

Aachen, den 10.9.2024

Stellungnahme des Solarenergie-Förderverein Deutschland zum

“Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts im Bereich der Endkundenmärkte, des Netzausbaus und der Netzregulierung” vom 27.08.2024

Einleitung

Wir weisen erneut darauf hin, dass die neuen regulatorischen Ansätze im Kontext der gesamten klimapolitischen Strategie der Bundesregierung betrachtet werden müssen. Besonders bedenklich ist das neue Klimaschutzgesetz, in dem die Sektorenziele für die Minderung von Treibhausgas-Emissionen abgeschafft wurden. Dies führt dazu, dass Fortschritte beim Ausbau Erneuerbarer Energien eine Stagnation oder sogar Rückschritte in anderen Sektoren anreizen. Angesichts der Dringlichkeit der Klimakrise ist dies inakzeptabel. Die 1,5°-Grenze der globalen Erwärmung, auf die sich die Bundesregierung völkerrechtlich verbindlich verpflichtet hat, ist nach einhelliger Einschätzung der Klimawissenschaft bereits nicht mehr einzuhalten. Das deutsche Ziel einer Klimaneutralität 2045 reicht auch für eine 2,0°-Grenze nicht aus. Eine deutliche Vorverlegung dieses Ziels ist notwendig und machbar, um Versäumnisse zu korrigieren. In diesem Zusammenhang müssen die Ausbauziele für Windenergie und Photovoltaik im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) erheblich gesteigert werden. Die Pläne der Bundesregierung, die Förderung Erneuerbarer Energien nach dem Kohleausstieg einzustellen, sind hier kontraproduktiv. Sie schaffen bereits jetzt erhebliche Unsicherheiten. Um den Ausbau der Erneuerbaren Energien deutlich zu beschleunigen, sind stabile, investitionsfördernde Rahmenbedingungen unerlässlich. Wer eine Abkehr von festen Einspeisetarifen plant, riskiert einen weiteren Rückschlag für die dezentrale Energiewende, die bis heute das Rückgrat der errungenen Erfolge bildet.

Der Referentenentwurf des „Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts im Bereich der Endkundenmärkte, des Netzausbaus und der Netzregulierung“ enthält zahlreiche wichtige Ansätze, die darauf abzielen, den Anschluss und Ausbau Erneuerbarer Energien zu erleichtern. Bundesweit einheitliche Regelungen für Netzanschlussbegehren und mehr Transparenz beim Netzausbau sind von großer Bedeutung. Auch die weiteren Bestrebungen zum Bürokratieabbau sind positiv zu bewerten,

greifen jedoch zu kurz und lösen bei weitem nicht alle Herausforderungen, mit denen Investorinnen konfrontiert sind. Der Solarenergie-Förderverein Deutschland hat auf Grundlage seiner umfassenden Expertise, die aus der täglichen Beratung von Investor:innen dezentraler Solarstromanlagen resultiert, zahlreiche Vorschläge zum Bürokratieabbau und zur besseren Verständlichkeit gesetzlicher Regelungen beim Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz eingereicht. Leider wurde nur ein kleiner Teil dieser Vorschläge berücksichtigt. In dieser Stellungnahme werden wir daher nochmals auf wesentliche Punkte hinweisen.

Darüber hinaus geht der Referentenentwurf in vielen Bereichen in die richtige Richtung. Besonders hervorzuheben sind die – wenn auch noch zurückhaltenden – Regelungen zur Umsetzung der EU-rechtlichen Vorgaben zum Energy Sharing. In unserer Stellungnahme werden wir jedoch vorrangig auf die Punkte eingehen, bei denen wir den dringendsten Verbesserungsbedarf sehen.

Inhaltsverzeichnis

A. Energy Sharing nach § 42c EnWG RefEntw.....	3
1) Zu § 42c (1) EnWG RefEntw.....	3
2) Zu § 42c (2) EnWG RefEntw.....	5
3) Zu § 42c (3) EnWG RefEntw.....	7
4) Zu § 42c (4) EnWG RefEntw.....	7
5) Zu § 42c (6) EnWG RefEntw.....	8
6) Zu § 42c (7) EnWG RefEntw.....	8
7) Fazit.....	9
B. Bundeseinheitliche Verfahren für Netzanschlussbegehren und Beschleunigung des Netzausbaus.....	10
C. Bürgerbeteiligung nach §§ 6 und 22b EEG 2023.....	11
D. Bürokratieabbau.....	12
1) Solare Strahlungsenergie (§ 48 EEG23).....	12
1.1 Unsicherheiten bei der Bestimmung der Vergütungshöhe.....	12
1.2 Garten-PV und Solarzäune.....	13
1.3 Volleinspeisebonus - Meldepflichten.....	14
1.4 Volleinspeisebonus - Zusammenlegung mehrerer Anlagen.....	15
1.5 Abrechnung von Solarstrom aus mehreren Anlagen mit Steckersolaranlagen.....	16
2) Vereinfachung zur gemeinsamen Abrechnung von Anlagen, bei denen Anlagen nach dem Marktintegrationsmodell (MIM) nach § 33 EEG 2012 beteiligt sind (§ 100 Nr. 9a EEG 2023 RefEntw).....	16
3) Minimalstromverbräuche von Wechselrichtern (§10c EEG2023 RefEntw).....	17
4) Stromsteuerbefreiung nach § 9 Abs. 3 StromStG.....	17
5) Weitere Vorschläge zum Bürokratieabbau.....	18

Im Einzelnen

A. Energy Sharing nach § 42c EnWG RefEntw

Der Solarenergie-Förderverein Deutschland (SFV) unterstützt die Anstrengungen der Bundesregierung, die EU-rechtlichen Vorgaben zum Energy-Sharing umzusetzen. Dies ermöglicht Verbraucherinnen und Verbrauchern eine stärkere, aktivere und informierte Beteiligung am Strommarkt. Darüber hinaus kann Energy-Sharing erheblich dazu beitragen, das Flächenpotenzial auszuschöpfen, indem die Wirtschaftlichkeit von Anlagen durch den Verkauf an Dritte gestärkt wird. Dieser Anreiz ist entscheidend, um die Energiewende durch volle Ausnutzung der verfügbaren Flächen weiter voranzutreiben. Zugleich trägt es dazu bei, weitere Bevölkerungsschichten in den Genuss preisgünstigen EE-Stroms zu bringen und stellt mithin ein gutes sozialpolitisches Werkzeug bereit.

Der SFV hat vor einem Jahr sein Modell des [“Solaren Nachbarschaftsstrom”](#) öffentlich vorgestellt. Unsere Ideen finden sich erfreulicherweise im zukünftigen § 42c EnWG in wichtigen Teilen wieder. Im Rahmen einer gemeinschaftlichen Vor-Ort-Versorgung entsteht das Recht von Haushalten und Unternehmen, sich aktiv an der gemeinsamen Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen beteiligen zu können. Der nachbarschaftliche Verkauf zwischen Einzelpersonen oder ein Zusammenschluss in Vor-Ort-Gemeinschaften stellt eine Weiterentwicklung bei der Ausgestaltung der dezentralen Energiewende dar. Sie ermöglicht Tür-zu-Tür-Verkäufe von Solarstrom über das öffentliche Netz. Wichtige Grundvoraussetzung hierfür ist die viertelstündliche Erfassung von gelieferter und bezogener Energie.

