auf der einen Seite und maximaler Wahlfreiheit von Nutzern des vor Ort erzeugten Stroms auf der anderen Seite. So werden die **Kennzeichnungs- und Abrechnungsverpflichtungen** im Sinne des EnWG in dem Modell deutlich vereinfacht. Gleichzeitig behalten

alle Letztverbraucher die Möglichkeit, sich diskriminierungsfrei von Dritten beliefern zu lassen. Der bne sieht jedoch noch Bedarf für weitere Verbesserungen:

Informationsfluss zwischen Marktpartnern sicherstellen

Bei der gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung ist es dringend erforderlich, dass sämtliche **Marktkommunikationsprozesse zwischen den Marktpartnern** eindeutig definiert sind. Ansonsten laufen Reststromlieferanten Gefahr, nicht rechtzeitig über die Umsetzung des Modells informiert zu werden. Die Bundesnetzagentur sollte nach Inkrafttreten des Gesetzes unverzüglich ein entsprechendes Festlegungsverfahren starten unter breiter Beteiligung der Branche. Es braucht entsprechende Klarstellungen im EnWG, die die **Kennzeichnungs- und Stromlieferverpflichtungen** von Reststrom-Lieferanten gegenüber Letztverbrauchern energiewirtschaftlich sauber und transparent regeln.

Anwendungsbereich der gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung breit fassen

Die Vorgaben für die Nutzung des Gebäudestroms sind aus Sicht des bne noch zu eng gefasst. Bleibt es bei der Formulierung wird die gemeinschaftliche Gebäudeversorgung hinsichtlich ihrer **Einsatzmöglichkeiten beispielsweise in Quartieren sowie zum Beladen von Elektrofahrzeugen eingeschränkt**.

Bleibt es bei der Begrenzung auf Gebäuden ohne Durchleitung durch ein Netz, könnten regelmäßig Reihenhäuser keine gemeinschaftliche Versorgung organisieren, da einzelne Treppenhäuser über einen gesonderten Netzanschluss verfügen. In der Folge könnten die Bewohner keine zusammenhängende Dachfläche für Photovoltaik nutzen, sondern müssten kompliziert jeweils für den einzelnen Treppenaufgang aufwändige und teure Technik verbauen.

Der bne empfiehlt daher, im neuen § 42b Absatz 1 EnWG den Installations- und Verbrauchsort der Anlage zu erweitern und die Möglichkeit einer Umsetzung im Rahmen einer **Kundenanlage** zu ermöglichen.

So wird zum einen sichergestellt, dass eine gemeinschaftliche Gebäudeversorgung in baulich zusammenhängenden Gebäuden möglich wird. Zum anderen können **auch Nebengebäude wie beispielsweise Garagen oder Carports in die Nutzung** miteinbezogen werden und E-Ladesäulen z.B. in Tiefgaragen mit dem PV-Strom betrieben werden, wenn sich die Gemeinschaft für die Umsetzung im Rahmen einer Kundenanlage entscheidet.

Die Anpassung wäre zudem als europarechtskonform einzustufen. Die Ausweitung des Verbrauchsorts in der Nähe der Gebäudestromanlage ist zudem **europarechtlich gedeckt** und steht in Übereinstimmung mit Artikel 2 Nr. 8 EltRL^[1] (in der derzeitigen Fassung) „Ort und Stelle innerhalb definierter Grenzen“ sowie Artikel 21 Absatz 2b RICHTLINIE (EU) 2018/2001, [Link](#) sowie dem aktuellen Verhandlungsstand zur Neufassung der RED III in Artikel 15a Absatz 2 „produced on site or nearby“^[3].

^[1] Vgl. Artikel 2 Nr. 8 EltRL 2023/0077 (COD), [Link](#)

^[2] Vgl. Artikel 21 Absatz 2b RICHTLINIE (EU) 2018/2001, [Link](#)

^[3] Vgl. Article 15a Abs. 2 “Mainstreaming renewable energy in buildings” 2021/0218(COD), [Link](#)

Formulierungsvorschlag zu § 42b Absatz 1 EnWG:

„(1) Ein Letztverbraucher kann elektrische Energie, die durch den Einsatz einer Gebäudestromanlage erzeugt wurde, die in, an oder auf demselben Gebäude **oder innerhalb einer Kundenanlage i.S.d. § 3 Nr. 24a EnWG** installiert ist, in dem der Letztverbraucher Mieter von Räumen, Wohnungseigentümer im Sinne des § 1 Absatz 1 des Wohnungseigentumsgesetzes oder sonst Eigentümer von Räumen ist, nutzen, ...“

