

Aachen, den 24.10.2024

Stellungnahme des Solarenergie-Förderverein Deutschland zum

“Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts im Bereich der Endkundenmärkte, des Netzausbaus und der Netzregulierung” vom 16.10.2024

Eine kritische Anmerkung vorab

Stellungnahmen zu Gesetzentwürfen mit einer sehr kurzen Fristsetzung zu erarbeiten, ist in den letzten Jahren nicht unüblich gewesen; hierin liegt eine grundsätzliche Problematik bei der Verbändebeteiligung. Die im vorliegenden Fall gesetzte Frist von zwei Tagen erscheint aber selbst in diesem Kontext als ungewöhnlich. Sie nährt den Verdacht, dass eine fachkundige Kritik nicht erwünscht ist.

Da es sich bei den vorgeschlagenen Änderungen zum Energiewirtschaftsrecht – vor allem beim Ausbau Erneuerbarer Energien – nicht nur um Anpassungen handelt, sondern um einen fundamentalen Richtungswechsel, ist die Hektik aus unserer Sicht auch völlig unangemessen. Vorgeschlagen wird ja immerhin nicht weniger als das Ende der sicheren Finanzierbarkeit der Energiewende und ein vorgezogenes Ende der EEG-Förderung.

Dafür, ein Konvolut von 288 Seiten (um von der gleichzeitig versandten Verordnung zum Marktstammdatenregister gar nicht zu reden) in dieser knappen Zeit aus- und bewerten zu können, wäre es überdies hilfreich gewesen, wenn der Text sich in einem besseren Redaktionszustand befunden hätte. Die mehrfachen Fehlnummerierungen von Absätzen und Ziffern fördern z.B. keineswegs eine stringente Würdigung des Textkorpus. Nach unserer Überzeugung ist der vorliegende Gesetzentwurf – unbeschadet der nachfolgenden Detailkritiken – ungeeignet für die laufende Gesetzgebung. Er sollte zurückgezogen werden, und ein zielführender Gesamtentwurf zur Lösung aktueller Probleme der Netzstabilität und der Marktoptimierung sollte mit der gebotenen Sorgfalt neu ausgearbeitet werden.

Inhaltsverzeichnis

Eine kritische Anmerkung vorab	1
Inhaltsverzeichnis	2
Allgemeine Bemerkungen	2
Zu den Regelungen im Einzelnen:	5
Änderungen im EEG 2023	5
zu § 9 (2) EEG 2023	5
zu § 9 (2a) EEG 2023	6
zu § 10c EEG 2023	6
zu § 12 (3) EEG 2023	6
zu § 19 (3ff) EEG	7
zu § 21 EEG	7
zu § 21b EEG	8
zu § 28b EEG	9
zu § 48 (2a) EEG	9
zu § 51 EEG	10
zu §§ 52 und 52a EEG	10
zu § 94 EEG	10
Änderungen im EnWG	11
zu § 11 (3) EnWG	11
zu § 13l EnWG	11
zu § 14e (2) EnWG	11
zu § 17 EnWG	11
zu § 17a EnWG	12
zu § 17c EnWG	12
zu § 41a EnWG	12
zu § 41f EnWG	12
zu § 42c EnWG (Energy Sharing)	12
Änderungen im Messstellenbetriebsgesetz (MsbG)	13
zu § 29 MsbG	13
zu § 30 MsbG	14
zu §§ 30, 34 und 35 MsbG	14

Allgemeine Bemerkungen

1. Zweifellos reagiert der Gesetzentwurf auf eine ernste Problematik, die zum Handeln zwingt. Auf diese **Problematik des nicht bedarfsgerecht anfallenden Angebots von Strom** aus Erneuerbaren Energien hat der SFV **seit vielen Jahren hingewiesen**, ohne dass dies nennenswerten Niederschlag in der Gesetzgebung gefunden hätte. Wenn es in dem Papier heißt: „Temporäre Erzeugungsüberschüsse sind eine Entwicklung, die in der zuletzt aufgetretenen Frequenz und dem Ausmaß nicht zu erwarten war“ (S. 4), so lässt sich dies bestenfalls als Armutszeugnis

interpretieren. Nun wird in geradezu panischer Weise reagiert, und zwar mit völlig überzogenen Hebeln.

