

Positionspapier

PV-Bürokratieabbau

Vorschläge des bne zum Abbau von bürokratischen Hürden für einen beschleunigten Ausbau von dezentralen Photovoltaik-Anlagen

Berlin, 11.05.2022: Bürokratische Aufwände stellen ein wesentliches Hemmnis für die Errichtung einer PV-Anlage und komplementärer Energiewendetechnologien wie PV-Speicher, Wärmepumpen oder Wallboxen dar. So empfindet ein Großteil der Anlagenbetreiber die gesetzlichen Anforderungen und die damit verbundenen Bürokratie als zu hoch.¹

Bürokratische Hemmnisse resultieren dabei aus einer mangelnden Kohärenz von gesetzlichen Vorschriften, fehlender Rechtssicherheit, mangelhafter Digitalisierung und Interoperabilität, fehlender Kompetenz der zuständigen Verteilnetzbetreiber sowie einem Wirrwarr an technischer Normung und intransparenter und marktverzerrender Arbeit der zuständigen Normungsgremien.

Im Ergebnis werden potenzielle Käufer abgeschreckt und das Investitionsklima getrübt. Die knappen Ressourcen von Handwerk, Projektieren und Elektrofachkräften werden durch administrative Arbeiten gebunden. Die Inbetriebnahmen der Anlagen verzögern sich, Realisierungskosten steigen.

Die administrativen Rahmenbedingungen für die Errichtung von dezentralen PV-Anlagen und komplementären Technologien müssen deshalb konsequent und umfassend vereinfacht werden. Der Ausbau der Photovoltaik ist Standard. Nun müssen endlich auch die damit verbundenen administrativen Prozesse vereinfacht und digitalisiert werden.

Dieses Positionspapier beschreibt derzeitige Hemmnisse und zeigt konkrete Maßnahmen für anzupassende Normen auf, welche der überbordenden Bürokratie für dezentrale PV-Anlagen und Letztverbraucher entgegenwirken.

¹ vgl. PV-Forum-Umfrage (Stichprobe 3.685) im August 2021 im Auftrag von Green Planet Energy, August 2021, [LINK](#)

1. Installation	4
Schaffung eines bundesweit gültigen Installateurs-Verzeichnisses	4
Bundesweit einheitliche Regeln für technische Anschlussbedingungen (TAB)	4
Schaffung eines einheitlichen Standards zur digitalen Netzanmeldung	5
2. Inbetriebnahme	6
Recht auf Inbetriebnahme von PV-Anlagen <30 kW durch Elektrofachkraft	6
Wildwuchs an Technischen Normen lichten	6
Automatisierte Anmeldung im Marktstammdatenregister	7
3. Betrieb	8
i. Messvorschriften vereinfachen	8
Bundesweit verbindliche Aussagen zur eichrechtlichen Zulässigkeit	8
Recht auf Einbau eines intelligenten Messsystems	8
Schwellenwert für SMWG Steuerung auf 30 kW harmonisieren	9
Messpflichten hinter dem Netzverknüpfungspunkt vereinfachen	10
ii. Diskriminierungsfreien Strommarkt-Zugang ermöglichen	11
Genaue Abrechnung für Beitrag zur THG-Quote ermöglichen	11
PV-Anlagenbetreibern Zugang zu eigenen Herkunftsnachweisen verschaffen	11
iii. Systemdienliche Netzdienstleistungen honorieren	12
Erzeugungs- und Verbrauchsflexibilität bei fehlender Netzkapazität	12
Papierloser und schneller Zugang zu allen Flexibilitätsmärkten	13
iv. Management des Verteilnetzbetriebs optimieren	14
Marktkommunikation-Kompetenz der VNB sicherstellen	14
Zahl der Verteilnetzbetreiber verkleinern	15
4. Weitere Maßnahmen	16
i. Steuerrecht	16
Einkommens- / Ertragssteuerliche Freistellung	16
Umsatzsteuerliche Freistellung	16
Beratung durch Lohnhilfesteuervereine ermöglichen	17
Ersatzspeicher vorsteuerabzugsfähig machen	17
ii. Baurecht	18
Keine brandschutzrechtlichen Vorgaben über Baurecht, sondern produktbezogen	18
iii. Förderkulisse	18
Finanzielle Unterstützung für den Einbau von Zählerschränken	18