Exkurs: Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung und Gewerbesteuer

Darüber hinaus wurden die **gewerbesteuerrechtlichen Auswirkungen** nicht vollständig bedacht. Zwar soll mit dem Entwurf des Wachstumschancengesetzes eine Gewerbesteuerbefreiung für Genossenschaften und Vereine verankert werden. Für den Gebäudeeigentümer als Unternehmer im Sinne des Gewerbesteuergesetz (GewStG) ist jedoch nicht geregelt, dass diese Versorgung als **unschädliche Nebentätigkeit** gesehen wird (insofern die daraus erzielten Einnahmen bei der Berechnung der Gewerbesteuer gekürzt werden können, wenn sie nicht höher als 10 Prozent der Einnahmen aus der Gebrauchsüberlassung des Grundbesitzes sind (vgl. § 9 Nr. 1 Satz 3 lit. b) aa), bb) GewStG). Denn im § 9 GewStG werden nur Erzeugungsanlagen nach dem EEG genannt. Gebäudeeigentümer, die sich für die gemeinschaftliche Gebäudeversorgung gem. § 42b EnWG entscheiden, **sollen nicht schlechter gestellt werden als Gebäudeeigentümer, die Mieterstrom nach dem EEG durch solche Anlagen erzeugen**. Für eine Ungleichbehandlung gibt es keinen sachlichen Grund. Vielmehr sollte zur möglichst breiten Nutzung von PV-Strom beide Modelle steuerrechtlich gleichbehandelt werden.

Formulierungsvorschlag zu § 9 Nr. 1 Satz 3 lit. b) Gewerbesteuergesetz

bb) (neu): **im Zusammenhang mit dem Betrieb einer Erzeugungsanlage, die aus solarer Strahlungsenergie elektrische Energie erzeugt, die ganz oder teilweise im Rahmen eines Gebäudestromnutzungsvertrags durch teilnehmende Letztverbraucher gemäß § 42b Absatz 1 verbraucht wird.**

Zu § 49d EnWG (neu): Register zur Erfassung und Überwachung von Energieanlagen

Der bne begrüßt, dass der Gesetzgeber mit § 49d die gesetzliche Grundlage zum Aufbau eines **zentralen Registers zur Erfassung und Überwachung von Energieanlagen und Energieanlagenteilen** schafft. Beim Aufbau und Betrieb des Registers muss dabei großer Wert auf eine möglichst **bürokratiearme Umsetzung** gelegt werden. Hier sollten **digitale Schnittstellen für die Branche** geschaffen werden, die **transparent, klar und deutlich** dokumentiert sind. Typische Energieanlagen und Energieanlagenteile sollten **bereits im System angelegt** sein, um die Eingabe zu beschleunigen. Das neue Register sollte zudem perspektivisch auch zur **standardisierten Anlagenzertifizierung** genutzt werden (siehe auch Punkt [Anlagenzertifizierung \(Anlagenzertifikat A und B\)](#)).

Zu Artikel 3 MaStRV

Zu § 8 MastRV: Recht auf digitale Schnittstelle zum Marktstammdatenregister

Die Anmeldung im Marktstammdatenregister ist weiterhin aufwändig. Hierbei ist in vielen Fällen so viel Fachkenntnis erforderlich, dass der Installateur dies vornehmen muss. Die Anmeldung im MaStR muss zudem **händisch** erfolgen, **obwohl sämtliche Daten digital** bereits vorliegen. Vielfach verlangen VNB erst eine schriftliche Bestätigung der Anmeldung zum MaStR vor Inbetriebnahme oder Ausschüttung der Einspeisevergütung. Die Möglichkeit einer eigenen VNB-Schnittstelle zum MaStR nutzen sie nicht.

Der bne empfiehlt daher, dass die **Eintragungen durch den Installateur oder Dienstleister** über eine **digitale Schnittstelle (API)** zum MaStR erfolgen können. Beim MaStR registrierte Dienstleister und Installateure haben ein Recht auf eine Schnittstelle zur Befüllung des Marktstammdatenregisters. Anlagenbetreiber können andere Marktrollen zum Nachweis der Eintragung im MaStR auf das MaStR selbst verweisen und müssen keinen separaten Nachweis auf Papier erbringen.