2. Der Übergang zu einem widerstandsfähigen Energiesystem ist dringend. Hier müssen alle Möglichkeiten zur Steigerung der Flexibilität genutzt werden. So steht in der Problembeschreibung des Entwurfs (S. 2), dem Problem zunehmender Stromüberschüsse könne „durch **zusätzliche Flexibilisierungsanreize** wirksam begegnet werden“. Leider **fehlen** diese Anreize im vorliegenden Gesetzesvorhaben. Der Hebel wird fast ausschließlich beim Ausbau der Erneuerbaren Energien angesetzt. Solar- und Windenergieprojekte sollen stranguliert werden. Dies ist nicht nur deswegen hochproblematisch, weil Investor:innen in zukunftsfähige Energien für die Versäumnisse der Bundespolitik bestraft werden sollen; in Zeiten der ungebremsten Erderhitzung ist es auch die denkbar schlechteste Reaktion. Übrigens ist die Bundesregierung [verfassungsgerichtlich](#) zu **verstärkten Klimaschutz-Anstrengungen verpflichtet** worden. Dies wird durch den vorliegenden Entwurf eklatant missachtet.
3. Resilienz und Flexibilität erzeugt man mit **Stromspeichern** und der **Optimierung des Lastmanagements**. Dabei ist die schnellere **Abschaltung unflexibler fossiler Kohlekraftwerke** unerlässlich. (Auch der Zubau von weiteren fossilen LNG-Kraftwerken – nach dem Kraftwerkssicherheitsgesetz immerhin 7 GW – heizt das Klima an. LNG ist nach einer aktuellen [Veröffentlichung](#) im „Spektrum der Wissenschaft“ um 33% klimaschädlicher als Kohle.)
4. Das Phänomen zunehmender **negativer bzw. sehr niedriger Börsenstrompreise** müsste nach den Marktmechanismen einen sehr starken **Anreiz zum Aufbau von Speicherkapazitäten** liefern. Solche Anreize werden dringend benötigt. Die gesetzgeberische Tätigkeit sollte sich darauf konzentrieren, hier Hürden aus dem Weg zu räumen und den Speicherausbau in ökologisch und netzdienlich sinnvolle Richtung zu lenken. Energiespeicher müssen eine zentrale Rolle in der Energiewende spielen, nicht als Mittel zur „Entsorgung“ von überschüssigem Strom aus erneuerbaren Energien, sondern zur Anpassung des Dargebots an den Bedarf. Darüber hinaus muss die **Sektorenkopplung** gefördert werden, indem beispielsweise Nahwärmenetze mit Wärmespeichern als Stromabnehmer genutzt werden. Der Ausbau Erneuerbarer Energien und Speichersysteme muss gemeinsam gedacht werden, zum Beispiel durch den Einsatz von Hybrid-Kraftwerken. Auch das **grenzüberschreitende Design von Stromhandel und Stromspeicherung** bietet Potenziale, um die Flexibilität und Stabilität des Strommarkts zu erhöhen. – Von alledem findet sich nur sehr wenig im vorliegenden Gesetzentwurf. Es ist bezeichnend, dass das Wort „Sektorenkopplung“ in dem gesamten Text nicht einmal auftaucht.
5. Bestehende **Biogasanlagen**, die zuverlässige Leistung bereitstellen können, können die schwankende Einspeisung aus Erneuerbaren Energien ausgleichen. Der Flexibilitäts-Fördermechanismus ist bereits seit 2012 im EEG verankert. Offensichtlich sind die Anreize nicht hinreichend und die regulatorischen Maßnahmen verbesserungswürdig. Jedenfalls könnten die ca. 10.000 Biogasanlagen mit einer elektrischen Leistung von 6 GW in Deutschland eine wichtige **Rolle bei der Stabilisierung des Netzes** erbringen. – Ähnlich netzdienlich könnten

mittelfristig auch die Potenziale der **Geothermie** genutzt werden. Dieser Begriff kommt in dem Gesetzesvorhaben nicht einmal vor.

6. Die Einführung **dynamischer Stromtarife** für Endverbraucher mit einem benutzerfreundlichen „keep it simple“-Ansatz **kann das Lastmanagement erheblich verbessern**. Steuerbare Lasten – wie Heimspeicher, Wärmepumpen und Wallboxen für Elektrofahrzeuge, aber auch viele industrielle Prozesse – bieten enorme Flexibilitätspotenziale. Technologien wie das **bidirektionale Laden**, bei dem Elektrofahrzeuge als mobile Energiespeicher dienen, müssen ebenfalls gefördert werden. Zudem können auch Modelle wie **Energy Sharing** und quartiersbasierte Lösungen Dienstleistungen für die Netzstabilität liefern. Sie müssten dafür entsprechend gefördert werden. Z.B. sollten zügig verringerte Netzentgelte für besonders netzdienliche Standorte und Strukturen eingeführt werden, um den Ausbau der Erneuerbaren gerade dort zu fördern.
7. Die Bundesregierung richtet ihr Augenmerk stattdessen fast ausschließlich auf die **neuerliche Strangulierung des Ausbaus Erneuerbarer Energien**, insbesondere der Photovoltaik, durch finanzielle Bestrafung bis hin zu Einspeiseverböten und „negativen Vergütungen“. Das BMWK, das noch vor zwei Jahren mit Nachdruck alle verfügbaren Potenziale mobilisieren und die Dächer Deutschlands für Photovoltaik (PV) erschließen wollte, vollzieht damit eine 180-Grad-Wende. Damit wird sich das volkswirtschaftliche Desaster, das durch die Bundesregierungen um das Jahr 2010 herum angerichtet wurde, erwartbar wiederholen:
8. Erneut wird Unternehmen, die in Erwartung eines starken Wachstums der Solarbranche investiert und neues Personal eingestellt haben, insbesondere **Installationsbetrieben**, von heute auf morgen **der Boden unter den Füßen weggezogen**. Rund 90 Prozent der aktuell installierten Anlagen weisen eine Leistung von bis zu 25 kW auf, und [2023 entfiel](#) mehr als die Hälfte der neu installierten Kapazität (ca. 7,5 GW) auf Anlagen bis 30 kW. Dieses Segment steht durch die geplanten Änderungen besonders unter Druck, da die Wirtschaftlichkeit dieser Anlagen erheblich gefährdet wird.
9. Mit der geplanten Reduktion der maximalen Einspeisewirkleistung am Netzanschlusspunkt auf 50 Prozent droht der **Verlust dringend benötigter Strommengen für die Energiewende**. Bei einer Kappung auf 50 % der PV-Spitzenleistung entgehen den Betreibern bei Volleinspeisung rund 20% des maximal möglichen jährlichen Energieertrags. Dieser Ertragsverlust ist wirtschaftlich fatal. Die geplanten Einschränkungen untergraben so die gemeinschaftliche Energiewende und richten den Fokus der möglicherweise noch verbleibenden Investor:innen ausschließlich auf den Eigenverbrauch. Die Folge könnte die verstärkte Installation von sogenannten Nulleinspeiseanlagen sein, die nur für den Eigenbedarf Strom produzieren und keine Überschüsse ins Netz einspeisen.
10. Netzdienliche und ökologisch nachhaltige Lösungen, die derzeit erprobt werden – wie beispielsweise **Quartierspeicher**, die überschüssigen Solarstrom lokal speichern und bei Bedarf zur Verfügung stellen könnten – werden in dem Szenario der auf Eigenverbrauch optimierten