Anders als in der im Referentenentwurf vorgelegten Begründung B zum neuen § 42c EnWG formuliert, gehen wir davon aus, dass das Modell des Energy Sharing **die Möglichkeit bieten sollte, über eine gemeinsame Nutzung von EE-Strom kurz- oder mittelfristig zu einem Massengeschäft zu werden**. Der niederschwellige Zugang zur Bildung von regionalen Energiegemeinschaften kann dazu beitragen, Flächenpotenziale zu heben, die regionale Energiewende anzukurbeln, Akzeptanz zu fördern und sozialen Ausgleich zu schaffen. All das sind starke Argumente, Energy Sharing nicht nur als Randthema zu betrachten und die Regelungs- und Fördermechanismen möglichst optimal zu gestalten.

Unsere Kommentare im Einzelnen:

1) Zu § 42c (1) EnWG RefEntw

In diesem Absatz werden die Rechte und Pflichten von Letztverbrauchern geregelt, die eine Anlage zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien betreiben und den erzeugten Strom zur gemeinsamen Nutzung anbieten.

Letztverbraucher nach § 3 Nr. 25 EnWG sind *“Natürliche oder juristische Personen, die Energie für den eigenen Verbrauch kaufen; auch der Strombezug der Ladepunkte für Elektromobile und der Strombezug für Landstromanlagen steht dem Letztverbrauch im Sinne dieses Gesetzes und den auf Grund dieses Gesetzes erlassenen Verordnungen gleich”*.

Diese Definition öffnet die Möglichkeit, neben Haushalten auch KMU und öffentliche Einrichtungen einzubeziehen. Wichtig scheint uns allerdings eine zusätzliche Klarstellung, dass der **Letztverbrauch des Anlagenbetreibenden nicht an dem Wohn- oder Gewerbestandort stattfinden muss, auf dem sich die EE-Anlage befindet**. Ebenso sollte eine gemeinsame Nutzung auch dann möglich sein, **wenn am Standort kein Strom benötigt wird** (z.B. Lagerhalle).

Die Einschränkung nach § 42 c (1) Nr. 2 EnWG, dass der *“Betrieb von Anlagen zur Erzeugung elektrischer Energie nicht Haupttätigkeit des die Anlage betreibenden oder mitnutzenden Letztverbrauchers”* sein darf, schließt **Bürgerenergiegesellschaften nach § 3 Nr. 15 EEG 2023** unnötigerweise aus. Hier sollte eine Ausnahmeregelung definiert werden.

Auch die Beschränkung auf *“eine Anlage”* führt aus unserer Sicht zu Irritationen (in Absatz 2 Nr. 1 steht bereits *“in den Anlagen”*). Denn wenn sich der Begriff *“Anlage”* auf die Regelungen in § 3 Nr. 1 EEG 2023 bezieht (im EnWG gibt es keine Begriffsbestimmung für *“Anlage”*), so ist *“im Fall von Solaranlagen jedes Modul eine eigenständige Anlage”*. Betreiber:innen von mehreren Anlagen mit ggf. unterschiedlichen Inbetriebnahmezeitpunkten könnten von den Möglichkeiten des Energy-Sharing ausgeschlossen werden. **Die Irritation kann beseitigt werden, indem man durchgängig *“eine oder mehrere Anlagen”* formuliert.**

Unklar ist auch, ob der *“mitnutzende Letztverbraucher”* selbst auch Anlagenbetreiber sein darf. Gäbe es hier eine Einschränkung, könnten z.B. Quartierskonzepte mit einem gemeinsamen Betrieb von Anlagen zur Wärmeversorgung (Wärmepumpen) oder Elektroladestationen grundstücksübergreifend nur eingeschränkt umsetzbar sein. **Wir schlagen vor, dass alle natürlichen und juristischen Personen, unabhängig davon, ob sie eine Anlage betreiben oder nicht, an der gemeinsamen Nutzung beteiligt werden können.**

Steuerbare Verbrauchseinrichtungen wie gemeinschaftlich betriebene Stromspeicher wurden in die Regelungen des § 42c Absatz 1 EnWG bereits aufgenommen. Quartiersspeicherprojekte sind eine wichtige Chance für die effiziente Nutzung von Speicher-Rohstoffen durch Reduzierung von Speichergrößen bei optimaler Nutzung der Speicherkapazitäten. In einem [gemeinschaftlichen Forschungsprojekt der TH Köln und des SFV](#) entwickeln wir aktuell eine Blaupause für zukünftige Projekte. Wichtig wäre, **eine rechtliche Absicherung von Multi-Use-Speichern** umzusetzen, damit die Betreiber:innen von Quartiersspeichern die Möglichkeit erhalten, neben dem Speichern von Solarenergie auch - jeweils zeitlich abgegrenzt - variable / dynamische Stromtarife zu nutzen und den Beteiligten anzubieten.

Zusammengefasst:

Es sollte geregelt werden, dass

- der Letztverbrauch des Anlagenbetreibenden nicht an dem Wohn- oder Gewerbestandort stattfinden muss, auf dem sich die EE-Anlage befindet,
- Bürgerenergiegesellschaften in Zusammenhang mit den Haupttätigkeiten eine Ausnahmeregelung erhalten,
- durchgängig formuliert wird, dass eine oder mehrere Anlagen von natürlichen und juristischen Personen betrieben und zur gemeinsamen Nutzung angeboten werden dürfen
- Multi-Use-Speicher in die Regelungen einbezogen werden.

2) Zu § 42c (2) EnWG RefEntw

Wir haben uns für bundesweite Musterverträge ausgesprochen, um Transparenz und Verbraucherschutz umzusetzen. Auch die Verarbeitung der Daten durch die zuständigen Verteilnetzbetreiber wäre wesentlich einfacher, wenn von Standard-Lieferverträgen bei Gewährleistung der individuellen Preisbildung ausgegangen werden könnte.

Da die von einer oder mehreren EE-Anlagen in das öffentliche Stromnetz eingespeisten Strommengen nach § 42c Absatz 1 Nr. 4 viertelstündlich erfasst werden, ist ein Aufteilungsschlüssel wichtig. Wenn Strom aus einer oder mehreren Anlagen jeweils an einen oder mehrere Letztverbraucher in der gleichen Viertelstunde geliefert wird, ist eine anteilige Zuweisung der Strommengen zwingend.

Die jeweiligen Aufteilungsschlüssel müssen vom Anlagenbetreiber aufgestellt und vertraglich vereinbart werden. **Sie könnten in Anlehnung an § 42 b EnWG statisch oder dynamisch aufgeteilt werden.** Somit schließt die Organisation der Marktkommunikation nahtlos an die Regelungen der Gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung an. **Um dies umzusetzen, braucht es noch eine gesetzliche Klarstellung.**

Die gesetzliche Möglichkeit, den Strom auch unentgeltlich weiterzugeben, ist wichtig, da der Wunsch besteht, innerhalb von familiären Strukturen vereinfachte Lieferverträge zu schließen. Wir möchten jedoch darauf hinweisen, dass dies unweigerlich zur Minderung des Wirtschaftsbetriebs der jeweils beteiligten Anlage führt, da nach den bisherigen Überlegungen im Referentenentwurf hier ebenso jeweils anfallende Steuern, Umlagen, Abgaben und Netzentgelte pro Kilowattstunde gelieferter Energie entrichtet werden müssen.