Formulierungsvorschlag § 8 Absatz 2 (neu) MaStRV:

„Beim MaStR registrierte Dienstleister und Installateure haben ein Recht auf eine digitale Schnittstelle, Daten und andere Informationen an das Marktstammdatenregister zu übermitteln.“

Verfahrensvereinfachung Anlagenzertifikate

Wir begrüßen, dass das Verfahren beim Anlagenzertifikat Typ B im Rahmen der NELEV-Reformen beschleunigt und vereinfacht wurde sowie eine Datenbank für Einheitenzertifikate aufgebaut wird. **Insgesamt halten wir die Prozesse zur Anlagenzertifizierung weiterhin für ungeeignet, z.B. hinsichtlich der Bürokratie und der Fokussierung.** Die Neuregelung der NELEV zu Anlagenzertifikaten „unter Auflage“ und die Anpassung der Schwellwerte hat das grundlegende Problem leider nicht gelöst. Auch wurde in der Debatte um die Zertifizierung bisher komplett der **Engpass bei der Erstellung von Anlagenzertifikaten Typ A für Anlagen größer 950 kW ausgeblendet**. Solche größeren Anlagen haben einen bedeutend größeren Einfluss auf die Netzstabilität. Ein weiteres Problem stellt die **Anlagenänderung dar, z.B. bei einer Erweiterung oder beim Repowering** (sowohl beim Typ A als auch bei Typ B). Zum Beispiel würde durch die nachträgliche Integration von Speichercontainern in Solarparks oder die Integration von Speichern in Betrieben mit zertifizierungsrelevanten PV-Anlagen regelmäßig ein neues Zertifikat erforderlich sein, je nach Größe vom Typ B oder Typ A. Das wird Retrofitting mit Speichern vermeiden und Personalkapazität auf allen Ebenen binden (Anlagenbetreiber, VNB, Zertifizierer). Die Prozesse sind nicht effektiv. Deshalb regen wir einen **neuen Ansatz in der Debatte um das Anlagenzertifikat Typ B** an: Man könnte **Installationsunternehmen als „Zertifizierungs-ready“ einstufen, hinsichtlich der Errichtung von Anlagen, die ein Anlagenzertifikat B benötigen** (bis 950 kW). Bei diesen Unternehmen, die z.B. in eine erste einfache Form eines zentralen Installateursverzeichnis eingetragen werden, könnte man eine Regelung finden, dass deutschlandweit jeder Netzbetreiber davon ausgehen kann, dass eine Erzeugungsanlage (bis 950 kW) oder eine „Mischanlagen“ technisch korrekt parametrisiert an das Netz angeschlossen wird. **„Zertifizierungs-ready“-Unternehmen** sollten Anlagen sofort in Betrieb nehmen dürfen und eine korrekte Zertifizierung (Typ B) in einer angemessenen Frist und Form nachgereichen. Bei Anlagenzertifikaten Typ A sollten ebenfalls Vereinfachungen geprüft werden.

Empfehlungen zum Energy Sharing

Der bne unterstützt ausdrücklich die Idee des Energy Sharings, das Bestandteil der PV-Strategie ist. Die gemeinschaftliche Gebäudeversorgung nach § 42b EnWG ist ein erster Schritt in Richtung Energy Sharing. Der bne weist aber ausdrücklich darauf hin, dass im Sinne des Energy Sharings **weiterer Handlungsbedarf existiert, der noch nicht mit dem vorliegenden Gesetzentwurf umgesetzt wird**. Angesichts des zunehmenden Anteils fluktuierender Einspeisung aus erneuerbaren Energien wird deren systemorientierte Regulierung im Energiesystem immer wichtiger. Es bedarf eines praxistauglichen rechtlichen Rahmens, der Wettbewerb und Innovation der dezentralen Flexibilitätsoptionen anreizt und Kundinnen und Kunden zur aktiven Partizipation an der Energiewende ermutigt. Ein wesentlicher Schritt in diese Richtung stellt ein **praxisorientierter Rahmen für Energy Sharing** dar, wie ihn der bne vorschlägt ([LINK](#)).¹¹ Aus Sicht des bne sind noch viele Fragen rund um das Energy Sharing offen, so dass **Energy Sharing Bestandteil des zweiten Solarpakets** werden sollte. Im Folgenden werden einige Grundsätze aus bne-Sicht dargestellt, sowie Handlungsempfehlungen gegeben:

Unter Energy Sharing als Form der gemeinschaftlichen Vor-Ort-Versorgung verstehen wir das Recht von Haushalten, Unternehmen und öffentlichen Einrichtungen, sich aktiv an der gemeinsamen Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen zu beteiligen und Strom über das **Netz der öffentlichen Versorgung bis zu einer definierten Netzebene lokal zu teilen**.