Anlagen bzw. Nulleinspeiseanlagen kaum Anwendung finden. Dabei bieten gerade solche Speicheranlagen eine wertvolle Möglichkeit, systemdienliche Netzleistungen zu erbringen und die Energiewende aktiv zu unterstützen.

11. Ebenso wird den Investor:innen von PV-Mieterstrom und PV-Anlagen auf Gewerbedächern die wirtschaftliche Grundlage weitestgehend entzogen. **Angesichts drohender Abregelungen bei negativen Strompreisen findet man keine Basis für Finanzierungen** und gemeinschaftliche Projekte. Die Bürgerenergiegewende wird auch in diesem Segment stranguliert.
12. Der Gesetzentwurf reagiert zur gleichen Zeit auf eine ernste Problematik *und* auf eine Entwicklung im **öffentlichen Diskurs**. Das sind zwei verschiedene Dinge: Die seit Monaten zu beobachtende Konjunktur des Themas „Negative Strompreise“ wird zum großen Teil mit populistischen Mitteln geführt; der SFV hat das im Einzelfall [exemplarisch analysiert](#). Es wäre wünschenswert, dass sich die Bundesregierung mehr an der tatsächlichen Problemlage orientiert als an derartigen interessegeleiteten Kampagnen. Dass es nicht erfolversprechend ist, hinter ideologisch motivierten Polemiken herzustolpern, statt das Notwendige durch kluge und offensive Öffentlichkeitsarbeit populär zu machen, sollte die Kontroverse um das aktuelle **Gebäudeenergiegesetz** hinreichend gezeigt haben.

Zu den Regelungen im Einzelnen:

Es war uns in der Kürze der Zeit selbstverständlich nicht möglich, die geplanten Gesetzesänderungen umfassend zu kommentieren. Wir konzentrieren uns deshalb in kurzen Statements auf einige von uns als besonders kritisch herausgestellte Passagen. Da eine umfassende Analyse des komplexen Regelwerks in der kurzen zur Verfügung stehenden Zeit nicht vollständig möglich war, könnten in einzelnen Punkten Interpretationsfehler aufgetreten sein. Eine Reihe von Kommentaren zu einzelnen vorgesehenen Bestimmungen können wir nachreichen, wenn uns hierfür eine angemessene Frist eingeräumt wird.

Änderungen im EEG 2023

zu § 9 (2) EEG 2023

Dass Anlagen zwischen 2 und 25 kW Leistung die maximale **Wirkleistungseinspeisung auf 50 Prozent der installierten Leistung begrenzen** müssen, solange noch kein intelligentes Messsystem installiert wurde, erscheint uns als die paradigmatische Formulierung des gesamten Gesetzentwurfs. Nirgendwo wird deutlicher als hier, dass eine Beendigung der dezentralen Energiewende das Ziel dieses Vorhabens ist. Denn kaum eine Anlage wird in diesem Segment noch gebaut werden, bei der Netzeinspeisung zu den Investitionsmotiven

gehört. Die Investor:innen werden gezwungen, einen großen Teil des geernteten Stroms zu vernichten. Sie tragen überdies das alleinige Risiko für Verzögerungen beim Smart-Meter-Rollout.

zu § 9 (2a) EEG 2023

Dass die jährliche **100-€-Entschädigungs-Regelung** bis zur erfolgreichen Testung der Regelbarkeit des iMSys durch den Netzbetreiber **nicht für Anlagen bis 25 kWp** gilt, ist sicher dem Umstand geschuldet, dass ein solcher Arbeitsaufwand für Kleinanlagen, die über 50 % der Gesamtkapazität von Solaranlagen ausmachen, zu umfangreich wäre. Allerdings drängt sich hier auch die Frage auf, ob diese Anlagen zukünftig überhaupt eine nennenswerte Rolle beim Erhalt der Netzstabilität erhalten sollen.