Überblick über adressierte Projektphasen



1. Installation

Schaffung eines bundesweit gültigen Installateurs-Verzeichnisses

Status Quo: Derzeit müssen sich Installateure in das Installateursverzeichnis jedes einzelnen Verteilnetzbetreibers (VNB) mit entsprechenden Nachweisen eintragen, um Solaranlagen im jeweiligen Netzgebiet installieren zu dürfen. Der Nachweis der fachlichen Kenntnisse ist grundsätzlich sinnvoll. Allerdings berechtigt die Eintragung in das Installateursverzeichnis eines VNB jedoch nicht zur Installation von Anlagen in den Gebieten eines anderen VNB. Viele VNB verlangen eine erneute Registrierung in ihr eigenes Verzeichnis als „Gast“ mit entsprechenden Nachweisen. Dieser Status als Gast ist regelmäßig auf ein Jahr begrenzt. Der „Radius“ einer Elektrofachkraft zur Installation in verschiedenen Netzgebieten ist so erheblich eingeschränkt, bzw. erschwert. Dies schränkt den Wettbewerb ein.

Lösung: VNB sollen künftig bereits registrierte Installateure gegenseitig anerkennen. Dafür wird ein digitales, bundesweit gültiges Installateursverzeichnis eingerichtet. Die Eintragung in das Installateursverzeichnis eines VNB berechtigt zur Installation von Anlagen in sämtlichen Verteilnetzen des Bundesgebiets.

Anzupassende Norm: Recht auf Nachweis der fachlichen Kenntnis als Elektrofachkraft durch Verweis auf die Eintragung in einem (von vielen möglichen) digitalen Installateursverzeichnissen der VNB. Es gelten entsprechende Fristen.

§ 13 Abs. 2 NAV (Gegenseitige Anerkennung von Installateursverzeichnissen).

Bundesweit einheitliche Regeln für technische Anschlussbedingungen (TAB)

Status Quo: Neben den ca. 10.000 Normen des Energierechts und bundesweit anerkannten Regeln der Technik wie der VDE-N-TAR-4105 kann jeder der 900 VNB zusätzliche Anforderungen an den Anlagenbetreiber in seinen Technischen Anschlussbedingungen (TAB) festlegen.

Lösung: Technische Anschlussbedingungen und andere Regeln der Technik müssen bundesweit einheitlich sein.

Legitime Regelungsbedürfnisse der VNB müssen gemeinsam mit den anderen Netznutzern einheitlich festgelegt werden. Anlagenbetreiber erhalten ein Recht auf Netzanschluss bei Einhaltung aller bundesweit einheitlichen Regeln der Technik. Bestehen keine bundesweit einheitlichen Regeln, so darf der Anlagenbetreiber die für ihn sinnvolle technische Umsetzung zur Erfüllung seiner Pflichten wählen. Abweichende oder individuelle Technische Anschlussbedingungen je Verteilnetz sind grundsätzlich verboten. Bei Einhaltung aller bundesweit einheitlichen Regeln der Technik erfolgt der Netzanschluss innerhalb von vier Wochen.

Anzupassende Norm:

§ 19 Abs. 1 EnWG (nur noch bundesweite TAB).

§ 20 Niederspannungsanschlussverordnung (nur noch bundesweite TAB).

Schaffung eines einheitlichen Standards zur digitalen Netzanmeldung

Status Quo: Aktuell verfügt jeder der bundesweit 900 Verteilnetzbetreiber (VNB) über eigene, vielfältige Formulare zur Anmeldung von PV-Anlagen und Speicher in Papierform. Dabei sind 50 Seiten Formulare pro Anlage keine Seltenheit. Es werden etwa 135 verschiedene Informationen erfasst. Installateure schätzen den bürokratischen Aufwand allein für die Formulare zur Netzanmeldung jeder Anlage auf 4 bis 5 Stunden. In dieser Zeit würden ansonsten weitere Anlagen geplant oder gebaut. Oft beanstandet der VNB die ausgefüllten Formulare aufgrund von Missverständnissen, so dass diese erneut ausgefüllt werden müssen. Der administrative Aufwand erhöht sich bei der Installation von Nicht-EEG-Anlagen wie Wärmepumpen oder Speichern zusätzlich.