Wir gehen somit davon aus, dass es die Regel sein wird, Vereinbarungen über ein Entgelt (Ct/kWh) zu treffen. Nur so können Zusatzinvestitionen in größere Anlagen und der erhöhte Aufwand bei der Abrechnung, insbesondere über Dienstleister, refinanziert werden. **Um diese Mehraufwände wirtschaftlich abzusichern und als EE-Stromlieferant gegenüber anderen großen Energielieferanten wettbewerbsfähig zu sein, haben wir vorgeschlagen, für die betreffenden Strommengen die Preisbestandteile der Stromnebenkosten auf den Prüfstand zu stellen:**

Hier kämen in Frage:

- A. Jeweils um 2 Ct/kWh reduzierte Netzentgelte (aufgrund der regionalen Netzentlastung, und in Anlehnung an die steuerlichen Vergünstigungen bei Eigenverbrauchsanlagen). Für Energy-Sharing-Strommengen, also für Strom, der zeitgleich erzeugt und verbraucht wird, sollten individuelle Netzentgelte von der BNetzA festgelegt werden können. Darüber hinaus sollten Netzentgelte, die auf den Übertragungsebenen anfallen, nicht in Rechnung gestellt werden.
- B. Wegfall der Stromsteuer, da der messtechnische Nachweis nach § 9 (3) StromStG zur ausschließlichen Belieferung mit Strom aus Erneuerbaren Energien erbracht werden kann,
- C. Wegfall der Umsatzsteuerpflicht bis 30 kWp im EFH und 15 kWp je pro Wohn- und Gewerbeeinheit in Mehrparteienhäusern.

In diesem Zusammenhang weisen wir darauf hin, dass bereits in einigen Kommunen sogenannte [Strombilanzkreismodelle](#) umgesetzt werden oder sich in Planung befinden (z.B. in Aachen, Main-Taunus-Kreis, Rostock, Greifswald, Bad Soden, Lörrach, Eisenach uvm.). Dort wird PV-Strom von städtischen Liegenschaften über das öffentliche Netz an andere Liegenschaften verteilt, was neben dem Klimaschutzeffekt zu enormen Kostenersparnissen führt. In Abstimmung mit dem zuständigen Hauptzollamt entfiel die Stromsteuer für gelieferten EE-Strom vollständig. Auch die Reduzierung der Netzgebühren wurde vorgeschlagen. Hier eine bundesweit einheitliche Regelung zu schaffen, wäre im Sinne der Kommunen aller Energy-Sharing-Teilnehmenden.

Da Strom aus EE-Anlagen in Konkurrenz zu Anbietern steht, die durch zeitvariable oder dynamische Tarife in den kommenden Jahren größere finanzielle Flexibilität erlangen, ist eine zusätzliche Förderung von Energy-Sharing-Strom unverzichtbar. Ohne diese Unterstützung haben entsprechende Projekte keine realistische Chance, bundesweit erfolgreich zu werden.

Zudem muss sichergestellt werden, dass für überschüssigen Strom aus EE-Anlagen, der ins öffentliche Netz eingespeist und nicht zeitgleich an Endverbraucher verkauft wird, weiterhin ein Anspruch auf EEG-Vergütung besteht. Dies muss auch für solche Anlagen gelten, die in unmittelbarer räumlicher Nähe installiert werden.

Zusammengefasst:

- **Steuerliche und netzentgeltliche Förderung für Energy-Sharing-Strom** ist notwendig, um fairen Wettbewerb sicherzustellen.
- **Ohne weitere Förderungen sind Projekte unwirtschaftlich.** Die Umsetzung EU-rechtlicher Vorgaben in EnWG zum Energy Sharing bleibt damit nur ein Alibi und in der Praxis weit hinter ihren Möglichkeiten zurück.
- **Der Anspruch auf EEG-Vergütung** muss für eingespeisten EE-Strom bestehen bleiben, um die Wirtschaftlichkeit der Projekte zu sichern.

3) Zu § 42c (3) EnWG RefEntw

Dass das Energy-Sharing von Netzbetreibern **erst ab dem 1. Juni 2026 ermöglicht werden soll**, ist bedauerlich. Diese lange Frist bis zur Umsetzung weiterer Ausbauimpulse für Erneuerbare Energien ist – insbesondere mit Blick auf die bereits heute, laut § 42 b EnWG rechtlich mögliche Umsetzung der Gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung, die auf eine quasi identische Marktkommunikation zugreifen wird – deutlich zu lang. Darüber hinaus sei daran erinnert, dass wir mit Blick auf unsere umfassenden Klimaschutz-Verpflichtungen aus dem Paris-Abkommen einen weiteren, **zeitnahen Anschub von EE-Investitionen benötigen**.

Erfreulich ist allerdings, dass das BMWK die Verantwortlichkeit bei Verteilnetzbetreibern sieht. Sie sind in aller Regel grundzuständige Messstellenbetreiber und für die Erfassung, Weiterverarbeitung und Weiterleitung von Daten aus dem Messstellenbetrieb zuständig.

Die **Kosten des Messstellenbetriebs** werden durch Preisobergrenzen reglementiert, so dass Verbraucher:innen und Anlagenbetreiber:innen mit kalkulierbaren und stabilen Messkosten rechnen können. Auch die reduzierten Pflichten nach §§ 5, 40 und 42 EnWG sind grundsätzlich positiv zu bewerten.

Nach Absatz 3 Nr. 2 soll die gemeinsame Nutzung von Energie ab dem 1. Juni 2028 sogar zuzüglich des Bilanzierungsgebiets eines Verteilnetzbetreibers auch auf den direkt angrenzenden Verteilnetzbetreiber in derselben Regelzone erweitert werden. Auf welcher Entscheidungsgrundlage der „direkt angrenzende Verteilnetzbetreiber“ ausgewählt wird, wenn sich mehrere Verteilnetzbetreiber in unmittelbarer Nähe befinden, ist unklar. Ein Zuständigkeits-Wirrwarr könnte zur Erhöhung des bürokratischen Aufwandes führen. **Wir empfehlen, hier generell alle angrenzenden Verteilnetzbetreiber – je nach Wahl des Anlagenbetreibenden – in die Pflicht zu nehmen.**

4) Zu § 42c (4) EnWG RefEntw

In unserem Konzept für Nachbarschaftsstrom haben wir betont, dass „Tür-zu-Tür-Verkäufe“ einfach und für jeden Bürger und jede Bürgerin umsetzbar sein müssen. Stromlieferungen innerhalb regionaler Gemeinschaften – ob in der Nachbarschaft oder innerhalb der Familie – sollten so gestaltet sein, dass sie ohne die Einbindung eines Dienstleisters möglich sind. Die gemeinsame Energieversorgung in einer Straße, einem Quartier oder in einem Doppelhaus sollte aus unserer Sicht nicht zwingend davon abhängen, dass ein externer Organisator oder Dritter hinzugezogen werden muss.