zu § 10c EEG 2023

Hier geht es um die Abrechnung der **Minimalverbräuche der Wechselrichter** von Volleinspeiseanlagen im Standby. Der Gesetzgeber plant, die Abrechnung der Minimalbezüge über vorhandene Strombezugsverträge der Anlagenbetreibenden am Standort nun nicht mehr nur für Neuanlagen, sondern auch für ältere Anlagen zu ermöglichen. Das ist erfreulich. Dennoch bleibt das Problem bestehen, dass die Verrechnung dieser minimalen Wechselstrombezüge nur dann geltend gemacht werden kann, wenn der/die Anlagenbetreibende am Anlagenstandort über einen vorhandenen Stromliefervertrag versorgt wird. Auf Dächern vermieteter Häuser, Gewerbedächern ohne Strombezug etc. läuft die Regel weiterhin leer.

zu § 12 (3) EEG 2023

Hier wird eine neue Berechnungsformel zur Bestimmung der **Unzumutbarkeit des Netzausbaus** eingeführt. Hintergrund dafür ist, dass Netzbetreiber den Anschluss von EE-Anlagen ablehnen können, wenn die daraus folgenden Kosten für Netzverstärkung, -optimierung und -ausbau wirtschaftlich unzumutbar sind. Dies gilt für alle Anlagen, auch für Anlagen unter 30 kWp. In der Rechtspraxis bemessen Netzbetreiber die Unzumutbarkeit derzeit noch anhand der sogenannten 25%-Regel. Diese basiert auf der Begründung zu § 4 (2) Satz 2 EEG 2004, wonach der Netzausbau „verhältnismäßig und damit zumutbar“ sei, „wenn die Kosten des Ausbaus 25 % der Kosten der Errichtung der Stromerzeugungsanlage nicht überschreiten.“ Seit dem EEG 2004 sind 18 Jahre vergangen! Die Investitionskosten pro kW haben sich deutlich reduziert. Kostete eine 1-KW-Anlage in 2004 noch ca. 5.000 €, zahlt man heute häufig für die gleiche Größe nur noch ein Drittel. Es liegt also nahe, dass die Anwendung der 25%-Regel nicht mehr sachgemäß sein kann.

Die geplante Neuregelung definiert, dass „Maßnahmen (...) als wirtschaftlich zumutbar (gelten), wenn die dafür kalkulierten Kosten in Relation zu der über die Nutzungsdauer der anzuschließenden Anlage zu erwartenden Stromerzeugung den Betrag von 15 Euro pro

Megawattstunde nicht überschreiten, es sei denn, die Kosten stellen für den Netzbetreiber eine unbillige Härte dar. “

Außerdem gibt es laut Gesetzesentwurf für Netzbetreiber noch die Möglichkeit, auf “unbillige Härte” zu plädieren. Hier liegt die widerlegbare Vermutung nahe, dass Investitionen in den Ausbau der Verteilnetze für weitere EE-Anlagen nicht zwingend im Fokus des Gesetzgebers verankert sind. Wir begrüßen, dass die Präzisierung der Regelung zur Bestimmung der Unzumutbarkeit des Netzausbaus vorbereitet wird. Allerdings befürchten wir, dass die 15-Euro-Festlegung pro MWh und Nutzungszeit den Anforderungen an den vorausschauenden Ausbau der Verteilnetze gerecht wird. Es benötigt umfassende Investitionen in Verteilnetze. Die Ablehnung des Netzausbaus für den Anschluss von EE-Anlagen darf nur eine Ausnahme sein (z.B. für entlegene Hütten).

zu § 19 (3ff) EEG

Zwischengespeicherter Solarstrom wird bei Einspeisung in das Netz so vergütet, als wäre er unmittelbar eingespeist worden. **Es fehlt bislang ein Anreiz, netzdienlich zu speichern**, denn wegen der Umwandlungsverluste bekommt man dann weniger als bei der direkten Einspeisung des erzeugten Solarstroms. Eine Teilnahme am Strommarkt könnte das lösen. PV-Betreibende würden variable Stromtarife nutzen, um den Strom im Speicher zwischenzuspeichern und zu einem späteren Zeitpunkt netzdienlich zu höheren Preisen anzubieten.

Durch das Prinzip der Ausschließlichkeit (ausschließlich mit EE-Strom geladene Speicher) ist ein netzdienliches Verhalten der bundesweit vorhandenen Speicherkapazität bei Hausspeichern von insgesamt mehr als 10 GWh stark eingeschränkt. Die in Absatz 3b formulierte **“Abgrenzungsoption” eröffnet die Möglichkeit für Mischstromspeicher**. Sie soll auch als Option von bidirektional genutzten Speichern in Kombination mit einer EE-Anlage genutzt werden. Durch die Möglichkeit der Abgrenzung der anteilig förderfähigen Strommenge aus der EE-Anlage kann dieser Speicher am Strommarkt teilnehmen. Für den Anteil des im Stromspeicher geladenen Solarstroms und der daraus folgenden zeitgleich in das Netz eingespeisten Strommenge kann die EEG-Förderung in Anspruch genommen werden. Die hierfür erforderliche Software inkl. Viertelstunden-Messung verursacht Zusatzkosten. Und nicht alle derzeit eingebauten Speicher können hier beteiligt werden. Die verstärkte netzdienliche Nutzung von Mischstromspeichern könnte aus unserer Sicht über eine **Flex-Prämie** angeregt und damit aufgefangen werden.