Die **Vor-Ort Gemeinschaft** kann die rechtliche Basis ihres Zusammenschlusses durch private Vereinbarungen selbständig festlegen. Energy Sharing im Rahmen der Vor-Ort Versorgung steht dabei nicht im Gegensatz zu Energy Sharing im Rahmen von Bürgerenergiegesellschaften. Im Gegenteil: Die nötigen energiewirtschaftlichen Bilanzierungsmodelle sind grundsätzlich auch auf Energy Sharing im Rahmen von Bürgerenergiegesellschaften unter zum Teil abweichenden Randbedingungen übertragbar.

Gemeinschaftliche Vor-Ort Versorgung wird nötig bei der absehbar hohen Ausbaugeschwindigkeit von erneuerbaren Energien in den Verteilnetzen. Es ist dringend geboten, auf einfache Art und Weise den Verbrauch und die Erzeugung vor Ort besser aufeinander abzustimmen, wobei für gute Konzepte die Netznutzung genauso nötig ist wie eine saubere Bilanzierung. Auch trägt gemeinschaftliche Vor-Ort Versorgung dazu bei, vorhandene Dachflächenpotenziale für PV besser auszuschöpfen.

Sie schafft ein Umfeld für innovative Lösungen der Energiewirtschaft und ermöglicht die Integration von Energiewende-Technologien vor Ort. **Bei entsprechender Ausgestaltung der Rahmenbedingungen reduziert sie zudem den Druck auf den Netzausbau bzw. hilft mit Limitationen besser umzugehen**. Sie ermöglicht damit eine dezentrale Transformation, getrieben von privatwirtschaftlichem Engagement und lokalen Gemeinschaften.

¹¹ bne-Impulspapier Energy Sharing System, Die Energiewende vor Ort einfach, unbürokratisch und skalierbar umsetzen https://www.bne-online.de/fileadmin/user_upload/bne-Impulspapier_Energy-Sharing_System.pdf

Eine konkrete Ausarbeitung eines Energy-Sharing-Konzepts muss Vorschläge zu **Zugangsvoraussetzungen zur Teilnahme an einer Vor-Ort Versorgungsgemeinschaft** sowie **Festlegungen zu technischen Voraussetzungen** für das Messen und Zählen enthalten. Es muss aufzeigen, welche technischen Anforderungen erfüllt sein müssen, um den Energieverbrauch und die Stromerzeugung innerhalb der Gemeinschaft bilanziell sauber, transparent, aber gleichzeitig so bürokratiearm wie möglich zu erfassen. Auch müssen die typischen Rechte und Pflichten von Vor-Ort Versorgungsgemeinschaften auf und steuer- und energierechtliche Implikationen für die Teilnehmenden berücksichtigt werden.

Handlungsempfehlungen:

1. Rechtliche und gesellschaftsrechtliche Grundlagen für Vor-Ort Versorgungsgemeinschaften

- Vor-Ort Versorgungsgemeinschaften sollten keine eigenständige Rechtsform benötigen und durch private Vereinbarungen organisiert werden. Sie können als Gesellschaft bürgerlichen Rechts (GbR) oder Verein gegründet werden.
- Ein Vor-Ort Versorgungsvertrag als vertragliche Grundlage ist empfohlen, mit einer Bindungsfrist von in der Regel zwei Jahren.
- Die Teilnahme sollte einem breiten Personenkreis offenstehen, wobei Unternehmen mit einem primären Zweck der Energieversorgung ausgeschlossen werden können.

2. Technische Randbedingungen:

- Eine Begrenzung der maximalen Anzahl von Haushalten und Unternehmen einer Gemeinschaft auf 500 Zählpunkte wird empfohlen, um den dezentralen Charakter zu stärken.
- Die Integration von Speichern in die Versorgungsgemeinschaften sollte ermöglicht werden, um Vorteile der virtuellen Bilanzierung und Lastverschiebungspotenziale zu nutzen.
- Die Ausstattung mit einem intelligenten Messsystem (iMSyS) wird als messtechnische Voraussetzung für die Teilnahme an einer Energy Sharing Gemeinschaft empfohlen. Hierbei sollte eine Übergangsfrist für die Installation des iMSyS vorgesehen werden.