Lösung: Netzbetreiber werden dazu verpflichtet, eine gemeinsame Internetplattform für alle Anschlussbegehren einzuführen, um administrativen Aufwand für überregionale oder bundesweit tätige Anbieter zu senken. Anträge für Anlagen wie Speicher, Nicht-EEG-Erzeugungsanlagen und Ladepunkte sollten in das vereinheitlichte digitale Verfahren aufgenommen werden. Bundesweit sollte ein einheitliches digitales Formular für alle Anmeldeprozesse beim Netzbetreiber eingeführt werden. Es ist zwingend sicherzustellen, dass der Zugang zum Webportal für die Stellung des Netzanschlussbegehrens diskriminierungsfrei ist, d.h. nicht nur eingetragene Installateure die Anmeldung vornehmen können, sondern auch der Anlagenbetreiber selbst bzw. ein von ihm beauftragter Dritter (z.B. sein Dienstleister). Dies zeigen die Erfahrungen aus der Praxis.

Anzupassende Norm: Kurzfristig § 8 EEG Netzanschlussbegehren.

In Verbindung mit § 14e EnWG (zentrale Plattform für Einstieg in Netzanschlussprozess).

Mittelfristig – Grundsätzliches Recht. Auf dieser Basis Erarbeitung des Standards zur elektronischen Kommunikation auf Basis der bestehenden Netzanschlussformulare durch die Branche.

2. Inbetriebnahme

Recht auf Inbetriebnahme von PV-Anlagen <30 kW durch Elektrofachkraft

Status Quo: Einige VNB haben in ihren Technischen Anschlussbedingungen festgelegt, dass eine Elektrofachkraft des Netzbetreibers (Netzmeister) bei der Inbetriebnahme von kleinen PV-Anlagen anwesend sein muss. Dies erhöht den administrativen Aufwand für die Anlagenbetreiber und kann die Inbetriebnahme der Anlage verzögern. Andere VNB verzichten dagegen auf die Anwesenheit eines eigenen Netzmeisters.

Lösung: Eine im Installateursverzeichnis eingetragene Elektrofachkraft ist grundsätzlich befugt, eine PV-Anlage abzunehmen. Anlagenbetreiber erhalten das Recht auf Inbetriebnahme einer durch eine Elektrofachkraft geprüften Anlage ohne Anwesenheit des VNB bei PV-Anlagen <30 kW.

Anzupassende Norm:

Recht auf Inbetriebnahme von PV-Anlagen <30 kW durch eine Elektrofachkraft (noch im aktuellen parlamentarischen Verfahren zur EEG-Novelle 2023 anzupassen):

In **§10 Absatz 2 EEG** wird nach dem Wort „müssen“ die Wörter „**bei Anlagen mit einer installierten von mehr als 30 kW**“ eingefügt.

§ 49 Anforderungen an Energieanlagen (Inbetriebnahme ohne Netzmeister).
Ggf. § 8 EEG 2021 (Klarstellung im EEG).

Wildwuchs an Technischen Normen lichten

Status Quo: Die technischen Verbände der Energiewirtschaft können eigenständig technische Normen erlassen, die teilweise tief in die Möglichkeit des Anlagenbetriebs und den Wettbewerb eingreifen. In bestimmten Verbänden – etwa dem FNN – werden Stimmrechte nach Kilometer Leitungslänge vergeben oder müssen erkaufte werden, so dass Netzbetreiber regelmäßig ein strukturelles Übergewicht in der Normung haben. Eine gerichtliche Überprüfung ist enorm kompliziert, zeit- und kostenintensiv, da die technische Normung in den Augen des Rechts regelmäßig nur den unbestimmten Rechtsbegriff „Stand der Technik“ konkretisiert. So registrieren wir beispielsweise Berichte von Projektieren, dass geeichte Zähler von manchen Netzbetreibern nicht für Messekonzepte akzeptiert werden.