Darüber hinaus fehlen noch immer die Möglichkeiten, die zunehmenden Speicher der Elektromobilität über **bidirektionales Laden** für die Sicherstellung der Netzstabilität zu integrieren.

zu § 21 EEG

Anlagen zwischen 25 und 100 kWp werden schrittweise aus der Einspeisevergütung nach § 19 EEG herausgenommen und in die **Direktvermarktung** gedrängt. Anlagen dieser Größenordnung

werden häufig von Gewerbebetrieben oder von Hausgemeinschaften mit dem primären Ziel des Eigenverbrauchs betrieben. Für die kaum kalkulierbaren einzuspeisenden Reststrommengen wird sich meistens kein Vermarkter finden, so dass für diese Anlagen nach den gesetzlichen Regelungen der “unentgeltlichen Wertabnahme” keinerlei Einspeisevergütung mehr bezahlt wird. Diese Kappung wird auch in diesem Segment die Investitionstätigkeit zum Erliegen bringen.

Durch die **gestaffelte Absenkung der Direktvermarktungsgrenze werden vor allem Mieterstromprojekte nachhaltig behindert**. Diese Investitionen brauchen ein klares Förderregime, denn die Planung, Finanzierung und Verwaltung der Anlagen ist komplex und kostenaufwändig. Die Mehrkosten werden über den Verkauf des Solarstroms auf die Mietparteien umgelegt. Bei steigenden Risiken und Kosten ist dies kaum machbar. Betriebskonzepte wie das Einzählermodell, die Allgemeinstromversorgung (z.B. von Wärmepumpen) oder die Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung (GGV) werden zukünftig immer weniger realisiert werden, da die Wirtschaftlichkeit der Projekte in aller Regel davon abhängig ist, dass für die eingespeiste Strommenge noch eine Einspeisevergütung geltend gemacht werden kann. Ebenso werden geplante Mieterstromkonzepte häufig zunächst als Volleinspeiseanlagen aufgesetzt, um sie später in ein angepasstes Mieterstromkonzept umzuwandeln.

Die geplanten Neuregelungen legen demnach die Vermutung nahe, dass die Bundesregierung – entgegen den Verlautbarungen im PV-Strategiepapier – **immer weniger Menschen an der Energiewende teilhaben** lassen möchte. Dies gefährdet nicht nur die Akzeptanz für die umfassende Transformation unseres Energiesystems, **es schließt auch Millionen Menschen von den Vorzügen einer preiswerten, regionalen Energieversorgung vor Ort aus und ist deshalb auch sozialpolitisch kontraproduktiv**.

Es muss festgestellt werden, dass die **optionale Begrenzung der maximalen Wirkleistung am Netzanschlusspunkt auf 30 % für Anlagen bis 100 kWp** als Ausnahme von der Direktvermarktungspflicht die oben genannten Sorgenfälle nicht auffängt. Es gibt genügend Fälle, bei denen diese Begrenzung zu unkalkulierbaren Mindereinnahmen führen wird: Mieterstrom, wenn nur ein kleiner Teil der Mieter mitmachen will (meist sind es nur ca. 30-50 %); Allgemeinstromversorgungs-Konzepte; Mieterstrom in kleinen Mehrparteienhäusern mit ausgedehnten Dach- und Nebenflächen (z.B. Garagen) usw. In jedem Fall werden sich etwaige Investor:innen mit der Aufgabe auseinandersetzen, die Größe der Anlage so zu optimieren, dass der Solarstrom möglichst passgenau zu den teilnehmenden Mietern passt. **Für die Energiewende geeignete Dachflächen bleiben dann ungenutzt**.

zu § 21b EEG

Der bislang mögliche **monatliche Wechsel der Veräußerungsform** wird für alle Anlagen abgeschafft, die bereits “mindestens einmal der Marktprämie oder der sonstigen Direktvermarktung zugeordnet” waren. In Fällen, in denen sich diese Veräußerungsform nicht

bewährt hatte oder ein Vermarkter nicht mehr gefunden werden konnte, führt dies zu unbilligen Härten.

zu § 28b EEG

Die **verpflichtende Ausschreibung von Dachanlagen schon ab 750 kW (vorher: ab 1 MW)** behindert Investoren von PV auf Gewerbedächern. Gerade diese Investor:innen wären prädestiniert, durch netzdienliche Speicher den Strommarkt zu flexibilisieren.

zu § 48 (2a) EEG

Wir haben im Sommer diesen Jahres folgende dringende Problemstellung an das BMWK herangetragen, die zu einem wesentlichen Bürokratieabbau bei Volleinspeiseanlagen beitragen würde. Leider wurde sie auch diesmal nicht aufgegriffen. Es geht um folgendes: Um eine höhere Vergütung für PV-Anlagen nach § 48 Abs. 2a EEG 2023 zu bekommen, müssen Anlagenbetreiber:innen mehrere kumulative Pflichten erfüllen:

Erstmalige Meldung: Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber müssen dem Netzbetreiber vor der Inbetriebnahme der Solaranlage in Textform mitteilen, dass der gesamt erzeugte Strom eingespeist wird.