3. Netzentgelte und ihre Anpassung:

- Für die Wirtschaftlichkeit von Energy Sharing-Projekten sind die Kosten für die Verteilung des gemeinschaftlich erzeugten Stroms über ein Netz entscheidend. Eine pauschale Reduktion der Netznutzungsentgelte um 25 Prozent für alle Stromlieferungen innerhalb der Gemeinschaft wird vorgeschlagen. Damit würde der gleichzeitigen Erzeugung und Nutzung des Stroms auf der niedrigen Netzebenen Rechnung getragen.
- Perspektivisch sollten variable Flexibilitätsprämien des Netzbetreibers eingeführt werden, um netzdienliches Verhalten zu fördern. Eine grundlegende Reform der Netzentgeltssystematik könnte erforderlich sein, um die Effizienz und das Potenzial von Vor-Ort-Versorgungskonzepten zu steigern.

Empfehlungen zu Speichern

Batteriespeicher erbringen wichtige energiewirtschaftliche Leistungen, die durch den Zubau fluktuierender erneuerbarer Energien dringend benötigt werden. Bislang erschweren regulatorische Hürden den Marktzugang. Um das wertvolle Flexibilitätspotential von Speichern für den Energiemarkt nutzbar zu machen, müssen Unsicherheiten im EnWG bereinigt, das Ausschließlichkeitsprinzip abgeschafft und Doppelbelastungen mit Netzentgelten beendet werden. Wir empfehlen die Erarbeitung einer umfassenden Speicherstrategie. Vorschläge hierfür finden Sie in unserer Stellungnahme zur Solarstrategie¹² sowie im Impulspapier des PV ThinkTank: „Deutschland braucht eine Speicherstrategie“.¹³

Der bne begrüßt die Fristverlängerung der Netzentgeltbefreiung bei Großspeichern im EnWG um drei Jahre. Dies gibt der Bundesnetzagentur ausreichend Zeit, im Rahmen einer Netzentgeltreform die Rahmenbedingungen für Netzentgelte weiterzuentwickeln.

Änderungen im Agrarrecht für Solarparks

Zwischen der klassischen landwirtschaftlich produktiven Agri-PV und den im Solarpaket 1 angedachten Biodiversitätssolaranlagen schlagen wir die **„Extensive Agri-PV“ als eigene Klasse** vor. Solche Anlagen sind kostengünstig und bringen durch **angepasste Bauweise und schonende landwirtschaftliche Pflege** die **Artenvielfalt in Solarparks in der Fläche** voran. Solarparkflächen in entsprechend geplanten Anlagen gingen aus Perspektive der Landwirte in eine **Zeitkapsel**. Sie sind und bleiben landwirtschaftliche Flächen und können nach der Nutzung als artenreicher Solarparkfläche wieder klassisch landwirtschaftlich genutzt werden. „Extensive Agri-PV“ integriert die Flächenpflege für Artenvielfalt durch Landwirte in die Landwirtschaft, kombiniert mit dem Solarparkausbau. Der Landwirtschaft wird keine zusätzliche Fläche entzogen, weil z.B. der naturschutzfachliche Ausgleich regelhaft auf denselben Flächen stattfinden kann und keine weitere (Landwirtschafts-)Fläche beansprucht. Auch löst das Konzept zahlreiche weitere Probleme in Landwirtschaftsbetrieben mit Solarparks auf, z.B. Fragen im Agrarförderrecht, oder zur steuerlichen Einordnung der Flächen im Rahmen von Hofübergaben. Es besteht zwischen Energiewirtschaft, Landwirtschaft und Naturschutz Konsens in der Sache, dass Solarparks artenreicher werden sollen. In den Begrifflichkeiten gibt es zurzeit Unschärfen.

Zu §12 GAPDZV: Erweiterung um „Extensive Agri-PV“ bzw. „Biodiversitätsfördernde Agri-PV“

Zwischen der landwirtschaftlich produktiven „klassischen Agri-PV“ und den im Solarpaket angedachten Biodiversitätssolaranlagen schlagen wir die „Extensive Agri-PV“ vor. Sie ist die **Variante der Agri-PV, in der Landwirte auf den Solarparkflächen „Artenvielfalt produzieren“**. Solche kostengünstigen Anlagen können durch angepasste Bauweise (breite Reihen, Maßnahmen für ausreichend Licht und Wasser etc.) und schonende landwirtschaftliche Pflege die Entwicklung der Artenvielfalt im gesamten Solarparks großflächig voranbringen. Die „Extensive Agri-PV-Anlage“ sollte im § 12 GAPDZV ergänzt werden, d.h. auch außerhalb des EEGs klar geregelt werden. Dies ist wichtig, um eine Regelung auch für PPA-Solarparks anwenden zu können.