Die Regelungen lassen in ihrer Komplexität allerdings vermuten, dass man davon ausgeht, dass es – auch unabhängig von vereinfachten Energielieferpflichten nach § 42c Absatz 7 EnWG – zwingend werden könnte, Dienstleistungsunternehmen operieren zu lassen, die die Marktkommunikation zwischen Netzbetreibern, Bilanzkreisverantwortlichen, Netznutzern und Lieferanten übernehmen.

Hier bieten sich z.B. regionale Stromlieferanten und Ökostromanbieter an, die ihre Dienstleistungen zum Energy Sharing an eigene Produkte koppeln.

Ob damit eine Diskriminierungsfreiheit und freie Wahl des Stromanbieters weiterhin gewährleistet ist, kann man in Frage stellen. Aus Sicht des Verbraucherschutzes kündigt sich an, dass die Möglichkeiten der freien und transparenten Wahl eines Stromanbieters schwierig werden. Wie bereits dargestellt, werden sich die Zusatzkosten von Dienstleistern ebenfalls auf die wirtschaftliche Kalkulation der gemeinsam genutzten EE-Anlage auswirken.

Die Messdienstleistungen des jeweiligen Verteilnetzbetreibers zur ¼ -stündlichen Erfassung, Verarbeitung und Weiterleitung von Messdaten an die jeweiligen Bilanzkreisverantwortlichen, Netznutzer und Lieferanten sollten aus unserer Sicht die Basis darstellen, um Energy-Sharing-Projekte umzusetzen. Diese unterscheiden sich aus unserer Sicht nicht wesentlich von einer Marktkommunikation, die innerhalb eines Mehrparteienhauses oder eines Quartiers umgesetzt wird.

Zusammengefasst:

- Ob die Akteure von Energy-Sharing-Projekten einen Dienstleister einbinden, muss in ihrer eigenen Entscheidung liegen. **Komplexitätsgründe** dürfen **nicht** dazu führen, dass es zwingend wird, Dienstleistungsunternehmen als **Grundvoraussetzung von Energy-Sharing-Projekten** einzubinden.
- **Notwendige Zusatzausgaben, die durch den Messstellenbetrieb entstehen, müssen finanziell abgedeckt** werden. (Siehe 2)

5) Zu § 42c (6) EnWG RefEntw

Ein „mitnutzender Letztverbraucher“ kann von seinem Stromlieferanten verlangen, dass Steuern, Abgaben, Umlagen und Netzentgelte für gemeinsam genutzten EE-Strom über bestehende Stromlieferverträge des Letztverbrauchenden abgerechnet werden. Wir begrüßen diese Vereinfachungen, geben aber zu bedenken, dass die Zusatzleistungen des Stromlieferanten einen erhöhten Aufwand darstellen. Das kann dazu führen, dass hierfür zusätzliche Abrechnungsgebühren veranschlagt werden und auf den Wechsel des Stromlieferanten erschwerend wirkt. **Hier muss aus unserer Sicht geklärt werden, wie die zusätzlichen Aufwände erstattet werden.**

6) Zu § 42c (7) EnWG RefEntw

In diesem Absatz sind vereinfachte Lieferantenpflichten für Teilnehmende formuliert. Durch den Wegfall von §5, 40 - 42 EnWG wird es für Teilnehmer am Energy-Sharing möglich, über vereinfachte Verträge nur Vereinbarungen über den EE-Strom für „Tür-zu-Tür-Verkäufe“ zu treffen. Die Vereinfachungen sollen allerdings beschränkt werden auf die Fälle, wenn

1. ausschließlich Haushaltskunden mitnutzende Letztverbraucher nach Absatz 1 Nummer 1 sind und die Anlage nach Absatz 1 über eine installierte Leitung von nicht mehr als 30 Kilowatt verfügt oder
2. mehrere Haushaltskunden innerhalb eines Gebäudes mitnutzende Letztverbraucher nach Absatz 1 Nummer 1 sind und die Anlage nach Absatz 1 über eine installierte Leistung von höchstens 100 Kilowatt verfügt.

Wie in Nr. 1) dieser Stellungnahme bereits beschrieben, **ist die Bezugnahme auf „EINE“ Anlage irritierend**. In der Praxis befinden sich zunehmend mehrere Anlagen auf einer Gebäudefläche. Sie wurden zeitversetzt in Betrieb gesetzt und unterschiedlich betrieben (Eigenversorgung, Volleinspeisung). Insofern ist es aus unserer Sicht zwingend, in der Formulierung zu § 42c Absatz 7 Nr. 1 und 2 EnWG **auch auf mehrere Anlagen abzielen**. (Auch der Artikel 15a EMD gibt keine Beschränkung auf eine Anlage vor). Auch Steckersolargeräte sowie weitere Anlagen sollten am Standort der EE-Anlage unbegrenzt zugelassen werden.

In § 42c Absatz 7 Nr. 2 ist zudem missverständlich, ob die mitnutzenden Letztverbraucher im gleichen Gebäude wohnen müssen. Eine Ergänzung wäre hier hilfreich.

Wir plädieren - wie unter 1) geschildert - dafür, dass Letztverbrauchende Strom aus mehreren Anlagen nutzen können. Unabhängig davon ist uns unklar, wie die Kontrolle mehrerer Haushaltskunden innerhalb eines Gebäudes, die mitnutzende Letztverbraucher sind, in Hinblick auf die Überschreitung der 100 kW-Grenze geregelt werden soll.

Zum Thema Organisator verweisen wir auf Punkt 4) unserer Stellungnahme.

7) Fazit

Abschließend möchten wir nochmals betonen, dass der Erfolg des Energy-Sharing-Konzepts in entscheidendem Maße von einfachen Regelungen und zusätzlichen Förderungen abhängt. Dabei ist es von zentraler Bedeutung, dass die Umsetzung der EU-rechtlichen Vorgaben im deutschen Recht nicht lediglich als symbolischer Akt oder Alibi betrachtet wird. Stattdessen muss sie den Weg für ein wirksames und praxistaugliches Modell ebnen, das den Ausbau Erneuerbarer Energien tatsächlich fördert. Jegliche zusätzlichen Belastungen, insbesondere für die Betreiber:innen von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien, die das Potenzial haben, den Ausbau dieser Technologien zu bremsen, wären kontraproduktiv und gefährden das zentrale energiepolitische Ziel eines beschleunigten Umstiegs auf Erneuerbare Energien.

Solche Hindernisse müssen unbedingt vermieden werden, um den Erfolg der Energiewende langfristig sicherzustellen und die anzustrebenden Klimaziele zu erreichen.

B. Bundeseinheitliche Verfahren für Netzanschlussbegehren und Beschleunigung des Netzausbaus

In Deutschland steht die Stromerzeugung vor tiefgreifenden Veränderungen. Der schnelle Ausbau Erneuerbarer Energien und der rasant wachsende Strombedarf im Zuge der Energiewende stellen das deutsche Stromnetz vor immense Herausforderungen. Ein zügiger Ausbau und der verlässliche Betrieb des Netzes sind unerlässlich, doch die gegenwärtigen Netzanschlussprozesse sind oft zu langsam und intransparent, was die Umsetzung der Energiewende bereits heute ausbremst. Die Symptome sind: Verzögerungen beim Netzanschluss, Verunsicherungen von Investor:innen und Kreditinstituten wegen zunehmender Abregelungen von EE-Anlagen, und damit eine rückläufige Investitionsbereitschaft.