Fortlaufende Mitteilung: Um die Volleinspeisevergütung für ein Kalenderjahr weiter zu erhalten, **müssen Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber 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](#).

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 erstmalig 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.

zu § 51 EEG

Die **Reduzierung des anzulegenden Wertes für eingespeisten Strom auf Null bei negativen Spotmarkt-Preisen wird weiter verschärft**. Sie gilt nun sofort für jeden Zeitraum, in dem der Strompreis negativ ist. Dies führt zu einer weiteren Verschlechterung und Verunsicherung der Gesamtkalkulation für mögliche Investor:innen.

§ 51a **Verlängerung des Vergütungszeitraums bei negativen Preisen**: Für Solaranlagen wird die Zahl der zu verlängernden Viertelstunden halbiert. Diese sollen anhand eines monatlich errechneten Kontingents an den Vergütungszeitraum angehängt werden. Ob dieses Angebot eine sichere Finanzierungsgrundlage darstellt, werden **Kreditinstitute** bewerten müssen.

zu §§ 52 und 52a EEG

Die ohnedies schon aufgeblähte **Liste von pönalisierbaren Tatbeständen** wird um den Verstoß gegen die Abregelung der Einspeisung auf 30% ergänzt (Abs.1 Nr. 1). Zudem wird ein neuer, dreizehnter Pönal-Tatbestand hinzugefügt: Verstoß gegen § 29 (5). Da der § 29 nur zwei Absätze aufweist, dürfte diese Bestimmung ins Leere gehen.

Zusätzlich wird nun als neuer § 52a die Netztrennung bei schweren Pflichtverstößen geregelt. Dem Netzbetreiber werden hier quasi-polizeiliche Befugnisse verliehen. Es stellt sich die Frage, ob die Erfahrungen der Vergangenheit die in diesen beiden Paragraphen zutage tretende Kultur des Misstrauens rechtfertigen.

zu § 94 EEG

Das BMWK wird ermächtigt, grundsätzliche **Einspeiseverbote für bestimmte Zeitfenster** zu erlassen, sowie dazu, den anzulegenden Wert für Zeiten, zu denen der Spotmarktpreis negativ ist, auf einen Wert **unter Null** festzusetzen; ferner zu nicht näher bestimmten "weiteren Maßnahmen zur Begrenzung der Einspeiseleistung". Hier wird das EEG endgültig zu einem Abwehrinstrument gegen Erneuerbare Energien umgestaltet.

Änderungen im EnWG

zu § 11 (3) EnWG

Anstatt den Netzbetreibern eine umfassende Befugnis zum Aufbau und Verwalten von Speicherinfrastruktur zu übertragen, wird die Verantwortlichkeit dieser kompetenten, handlungsfähigen Akteure unzureichend ausgebaut. Die neuen Regelungen zu Haftungsbeschränkungen sollten zwingend durch eine weitreichende Kompetenz der Netzbetreiber ergänzt werden.

In unserem aus dem Jahr 2018 stammenden Vorschlag [SFV-SMARD](#), den wir auch beim BMWK vorgestellt haben, wurden Eckpunkte der benötigten **Verantwortlichkeit von Netzbetreibern** vorgestellt. Sie basieren auf der Idee, dass **Netzbetreiber die volkswirtschaftliche Aufgabe bekommen, Strom räumlich und zeitlich zu verteilen**. Für diese Aufgabe sollen sie das Recht bekommen, neben dem Bau und Betrieb von Leitungen auch Speicher zu errichten, deren Vollkosten (inkl. garantierter Rendite) sie auf die Netzentgelte umlegen. Diese Aufgabe kann auch an Externe, insbesondere Genossenschaften delegiert werden. Gerade Netzbetreiber wären anhand ihrer Kompetenz bestens gerüstet, den Speicherbedarf abzuschätzen und mit notwendigen Maßnahmen zu reagieren

zu § 13I EnWG

Wir unterstützen die erweiterten Eingriffsmöglichkeiten der Übertragungsnetzbetreiber, insbesondere das erweiterte Umrüstverlangen zur Nachnutzung von **Schwungmassen** in ehemaligen fossilen Kraftwerken. Ebenso begrüßen wir die Möglichkeit, von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien die Bereitstellung von Blindleistung und Kurzfristleistung zu verlangen. Die Höhe der Kostenerstattung bei fossilen Kohlekraftwerken, die auf Grund ihrer ungenügenden Regelbarkeit zu den Hauptverursachern der Preisverwerfungen am Strommarkt zählen, sollte jedoch dringend in Frage gestellt werden.

zu § 14e (2) EnWG

Hier gibt es einen Fehler bei der Festlegung des Beginns der Änderung (1. Januar 2024).