¹² bne-Stellungnahme zur Photovoltaik-Strategie, Teil Speicher: https://www.bne-online.de/fileadmin/user_upload/23-03-24_bne_Stellungnahme_zur_PV-Strategie_des_BMWK.pdf#page=25

¹³ https://pv-thinktank.de/wp-content/uploads/2023/06/PV-TT_Impuls_Deutschland-braucht-eine-Speicherstrategie.pdf

Kern der Regelung: „**Extensive Agri-PV-Anlagen**“ sollten eine **hauptsächlich landwirtschaftliche Flächennutzung darstellen**, ergänzt um einfache Kriterien für die Anlagen (Bauweise und Bewirtschaftung). In einem **Vorschlags- und Kriterien-Papier**¹⁴ empfehlen wir folgende Änderungen in der GAP-Direktzahlungsverordnung (GAPDZV), konkret:

§ 12 Abs. 4 Nummer 6 GAPDZV wird wie folgt geändert:

In § 12 Abs. 4 Nummer 6 werden hinter „Agri-Photovoltaik-Anlage“ die Wörter „**oder Extensive Agri-Photovoltaik-Anlage**“ eingefügt

§ 12 GAPDZV wird wie folgt ergänzt:

Nach Absatz 5 wird folgender Absatz 6 neu eingefügt:

Eine Extensive Agri-Photovoltaik-Anlage im Sinne des Absatzes 4 Nummer 6 ist eine auf einer **vormals intensiv genutzten landwirtschaftlichen Fläche errichtete Anlage zur Nutzung von solarer Strahlungsenergie, die**

1. **aufgrund ihrer Anordnung der Solaranlagen auf der Fläche und der dadurch geschaffenen Lichtverhältnisse auf dem Boden sowie der Möglichkeit der homogenen Wasserverteilung eine landwirtschaftliche Nutzung ermöglicht, die in ihrer Konzeption nach den geltenden Maßstäben auf die Förderung der Artenvielfalt ausgerichtet ist, wie insbesondere durch**
 - a) **die Bereitstellung von Flächen zur Verbesserung der Biodiversität und Erhaltung von Lebensräumen oder**
 - b) **die ergebnisorientierte extensive Bewirtschaftung von Dauergrünlandflächen mit Nachweis von mindestens vier regionalen Kennarten oder**
 - c) **das Einhalten der Anforderungen an nichtproduktive Flächen oder**
 - d) **Vertragsnaturschutz und ähnliche Förderprogramme,**
2. **eine Bearbeitung der Fläche im Sinne der Artenvielfalt unter Einsatz üblicher landwirtschaftlicher Methoden, Maschinen und Geräte nicht ausschließt und**
3. **die landwirtschaftlich nutzbare Fläche um höchstens 10 Prozent verringert.**

Förderfähig sind mindestens 90 Prozent der Fläche, wobei für die Ermittlung des Prozentsatzes die Flächeninanspruchnahme durch die Unterbauten und dazugehörigen Nebenanlagen der Solaranlagen in Abzug von der Gesamtprojektfläche gebracht wird.

Eine detaillierte Begründung und Konkretisierung finden Sie im zugehörigen Gutachten ([LINK](#)). Vorge stellt werden Kriterien für die Praxistauglichkeit einer Extensiven Agri-PV-Anlage hinsichtlich der Bauweise und Flächenpflege. Auch werden rechtliche Implikationen des Flächenstatus, das Verhältnis zum Eingriffsausgleich sowie steuerliche Klarstellungen durch die Änderung im § 12 GAPDZV diskutiert.

¹⁴ agrilex | Gesetzesvorschlag und Kriterien-Papier zu Anforderungen an Bauweise und landwirtschaftliche Nutzung einer extensiven Agri-PV-Anlage. https://www.bne-online.de/fileadmin/user_upload/Gesetzesvorschlag_und_Kriterienpapier_EAPV.pdf