Um die Energiewende zu beschleunigen, sollte aus unserer Sicht dezentralen Versorgungsstrukturen der Vorrang erteilt werden. Der Ausbau einer Speicherinfrastruktur und zusätzlicher Hybridkraftwerke (EE-Erzeugungsanlagen in Kombination mit Speichern) wären in der Lage, Überangebote abzufangen und Engpässe auszugleichen. Insofern muss die Prioritätensetzung zugunsten des zeit- und kostspieligen Ausbaus eines Höchstspannungsnetzes zum Transport über weite Strecken weiterhin kritisch betrachtet werden. Eine dezentrale, landesweit verteilte Energieversorgung wäre widerstandsfähiger und kostengünstiger. Alle Bundesländer sowie die Kommunen müssen den zügigen Ausbau von sicheren Versorgungsstrukturen aus Erneuerbaren Energien als Pflichtaufgabe begreifen und Vorsorge schaffen. Die Rolle der Verteilnetzbetreiber bei Investitionen in Speicher sollte gestärkt werden. In diesem Zusammenhang verweisen wir noch einmal auf unseren Vorschlag "[SFV-SMARD](#)".

In § 5 Absatz 4a EnWG konkretisiert der Referentenentwurf, dass Energielieferanten eigene "angemessene" Absicherungsstrategien entwickeln und einhalten müssen, um das Risiko von Änderungen des Strom- bzw. Gasangebots auf der jeweiligen Großhandelsebene für die wirtschaftliche Tragfähigkeit ihrer Verträge mit Kunden zu begrenzen und gleichzeitig die Liquidität an den Kurzfristmärkten und die von diesen Märkten ausgehenden Preissignale aufrechtzuerhalten. **Wie sich diese "Angemessenheit" bemisst, ist nicht näher ausgeführt.**

Wir stellen in diesem Zusammenhang fest: Die in den kommenden Jahren auf Basis von § 51 EEG 2023 zu erwartende zunehmende Nichtvergütung von EE-Anlagen ab 400 kW aufgrund von negativen Strompreisen geht vor allem zu Lasten der Investor:innen. Der Gesetzgeber sieht vor, dass der anzulegende Wert für die EEG-Vergütung Null beträgt, wenn für einen bestimmten Zeitraum von aufeinanderfolgenden Stunden der Spotmarktpreis negativ ist. 2023 musste für die Null-Zahlung vier aufeinanderfolgende Stunden lang der Spotmarktpreis negativ sein. 2024 und 2025 reichen schon drei aufeinanderfolgende Stunden, 2026 schon zwei aufeinanderfolgende Stunden. Ab 2027 reicht eine einzige Stunde negativer Strompreis aus.

In der Branche wird vermutet, dass dadurch die Leistungsabregelungen von PV-Anlagen durch die Direktvermarkter zunehmen werden. Statt Leistungsbegrenzungen zu riskieren, sollte vielmehr die Speicherinfrastruktur besser gefördert und entbürokratisiert werden.

Eine Entschädigung für die Zeit der Abregelung gibt es nicht. Nur bei Ausschreibungs-Anlagen soll sich der Förderzeitraum leicht anpassen, was aber ebenfalls eine nur schwache Teilkompensation bewirkt, denn Abregelungen in sonnenreichen Monaten könnten zur Verlängerung in sonnenarmen Monaten führen. Das führt zur finanziellen Unsicherheit und verhindert Bürgerenergieanlagen, insbesondere Bürgerenergiegemeinschaften. Die Betreibergemeinschaften und Betreiber:innen haben in den seltensten Fällen ausreichende finanzielle Puffer. Auch Kreditinstitute werden die drohende Abregelung bei negativen Strompreisen als Investitionshindernis einstufen. Diese unbefriedigende Grundsituation behindert die Energiewende.

Wir fordern deshalb, dass Betreiber von EE-Anlagen die Verlustzeiten durch andere Vorteile möglichst zeitnah in einer verlässlichen Größenordnung ausgeglichen bekommen. Die Regelungen zur angemessenen Entschädigung von Redispatch-Maßnahmen nach § 14 (1b) EnWG sollten auch bei negativen Marktpreisentwicklungen wirken. Der Satz *“Dieser Absatz ist nicht anzuwenden, wenn der Strom nach § 57 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vermarktet wird.”* § 14 (1b) EnWG **ist deshalb ersatzlos zu streichen.**

Wir widersprechen damit der Analyse der Bundesregierung: (siehe Begründung B zu § 14 (1b) EnWG. Sie lautet: *“Da Redispatch-Maßnahmen gegenüber Anlagen, deren Strom nach § 57 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vermarktet wird, derzeit aber relativ selten sind und diese Anlagen eher klein sind, würde der Transaktionsaufwand für die Abwicklung eines finanziellen Aufwendungsersatzes in keinem vernünftigen Verhältnis zum wirtschaftlichen Interesse stehen.”* Des Weiteren sollten die Regelungen in den §§ 51 und 57 EEG 2023 angepasst werden.

Nach § 11 Abs. 3 EnWG soll die Haftung von Netzbetreibern für den Bereich der Netznutzung auf eine vorsätzliche oder grob fahrlässige Verursachung beschränkt und damit der Höhe nach begrenzt bleiben. Diese Regelung ist nachvollziehbar. Allerdings möchten wir anregen, ob der Verantwortlichkeitsbereich der Netzbetreiber auch auf **den Betrieb von netzgeführten Speichern ausgedehnt werden sollte, um die Ausfallzeiten bei einem Über- oder Unterangebot zu reduzieren.**

Insgesamt sollte in einen **umfangreichen Ausbau von Speicherstrukturen investiert und regulatorische Hürden in diesem Bereich weiter beseitigt werden.** So kann langfristig ein Überangebot von EE-Strom und damit auch Abregelungen reduziert werden.

C. Bürgerbeteiligung nach §§ 6 und 22b EEG 2023

Das Bündnis Bürgerenergie e.V. (BBEn) setzt sich seit vielen Jahren engagiert dafür ein, die finanzielle und gesellschaftsrechtliche Beteiligung von Bürgerinnen und Bürgern am Ausbau erneuerbarer Energien gesetzlich zu verankern.

Dieses Engagement unterstützen wir ausdrücklich und schließen uns den Ausführungen des BBE zu den §§ 6 und 22b EEG 2023 in der BBE-Stellungnahme zum Referentenentwurf vom 10.09.2024 an.

D. Bürokratieabbau

Im Referentenentwurf gibt es weitere Ansätze, die Verständlichkeit des EEG 2023 weiter zu verbessern und unnötige bürokratische Hürden abzubauen. Die Reduzierung komplexer Formulierungen und klare Vorschriften sowie eine stabilere gesetzliche Grundlage können maßgeblich dazu beitragen, das Gesetz praxistauglicher zu machen und die Akzeptanz sowie die Effizienz in der Umsetzung zu erhöhen.