zu § 17 EnWG

Durch die zeitweise statische und dynamische Begrenzung der maximalen Entnahme- oder Einspeiseleistung können EE-Anlagen vorübergehend angeschlossen werden. Diese Lösung ist begrüßenswert. Allerdings fehlen unserer Auffassung nach Regelungen, die einen **wirtschaftlichen Ausgleich der temporären Abregelung** schaffen. Für Anlageninvestor:innen besteht so die Gefahr, dass sich vorübergehende Lösungen zu dauerhaften Anschlussituationen entwickeln und Netzbetreiber den Ausbau der Netze nicht mit der

erforderlichen Dynamik voranbringen. Für ihr netzdienliches Verhalten würden die Investor:innen dann finanziell bestraft.

zu § 17a EnWG

Hier stellt sich uns die Frage, inwieweit die in Absatz 1 definierte Frist von drei Monaten mit den Informationspflichten bei Netzanschlussbegehren nach § 8 (6) EEG 2023 kompatibel ist.

zu § 17c EnWG

Dieser Paragraph verdeutlicht das seit Jahren offensichtliche Versäumnis der Bundesregierung, die Digitalisierung der Energiewende mit der nötigen Dynamik voranzutreiben. **Digitale Netzanschlussportale erst in drei Jahren zur Pflicht zu machen, ist ein einschneidendes Hindernis für die Energiewende.**

zu § 41a EnWG

Im Zusammenhang mit den Regelungen zu variablen bzw. dynamischen Stromtarifen fehlt eine Bestimmung, welche den Betreibern von Heimspeichern die Möglichkeit gibt, die damit verbundenen Preisvorteile mit Hilfe ihrer Speicher zu nutzen. Gerade in den Wintermonaten sind PV-Heimspeicher oft nicht ausgelastet; sie könnten zum **netzdienlichen Ausgleich** beitragen, wenn die Regularien es erlauben würden, PV-Energie und Netz-Energie gleichzeitig im Speicher zu nutzen. Hierfür wäre § 19 (3) EEG entsprechend anzupassen.

zu § 41f EnWG

Dieser Paragraph enthält zahlreiche Regelungen zur Versorgungsunterbrechung, wenn Haushaltskunden die Stromkosten nicht mehr zahlen können. Die sehr langen Bestimmungen (S. 25 bis 28) sollten aus sozialpolitischen Erwägungen durch den kurzen Satz ersetzt werden: „Versorgungsunterbrechungen wegen Nichtzahlung sind bei Haushaltskunden unzulässig.“

In diesem Zusammenhang erinnern wir an das Koalitionspapier der Bundesregierung, nach dem ein **Klimageld** zur Abfederung von Strompreissteigerungen ausgeschüttet werden sollte. Dieses Vorhaben wurde anscheinend ad acta gelegt.

zu § 42c EnWG (**Energy Sharing**)

An dieser Stelle möchten wir zunächst auf unsere Kritik in der Stellungnahme vom 10.9.2024 auf den ersten Entwurf zum “Gesetz über Änderungen des Energiewirtschaftsrechts im Bereich der Endkundenmärkte, des Netzausbaus und der Netzregulierung” vom 27.08.2024 verweisen.

Dort betonten wir, dass der Erfolg von **Energy-Sharing-Konzepten** in entscheidendem Maße von einfachen Regelungen und zusätzlichen Förderungen abhängt. An diesen mangelt es allerdings in dem vorgelegten § 42c EnWG eklatant. Es ist wesentlich, dass die Umsetzung

der EU-rechtlichen Vorgaben in nationales Recht nicht lediglich als symbolischer Akt oder Alibi betrachtet wird. Das gilt insbesondere auch deshalb, weil Energy Sharing durch ein verbessertes Lastmanagement zu Netzentlastungen beitragen kann.

Bleibt es bei den vorgestellten Minimal-Lösungen, so wird Energy Sharing – auch im Zusammenspiel mit den im EEG vorbereiteten Änderungen zur Begrenzung der Wirkleistungseinspeisung bei Anlagen ab 2 kWp, mit der neuen, in drei Stufen eingerichteten Direktvermarktungspflicht für Anlagen unter 100 kWp, und mit den mehr als verdoppelten Messkosten gemäß den neuen Preisobergrenzen im MsbG – keine Chance haben. Weder Investor:innen in EE-Anlagen (insbesondere PV-Anlagen), noch Letztverbraucher werden ein Interesse haben, diese wirtschaftlichen Risiken und Zusatzkosten zu tragen. Für Letztverbraucher, die aus finanziellen Gründen oder aus Gründen der fehlenden solaren Flächen nicht an der Energiewende teilnehmen können, sind die neuen Regelungen kaum zu stemmen. Welche Mieter und welche Mieterin werden höhere Kosten für intelligente Messsysteme in Kauf nehmen, um den temporär angebotenen Solarstrom aus der Nachbarschaft in Stromrechnungen zu verrechnen? Welche Mietende riskiert freiwillig, dass der Reststromlieferant aufgrund veränderten Stromverbrauchs die Preise erhöht? Sind variable Stromtarife, die ab 2025 verpflichtend angeboten werden, in diesem Segment nicht der sicherere Weg?