Änderungen im Steuerrecht

Zur Erreichung der energie- und klimapolitischen Ziele der Bundesregierung sowie der Regierungsfraktionen ist ein starker Zubau von Solarparks sowie von Speichern erforderlich. Solarparks sind die kostengünstigste und am schnellsten ausbaubare Form der Stromerzeugung. Ihr Zubau führt zu niedrigeren Strompreisen und höherem Wachstum. Speicher geben Flexibilität und entlasten den Klima- und Transformationsfonds (KTF) des Bundes durch höhere Marktwerte der erneuerbaren Energien. Im Steuerrecht gibt es relevante Hindernisse, die den Zubau von Solarparks und Speichern bremsen. Es ist sehr gut, dass das BMWK in der PV-Strategie aktiv das Querschnittsthema Energie- und Steuerrecht thematisiert. **Steuerliche Aspekte sind in den Investitionen in Photovoltaik oft eine zentrale Fragestellung** – bei Einzelpersonen, Landwirtschaftsbetrieben, Kommunen, Unternehmen mit einem Schwerpunkt außerhalb der PV-Branche (Mittelstand, Produktion), aber auch bei der Finanzierung von Anlagen und Großprojekten. **Es geht dabei nicht um bloße Steueroptimierung, sondern oft um die Änderung des Risikoprofils von Investitionen durch Steuerforderungen**, die in bestimmten Konstellationen eintreten können, von den Akteuren bewertet werden und abgesichert werden müssen.

Das aktuell relevanteste Beispiel, das inzwischen Investitionen im deutlichzweistelligen Gigawatt-Bereich verzögert, sind die **steuerlichen Fragen bei Hofübergaben von Landwirtschaftsbetrieben mit Solarparks**. Aber auch **für Kleinanlagenbetreiber sind Steuerrisiken ein Hemmnis, das unnötigerweise Anlageninstallationen verhindert** oder verzögert. In Betrieben und in vielen Belieferungskonstellationen von Verbrauchern aus PV-Anlagen verursacht die **Behandlung der Stromsteuer** mitunter eine so erhebliche Bürokratie, dass Investitionen zurückgehalten werden. Die vorgesehene Absenkung der Stromsteuer auf den EU-rechtlich vorgesehenen Mindestsatz beim produzierenden Gewerbe sollte dazu genutzt werden, die umfassende Bürokratie bei der Stromsteuer zu reduzieren. Der bürokratische Aufwand steht künftig in keinerlei Verhältnis zum Ertrag. Viele Vereinfachungen von steuerlichen Regelungen sind für den Ausbau der Photovoltaik mindestens genauso relevant wie Vereinfachungen in EEG. Die folgenden Vorschläge zum Abbau der steuerlichen Hemmnisse setzen aufkommenskompensiert den notwendigen Zubau frei und schaffen gleichzeitig finanzielle Freiräume für den Bund.

Folgende Probleme sollten im Jahressteuergesetz abgebaut werden:

1. **Solarparks und Hofübergaben:** Bewertungsgesetz ändern, damit Hofübergaben nicht mehr ungewollt behindert werden (vereinfachte Flächenbereitstellung)
2. **Solarparks und Grundsteuer:** Solarparks sollten einen klar definierten und angemessenen erhöhten Grundsteuersatz bekommen (Übermaßbesteuerung vermeiden und Besteuerung planbar gestalten)
3. **Großspeicher und Gewerbesteuer:** Gewerbesteuer sollte vor allem in der Standortkommune anfallen (Zerlegungsschlüssel einführen analog zum Schlüssel bei der Windenergie und Photovoltaik)

Vorschlag zur Lösung von Problem 1: Hofübergaben vereinfachen

Änderung des Bewertungsgesetzes (bzgl. Hofübergaben)

(Hinzufügen von zwei Absätzen zum § 158 BewG und § 159 BewG)

In § 158 Abs. 4 Nr. 1 BewG werden nach den Wörtern „Zum land- und forstwirtschaftlichen Vermögen gehören“ die Wörter „vorbehaltlich der Anwendung des Absatz 6“ eingefügt.

Nach § 158 Abs. 5 BewG wird folgender Absatz 6 eingefügt:

„(6) Grund und Boden, den der Inhaber eines Betriebes der Land- und Forstwirtschaft einem Dritten durch Einräumung eines Nutzungsrechts zum Zwecke der Errichtung und des Betriebs von Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Sinne des § 3 Nr. 21 des Gesetzes für den Ausbau erneuerbarer Energien (EEG 2023) überlässt, gilt abweichend von § 158 Abs. 4 Nr. 1 als dem Betrieb der Land- und Forstwirtschaft dauernd zu dienen bestimmt, wenn die Aufnahme einer ausschließlichen land- und forstwirtschaftlichen Nutzung nach Ablauf der Überlassung ernsthaft anzunehmen ist. Die Wiederaufnahme einer land- und forstwirtschaftlichen Nutzung ist insbesondere in den Fällen anzunehmen, in denen Flächen im Umgriff der Anlage einem Betrieb der Land- und Forstwirtschaft dienen und sich der Nutzungsberechtigte verpflichtet, das Grundstück nach Ablauf des Nutzungsüberlassungszeitraums in rekultiviertem Zustand zurückzugeben.“