Das EEG 2023 enthält an vielen Stellen äußerst komplexe und fachsprachlich anspruchsvolle Formulierungen und Meldepflichten, die für juristische Laien, aber auch für Fachleute mit technischem Hintergrund schwer verständlich sind. Durch den Einsatz einfacher und klarer Satzstrukturen könnte das Gesetz leichter zugänglich und besser verständlich werden, insbesondere für Betreiber von Anlagen, die keine juristische Ausbildung haben, aber die Regelungen umsetzen müssen. Mit diesem Blick schauen wir auf die nachfolgenden Regelungen.

1) Solare Strahlungsenergie (§ 48 EEG23)

1.1 Unsicherheiten bei der Bestimmung der Vergütungshöhe

Mit Inkrafttreten des Solarpakets 1 sind in Hinblick auf die Bestimmung der Vergütungshöhe bei PV-Volleinspeiseanlagen für Investor:innen erhebliche Unsicherheiten entstanden. In § 48 (2) EEG 2023 wurden die Vergütungen für PV-Dachanlage über 40 kW angehoben. Im neuen Gesetzestext wurden daraufhin alle Vergütungswerte bis 1 MW in der bereits um 1 Prozent abgesenkten Höhe nach § 49 EEG 2023 festgeschrieben.

§ 48 (2a) EEG 2023 enthält allerdings weiterhin die Boni ohne Anwendung der ersten Absenkung zum 1. Februar 2024. In § 100 (40) EEG 2023 hat der Gesetzgeber nach unserem Verständnis hier nun eine Übergangsbestimmung eingeführt, um diese Problematik zu lösen: *"Für Anlagen, die vor dem 16. Mai 2024 in Betrieb genommen werden, ist § 48 Absatz 2 in der am 15. Mai 2024 geltenden Fassung anzuwenden. Bei der Anwendung des § 49 zum 1. August 2024 gelten die in § 48 Absatz 2 genannten Werte als im vorangegangenen Zeitraum geltende anzulegende Werte."*

Zwar wurde der gesetzgeberische Wille korrekt wiedergegeben, zur Verständlichkeit trägt diese Lösung aber keineswegs bei. Sie bringt die Handelnden dauerhaft in komplexe Erklärungsnöte: Es geht nicht nur um Anwendungsprobleme von Solarinvestor:innen. Auch Elektrofachbetriebe kommen bei ihren Verkaufsangeboten, die in aller Regel eine Wirtschaftlichkeitsberechnung enthalten, deutlich an ihre Grenzen. Bürokratische Komplexität führt dazu, dass die Energiewende zum Ärgernis wird und dadurch nur schleppend vorangeht.

Um das im aktuellen Gesetzentwurf formulierte Ziel der erhöhten Verständlichkeit des § 48 EEG 23 zu gewährleisten, möchten wir anregen, die § 48 (2) und (2a) redaktionell klarer zu fassen und mit dem gleichen Absenkungsrhythmus im neuen Gesetz ohne Zuhilfenahme des § 100 (40) festzuschreiben, um die dadurch entstandene neue Rechtsunsicherheit abzulösen.

1.2 Garten-PV und Solarzäune

Wir begrüßen ausdrücklich die neugefassten Regelungen zur Errichtung von Garten-PV-Anlagen. Die Klarstellung, dass diese nicht als Freiflächenanlagen bewertet werden und entsprechende Vorgaben nach § 6 und § 24 EEG 2023 nicht erfüllen müssen, befürworten wir. Die Argumentation zur Anlagenzusammenfassung ist nachvollziehbar, eine Verklammerung mit möglicherweise existierenden Dachanlagen halten wir für hinnehmbar.

Allerdings besteht noch immer Rechtsunsicherheit, unter welchen Grundvoraussetzungen für eine Garten-PV-Anlage bis 20 kWp eine Vergütung nach § 48 EEG 2023 beansprucht werden kann. Wir schlagen hier vor, im Gesetz zu verankern, dass kein Nachweis erbracht werden muss, ob das auf dem Grundstück befindliche Gebäude für die Installation einer PV-Anlage geeignet ist oder nicht.

Auch **Solarzäune** können in ihrer Doppelfunktion (Zaun, Erzeugungsanlage) - sofern baurechtlich keine Einschränkungen bestehen - eine wichtige Möglichkeit bieten, den Ausbau der Solarenergie zu beschleunigen. Nach § 48 (1a) i.V.m. § 100 Nr. 21 EEG 2023 sind Freiflächen-Solaranlagen, die auf einem Grundstück innerhalb eines im Zusammenhang bebauten Ortsteils errichtet worden sind, vergütungsfähig, wenn die Grundfläche der Anlage die Grundfläche des Wohngebäudes nicht überschreitet und die Anlage eine installierte Leistung von nicht mehr als 20 Kilowatt aufweist.

In der Praxis besteht Unsicherheit darüber, ob Solarzäune ebenso von dieser Regelung erfasst werden können. Solarzäune sind kaum geeignet, die Grundfläche des Gebäudes nachzubilden. Als Grundstückseinfassung können sie die Gebäudelänge deutlich überschreiten. Ansonsten würde ein Solarzaun nur dann vergütungsfähig sein, wenn er als sonstige bauliche Anlage im bauordnungsrechtlichen Sinne nach § 48 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 EEG 2023 gilt.

Hierzu wäre der Nachweis zu erbringen, dass der Zaun als sonstige bauliche Anlage vorrangig zu anderen Zwecken als der Solarstromerzeugung errichtet wurde. Dieser Nachweis stellt Investor:innen vor große Herausforderungen. An bestehende Zäune angebrachte PV-Module wiederum wären für die Festlegung von Vergütungen unerheblich.

Wir empfehlen deshalb, im Sinne des Bürokratieabbaus darauf hinzuwirken, dass die Formulierung in § 48 (1a) EEG *“Grundfläche der Anlage die Grundfläche des Wohngebäudes nicht überschreitet”* gestrichen wird.

1.3 Volleinspeisebonus - Meldepflichten

Um eine höhere Volleinspeisevergütung für PV-Anlagen nach § 48 Abs. 2a EEG 2023 zu bekommen, müssen Anlagenbetreiber:innen mehrere kumulative Pflichten erfüllen:

- **Erstmalige Meldung:** Anlagenbetreiber:innen müssen dem Netzbetreiber vor der Inbetriebnahme der Solaranlage in Textform mitteilen, dass der gesamte erzeugte Strom vollständig eingespeist wird.
- **Fortlaufende Mitteilung:** Um die Volleinspeisevergütung für ein Kalenderjahr weiter zu erhalten, müssen Anlagenbetreiber:innen dem Netzbetreiber jeweils vor dem 1. Dezember des vorangegangenen Kalenderjahres in Textform mitgeteilt haben, dass der gesamte Strom für das Kalenderjahr eingespeist wird.

Die Mitteilung der Volleinspeisung gegenüber dem Netzbetreiber kann sowohl mit Wirkung für das nachfolgende Kalenderjahr als auch für mehrere Jahre erteilt werden. Die Festlegung kann kalenderjährlich geändert werden.