Ohne eine finanzielle Förderung durch verminderte Netzentgelte und die Weitergabe der Stromsteuerbefreiung für EE-Strom (die übrigens auch bei sogenannten Stromkreisbilanzierungsmodellen, z.B. in Aachen, von den örtlichen Hauptzollämtern anerkannt wird) wird der Verkauf in der Nachbarschaft keine Chance haben. Der Preis pro kWh müsste so günstig sein, dass er für Belieferte attraktiv ist. Davon sind wir mit den jetzigen Regelungen weit entfernt. Trotz EU-Vorgaben und ersten Schritten zur Umsetzung bleibt die Bürgerenergie weiterhin auf der Strecke.

Änderungen im Messstellenbetriebsgesetz (MsbG)

zu § 29 MsbG

Alle EE-Anlagen ab 2 kW sowie steuerbare Lasten (§ 14a EnWG) sollen verpflichtend mit intelligenten Messsystemen ausgerüstet werden. Diese Pflicht führt in Anbetracht der erhöhten Kosten für iMSys im Sinne der Preisobergrenzen-Regelung nach § 30 MsbG gerade bei Kleinanlagen zu einem weiteren beträchtlichen Kostenfaktor. Die bisherigen Messkosten werden von 20 € auf 50 € pro Jahr erhöht. In 20 Jahren summieren sich die Ausgaben für Messgebühren dann immerhin auf 1000 €.

Für Anlagen ab 2 kW kann die Pflicht zum iMSys zwar vorübergehend ausgesetzt werden, wenn die Anlage dauerhaft als Nulleinspeise-Anlage betrieben und damit am

Verknüpfungspunkt die maximale Wirkleistung dauerhaft auf Null gesetzt wird. Aber dies im oben dargestellten Zusammenhang eine weitere Verschlechterung dar. Nur ca. 30 % des erzeugten Stroms einer Solaranlage kann im Haus selbst verbraucht werden. Mit einem Speicher erhöht sich dieser Anteil auf 60-70 %. Mindestens ein Drittel der erzeugten Strommenge wird bei einer Nulleinspeisung in eklatantem Widerspruch zur dringend notwendigen Energiewende "weggeworfen". Die verbliebenen Investor:innen werden verständlicherweise alles daran setzen, die Anlage so klein wie für den Eigenverbrauch sinnvoll zu gestalten. Auch dies ist in Anbetracht der enormen Strombedarfe aus EE ein völlig falscher Lenkungsmechanismus.

Dass diese nachteilige Betriebsweise erst nach zwei Jahren aufgehoben werden kann, treibt diese Regulatorik auf die Spitze. Für diese Regelung ist kein anderes Motiv erkennbar als die Schädigung der Anlagenbetreiber:innen.

zu § 30 MsbG

Die Erhöhung der Preisobergrenzen für Messgebühren ist erheblich. Dass hier von der Aufteilung der Messkosten im bisherigen § 30 MsbG abgewichen wird und die Hauptlast nunmehr auf die Schultern der EE-Betreiber:innen verlagert wird, ist stark zu kritisieren. Zu bedenken ist auch der zusätzliche Kostenaufwand, den nun Betreiber:innen von Bestandsanlagen in Kauf nehmen müssen, die unter die neuen Pläne zum Rollout fallen. Ob dies dem Rechtsschutz von Bestandsinvestitionen entspricht, muss in Frage gestellt werden. Hier liegt die Vermutung nahe, dass die Finanzierung des Rollouts sich als eine wichtige Einnahmequelle der Messstellenbetreiber etablieren soll. Ob diese Lenkungswirkung im Hinblick auf die Energiewende sinnvoll ist, kann stark bezweifelt werden.

zu §§ 30, 34 und 35 MsbG

Zusätzlich zu der umfangreichen Standardliste, welche als Pflichtaufgaben von grundzuständigen / wettbewerblichen Messstellenbetreibern im Rahmen der Preisobergrenzregel nach § 30 MsbG gewährleistet werden sollen, gibt es in § 34 MsbG eine Liste der Zusatzleistungen. Hierzu zählen nach unserer Interpretation u.a. auch Leistungen zur Abrechnung von Strommengen aus der gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung (GGV) und dem Energy Sharing. Diese Zusatzleistungen können mit Kosten von bis zu 30 € pro Zählpunkt jährlich belastet werden. Sie werden zusätzlich zu den jährlichen Gebühren nach Preisobergrenzregelung in § 30 MsbG erhoben. Wir begrüßen die Klarstellung zu der Höhe der Kosten bei Zusatzleistungen. Bei der GGV bleibt für uns allerdings unklar, welche Messkosten für iMSys an den Zählpunkten der beteiligten Haushalte anfallen. Werden hier neben den Kostenstrukturen aus § 30 MsbG in jedem Zählpunkt die Zusatzleistungen aufgeschlagen? Wäre hier nicht eine Klarstellung und die explizite Aufnahme in den Katalog der Zusatzleistungen sinnvoll?

Dass die Verweigerung von Zusatzleistungen durch Netzbetreiber (hier z.B. GGV) nur solange möglich ist, wie technische Gründe es verhindern, oder wie sie aufgrund ihrer Größe (§ 31 (1) MsbG) von der Erbringung der Leistung befreit sind, geht grundsätzlich in die richtige Richtung. Allerdings lässt diese weitere unbestimmte Formulierung "aus technischen Gründen" eine Vielzahl von Ablehnungen zu.