Nach § 159 Abs. 3 BewG wird folgender Absatz 4 eingefügt:

„(4) Abweichend davon ist Grund und Boden im Sinne des § 158 Abs. 6 BewG nur dann dem Grundvermögen zuzurechnen, wenn nach den Verhältnissen am Bewertungsstichtag anzunehmen ist, dass die Voraussetzungen der Absätze 1 bis 3 für die Zurechnung zum Grundvermögen im Zeitpunkt des Ablaufs des Nutzungsüberlassungszeitraums vorliegen werden.“

Ein Gutachten zum hier gezeigten Lösungsvorschlag inklusive einer detaillierten Begründung und Beispielen finden Sie unter: https://t1p.de/PV-FFA_Erbschaftssteuer.

Vorschlag zur Lösung von Problem 2: Klar festgelegte Grundsteuer bei Solarparks

Änderung des Bewertungsgesetzes

§ 233 Abs. 1 BewG wird wie folgt gefasst:

„(1) Grund und Boden, den der Inhaber eines Betriebes der Land- und Forstwirtschaft einem Dritten durch Einräumung eines Nutzungsrechts zum Zwecke der Errichtung und des Betriebs von Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Sinne des § 3 Nr. 21 des Gesetzes für den Ausbau erneuerbarer Energien (EEG 2023) überlässt, ist abweichend von § 232 Abs. 4 Nr. 1 dem land- und forstwirtschaftlichen Vermögen zuzurechnen, wenn die Aufnahme einer ausschließlichen land- und forstwirtschaftlichen Nutzung nach Ablauf der Überlassung ernsthaft anzunehmen ist. Die

Wiederaufnahme einer land- und forstwirtschaftlichen Nutzung ist insbesondere in den Fällen anzunehmen, in denen Flächen im Umgriff der Anlage einem Betrieb der Land- und Forstwirtschaft dienen und sich der Nutzungsberechtigte verpflichtet, das Grundstück nach Ablauf des Nutzungsüberlassungszeitraums in rekultiviertem Zustand zurückzugeben.“

Nach § 233 Abs. 3 BewG wird folgender Absatz 4 eingefügt:

„(4) Abweichend davon ist Grund und Boden im Sinne des § 233 Abs. 1 BewG nur dann dem Grundvermögen zuzurechnen, wenn nach den Verhältnissen am Bewertungsstichtag anzunehmen ist, dass die Voraussetzungen der Absätze 2 und 3 für die Zurechnung zum Grundvermögen im Zeitpunkt des Ablaufs des Nutzungsüberlassungszeitraums vorliegen werden.“

§ 238 Abs. 2 wird wie folgt gefasst:

„(2) Der Reinertrag einer Nutzung oder Nutzungsart ist um einen Zuschlag zu erhöhen, wenn die Eigentumsflächen des Betriebs zugleich der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien i. S. d. § 3 Nr. 21 des Gesetzes für den Ausbau erneuerbarer Energien (EEG 2023) dienen. Der Zuschlag ermittelt sich aus dem Produkt der abgegrenzten Standortfläche der Anlage und dem Bewertungsfaktor gemäß Anlage 33.“

(Zzgl. Änderung in Anlage 33: Bewertungsvorschlag pro Flächeneinheit: pro Ar 7,95€)

Ein Gutachten zum hier gezeigten Vorschlag inklusive einer detaillierten Begründung und Beispielen finden Sie unter: https://t1p.de/PV-FFA_Grundsteuer.

Vorschlag zur Lösung von Problem 3: Gewerbesteuerzerlegung bei Großspeicheranlagen

1. § 29 GewStG wird wie folgt geändert:

a) Nach Absatz 1 wird folgender Absatz 1a eingefügt

„(1a) Absatz 1 Nummer 1 sowie Absatz 1 Nummer 2 Buchstabe a finden für Betriebe, die ausschließlich Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie im Sinne von § 118 Absatz 6 des Energiewirtschaftsgesetzes betreiben ohne zeitliche Begrenzung entsprechende Anwendung. Bei der Zerlegung nach Absatz 1 Nummer 2 Buchstabe a ist die installierte Batteriekapazität maßgeblich.“

b) In Absatz 2 werden nach den Wörtern „nach Absatz 1“ die Wörter „sowie Absatz 1a“ eingefügt.
[redaktionelle Folgeänderung]