(Quelle, siehe <https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/haeufige-rechtsfrage/228>)

Diese verpflichtenden Mehrfach-Meldungen führen regelmäßig zu Anwendungsproblemen und bei Unwissenheit über die Rechtsfolgen sogar zum **Verlust der Anspruchsvoraussetzungen und zum Vergütungsausfall**. Denn Anlagenbetreiber:innen gehen verständlicherweise davon aus, dass ein bei Inbetriebsetzung der Anlage vorgelegtes Inbetriebsetzungsprotokoll, das gewählte Zählerkonzept und der Eintrag der Anlage im Marktstammdatenregister hinreichend sei, die Betriebsweise “Volleinspeisung” erstmals beim Netzbetreiber zu dokumentieren und damit den Anspruch auf den Volleinspeisebonus darzulegen.

Die Praxis ist allerdings eine andere: Anlagenbetreiber:innen werden aufgefordert, den Meldeprozess „Volleinspeisung“ noch einmal in einer vom Netzbetreiber vorgeschriebenen Form umzusetzen. Dabei regelt das Gesetz nur, dass die Meldungen in Textform i.S.v. § 126B BGB erfolgen müssen. Es enthält demnach nicht explizit das Recht des Netzbetreibers, Formvorgaben für die Erfüllung der entsprechenden Meldepflichten zu machen. Diese Unklarheiten bei der Anwendung des EEG stellen für beide Vertragspartner eine unnötige Hürde dar und sollten aus unserer Sicht entschlackt werden.

Wir schlagen vor, dass das Betriebskonzept der PV-Anlage (Eigenverbrauch, Volleinspeisung, Direktvermarktung) beim Netzanschluss der Anlage vom Netzbetreiber oder einem fachkundigen Dritten gemäß § 10 (1) EEG 2023 erstmals nachgewiesen und dokumentiert wird. Laut der Gesetzesbegründung ist die Volleinspeisung durch eine entsprechende mess- und eichrechtskonforme Messeinrichtung darzulegen. Das wird in aller Regel beim Netzanschluss durch die Übernahme des Messstellenbetriebs durch den grundzuständigen oder wettbewerblichen Messstellenbetreiber abgedeckt. Alle anderen technischen Grundlagen sind damit im Inbetriebsetzungsprotokoll der Anlage nachgewiesen. Handelt es sich um eine Volleinspeiseanlage, so

genügt dieser Nachweis, bis der Anlagenbetreiber die Betriebsweise der Anlage ändert. Eine zusätzliche Erklärung in Textform entfällt.

1.4 Volleinspeisebonus - Zusammenlegung mehrerer Anlagen

In § 48 Abs. 2a Satz 2 EEG 2023 sind Regelungen zur Anlagenzusammenfassung bei der Gewährung des Volleinspeisebonus formuliert. Ausweislich des Wortlauts dienen diese allerdings nur dem Zweck der Ermittlung der Höhe des Anspruchs nach § 48 Abs. 2a Satz 1 EEG 2023, also der Höhe des Anspruchs für die Volleinspeisung. Die Anlagenzusammenfassung zum Zweck der Ermittlung der Größe der Anlage, die für die 100-kW-Grenze (Direktvermarktungspflicht) bzw. 750 kW/1 MW-Schwelle (Ausschreibungspflicht) maßgeblich ist, wird hiervon nach derzeitiger Interpretation nicht berührt.

Dies hat erhebliche Auswirkungen auf die Umsetzung der Intention des Gesetzgebers, mit Hilfe des Volleinspeisebonus die Flächenpotenziale für Solarenergie umfassend zu nutzen und die Größe der Investition eben nicht auf den Eigenverbrauch vor Ort zu fokussieren: Wenn Investor:innen solargeeignete größere Flächen nutzen möchten (z.B. auf Gewerbedächern oder Mehrparteienhäusern) und dabei Eigenverbrauchsanlagen mit Volleinspeiseanlagen kombinieren, laufen sie bei mehreren, innerhalb von 12 Monaten errichteten Anlagen mit einer Gesamtleistung von 100 kWp Gefahr, durch die Zusammenlegung der Einzelanlagen in die Pflicht der Direktvermarktung bzw. bei größeren Flächen in die Pflicht der Ausschreibung zu kommen.

Damit wird die Lenkungswirkung des Volleinspeisebonus fast vollständig konterkariert. Wenn aus der zur Eigenversorgung konzipierten Anlage jeweils der nicht vor Ort genutzte Strom in das öffentliche Netz gespeist wird, so ist nach § 21 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2023 für Anlagen bis 200 kWp eine unentgeltliche Wertabnahme festgeschrieben. Die Bundesregierung begründet diese Regelung damit, dass Direktvermarktungsunternehmen den Strom aus Eigenverbrauchsanlagen nur schwer vermarkten und regeln können. Wir haben dieser gesetzlichen Regelung in unserer Stellungnahme widersprochen. Netzeingespeister Strom aus Erneuerbaren Energien sollte **mindestens mit dem Marktpreis vergütet werden**.

Im Fall des Volleinspeisebonus weiterer Anlagen, die innerhalb von 12 aufeinanderfolgenden Monaten auf dem gleichen Grundstück installiert werden, **konterkariert diese unentgeltliche Abnahme die zusätzlichen Einnahmen aus der Volleinspeiseanlage**. Der Bonus wird durch den wirtschaftlichen Verlust der Eigenverbrauchsanlage mindestens aufgebraucht. Investor:innen werden demnach weiterhin kein Interesse haben, die solargeeignete Fläche vollständig auszunutzen. Gleiches gilt bei Überschreiten der 750 kWp bei mehreren Anlagen und der anschließenden Pflicht zur Ausschreibung.

Wir schlagen deshalb vor, die Regelungen zur Zusammenfassung von EE-Anlagen bei der Gewährung eines Volleinspeisebonus weit zu fassen, indem man bei der Teilung der Anlagen die

Pflichten zur Direktvermarktung / Ausschreibung nur nach Größe der jeweiligen Einzelanlage bemisst.

1.5 Abrechnung von Solarstrom aus mehreren Anlagen mit Steckersolaranlagen

Mehrere Anlagen aus gleichartigen Erneuerbaren Energien können gemäß §24 (3) EEG über eine gemeinsame Messeinrichtung abgerechnet werden. Für die Berechnung der Einspeisevergütung erfolgt die Zuordnung der Strommengen im Verhältnis zu der installierten Leistung der Anlagen. Durch die erstmals im Solarpaket 1 festgeschriebene unentgeltliche Abnahme des Stroms aus Steckersolargeräten werden diese bei einer Einspeisung über eine gemeinsame Messeinrichtung mit 0 ct/kWh bewertet. Für Anlagenbetreiber von EEG-Anlagen im Eigenverbrauch entstehen bei der Berechnung der Einspeisevergütung fehlerhafte Abrechnungen, die - je nach Annahmen - zu einem wirtschaftlichen Nachteil oder einem leichten finanziellen Zugewinn führen. Insbesondere bei älteren Anlagen mit höheren Vergütungssätzen kann sich diese Veränderung bei der Berechnung der Einspeisevergütung deutlich zum Nachteil auswirken.

Die Ungleichbehandlung bei der Abrechnung von netzeingespeistem Strom wird ebenso offensichtlich, wenn in einem Mehrparteienhaus mehrere Balkonanlagen und eine vom Eigentümer betriebene Dachanlage gemeinsam an einem Netzanschlusspunkt einspeisen. Je nach Verbrauchsprofilen und Betriebsführung ergeben sich aus der zusätzlichen Netzeinspeisung von Steckersolargeräten Einnahmeverluste bzw. zusätzlichen Einnahmen des Dach-Solaranlagenbesitzers. Beide Ergebnisse sind für die Akzeptanz von Steckersolargeräten in Mietshäusern wenig förderlich. Das somit entstandene Spannungsfeld hätte vermieden werden können, wenn der netzeingespeiste Steckersolarstrom ebenso eine Vergütungsanspruch erhalten hätte – auch wenn die Zahlungen nur geringfügig gewesen wären.

Wir schlagen vor, die Abrechnung der Vergütungen bei mehreren Anlagen zzgl. Steckersolargeräten noch einmal auf den Prüfstein zu stellen, um eine exakte Zuordnung der Vergütungen für netzeingespeisten Solarstrom umzusetzen.

2) Vereinfachung zur gemeinsamen Abrechnung von Anlagen, bei denen Anlagen nach dem Marktintegrationsmodell (MIM) nach § 33 EEG 2012 beteiligt sind (§ 100 Nr. 9a EEG 2023 RefEntw)

Wir begrüßen ausdrücklich die vorgeschlagenen Neuerungen zur vereinfachten Abrechnung von MIM-Anlagen mit Nicht-MIM-Anlagen über eine gemeinsame Messeinrichtung. Das Ziel eines erleichterten Anlagenzubaus bei Vorhandensein entsprechender MIM-Anlagen kann unserer Sichtweise nach so erreicht werden.

Bedauerlich bleibt jedoch die aus § 33 EEG 2012 stammende Regulierung der Begrenzung der Förderung auf maximal 90 % des eingespeisten Stroms, wenn der in der MIM-Anlage erzeugte Strom

nicht separat erfasst wird. Im Sinne des Bürokratieabbaus ist die Vereinfachung der Umsetzung unter Inkaufnahme dieser Reduzierung jedoch zu befürworten.

Analog zur Änderung des §10 c EEG 2023 RefEntw schlagen wir jedoch eine Klarstellung vor, dass die Anwendung dieses Absatzes auch für alle Anlagen mit Inbetriebnahme vor dem EEG 2023 gilt.

3) Minimalstromverbräuche von Wechselrichtern (§10c EEG2023 RefEntw)

Wir begrüßen die Klarstellung, dass die Anwendung von § 10 c EEG23 RefEntw auch für Anlagen mit Inbetriebnahme vor dem EEG2023 gilt. Wir weisen jedoch erneut auf die Unstimmigkeit der Betreiberidentität hin, die die Personenidentität von PV-Anlagenbetreiber und Stromkunde fordert. Viele PV-Anlagen auf Wohngebäuden, bspw. von Energiegenossenschaften oder WEGs, bleiben somit von der Neuregelung des §10c EEG23 unberührt.

Wir empfehlen daher, diese Ungleichbehandlung aufzulösen, in dem in § 10c EEG 2023 formulierten Nebensatz “über eine andere Entnahmestelle bezogenen Verbrauchsmengen des Betreibers der Solaranlage in diesem Gebäude zugerechnet werden” den Bezug auf den Betreiber der Solaranlage ersatzlos zu streichen.

Weitergehend besteht kein Gesetzesanspruch auf die Anwendung dieser Regelung. Stromlieferanten können die Abrechnung über einen bestehenden Stromliefervertrag damit ohne Begründung verweigern. Bezug nehmend auf den neu formulierten Absatz §42c (6) EnWG RefEntw zum Energy Sharing möchten wir vorschlagen, die entsprechende Formulierung “Ein [...] Letztverbraucher kann von seinem Stromlieferanten verlangen, dass [...] [minimale Stromverbräuche], über einen im Gebäude den bestehenden Stromliefervertrag abgerechnet werden.” auch im §10 c EEG2023 anzuwenden, um damit eine gleichberechtigte Lösung festzuschreiben.

4) Stromsteuerbefreiung nach § 9 Abs. 3 StromStG

Wenn Betreiber:innen einer PV-Anlage den Strom direkt an Dritte (z. B. WEG, Mietende oder Nachbarschaft) liefern, kann hierfür unter bestimmten Voraussetzungen eine Stromsteuerbefreiung in Anspruch genommen werden. Die Stromsteuerbefreiung ist im Stromsteuergesetz (StromStG) geregelt, insbesondere in den §§ 9 und 10 StromStG, die die Steuerbefreiungen und Ermäßigungen für Strom aus erneuerbaren Energien definieren. Die Befreiung ist nicht automatisch und hängt von verschiedenen Faktoren ab, wie der Größe der Anlage, der Art der Nutzung des Stroms und dem Stromnetz.

Für Anlagen bis 2 MW besteht eine Stromsteuerbefreiung, sofern die Lieferung über ein Netz erfolgt, das nicht als öffentliches Stromnetz gilt. Das betrifft beispielsweise Direktlieferungen im Rahmen von Mieterstrommodellen oder Quartierslösungen.

Für Anlagen, die Strom aus Anlagen bis zu 1 MW erzeugen, wird die Erlaubnis allgemein erteilt und muss nicht förmlich beantragt werden. Diese Vereinfachung wird aber dadurch konterkariert, dass PV-Betreibende sich dennoch als Versorger beim zuständigen Hauptzollamt anmelden müssen. Hierfür müssen verschiedene Formulare genutzt werden.

Diese Meldung als Stromlieferant ist verpflichtend, unabhängig davon, ob es sich um kleine Anlagen bis 100 kW handelt oder größere Investitionen bis 1 MW geplant sind. Zusätzlich wird eine jährliche Anzeige der entnommenen Strommenge verlangt. Die Anträge müssen über das zuständige Hauptzollamt erfolgen und stellen die Bürger:innen vor große Herausforderungen.

Wir schlagen vor, vereinfachte Lösungen zu definieren. Alle Betreiber von Mieterstromprojekten und Quartierslösungen bis zu einer Größe von 1 MW müssen sich weder beim Hauptzollamt als Lieferant eintragen noch eine jährliche Bestätigung über die gelieferten EE-Strommengen melden. Sollte dies nicht möglich sein, empfehlen wir eine Bagatellgröße von z.B. 400 kWp festzulegen.

5) Weitere Vorschläge zum Bürokratieabbau

Die Bundesregierung hat bereit 2022 mit dem Papier zur neuen PV-Strategie angekündigt, zum Bürokratieabbau beizutragen. Wir vom Solarenergie-Förderverein Deutschland haben seitdem zahlreiche Ideen zum Bürokratieabbau an die zuständigen Stellen im Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) gesandt. Einige davon wurden aufgegriffen, aber längst nicht alle. Hier finden Sie eine Übersicht:

<https://www.sfv.de/aktuelles/buerokratie-abbauen-eeg2023>