Lösung: Es bedarf einer Clearingstelle für Hürden in den technischen Normen vergleichbar der Clearingstelle EEG. Diese Rolle kann auch unmittelbar von der Bundesnetzagentur (BNetzA) übernommen werden. Marktakteure können technische Normen in einem einfachen Verfahren durch diese staatliche Stelle auf wettbewerbsverzerrende Wirkung oder einen Widerspruch zu Zielen und Anwendungsbereich bundesweiten Energiegesetzgebung überprüfen lassen.

Diese staatliche Stelle kann von den Gremien der technischen Normung erlassenen Vorschriften verwerfen und/oder eine kurzfristige Anpassung verlangen. Die festgelegten Normen sollten in der Folge von allen VNB gleichermaßen anerkannt werden.

Anzupassende Norm:

§ 19 EnWG (Technische Vorschriften und Überprüfung Stand der Technik).
§ 9 EEG (Technische Vorgaben im EEG).

Automatisierte Anmeldung im Marktstammdatenregister

Derzeitige Situation: Marktstammdatenregister Anmeldung ist für Laien kaum durchführbar und zeitaufwendig. Hierbei ist regelmäßig 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.

Lösungsansatz: Die Eintragung durch den Installateur oder Dienstleister kann über eine digitale Schnittstelle (API) zum MaStR erfolgen mit den Daten aus dem System des Installateurs. 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.

Anzupassende Norm:

§ 8 Marktstammdatenregister-Verordnung (Schnittstelle API).

§ 17 MaStRV (ausschließlich digitaler Nachweis der Eintragung).

3. Betrieb

Folgende bürokratische Hürden treten insbesondere während der Betriebszeit von PV-Anlagen und komplementären Letztverbrauchern auf.

i. Messvorschriften vereinfachen

Bundesweit verbindliche Aussagen zur eichrechtlichen Zulässigkeit

Status Quo: Anlagenbetreiber sehen sich bereits seit Jahren Unsicherheit bei eichrechtlichen Unklarheiten gegenüber. Die energierechtlichen Vorgaben sind dabei äußerst komplex und erfordern komplexe Messtechnik. Die Eichbehörden sind föderal organisiert und lediglich dem Eichrecht und nicht den Zielen der Energiewende verpflichtet. Derzeit existiert keine bundesweite Behörde, die über eichrechtliche Vorgaben einheitlich entscheidet und informiert. Die Physikalisch-Technische Bundesanstalt verfügt dafür keine ausreichende Kompetenz. Eichrechtliche Streiffragen – wie etwa die Möglichkeit zur Verrechnung von Messwerten – bleiben so jahrelang ungeklärt oder können je nach Bundesland unterschiedlich ausgelegt werden.

Lösung: Statt einzelner Landeseichbehörden soll künftig eine Stelle bei der Bundesnetzagentur (BNetzA) für alle eichrechtlichen Fragen im Elektrizitätsbereich mit bundesweiter Relevanz zuständig sein. Anlagenbetreiber erhalten ein Recht auf verbindliche Aussagen zur eichrechtlichen Zulässigkeit bestimmter Messkonstellationen oder weiterer eichrechtlicher Fragen durch die BNetzA.

Anzupassende Norm: § 45a (neu) Messeg (BNetzA kann Zuständigkeit für eichrechtliche Fragen mit bundesweiter Bedeutung für die Umsetzung des Energierechts an sich ziehen).

Recht auf Einbau eines intelligenten Messsystems

Status Quo: Der Pflichtrollout von Intelligenten Messsystemen (IMSys) stockt. Im § 33 MsbG, der Regelungen für den gesetzlich festgelegten Smart-Meter Roll-Out vorsieht, existieren weder Fristen noch eine preisliche Ausgestaltung. Dies ist selbst bei Neuanlagen mit Pflicht zur Installation von intelligenten Messsystemen (PV >7kWp) der Fall. Theoretisch kann der gMSB bis zu acht weitere Jahre lang alte Messsysteme verbauen. Eine Vermarktung der Anlage außerhalb der Einspeisevergütung des EEG ist damit nicht möglich, weil diese stets eine viertelstündliche Bilanzierung voraussetzt.

Wettbewerbliche Messstellenbetreiber haben auf Grund erschwelter Bedingungen (insbesondere beim Sichere-Lieferketten-Prozess („SiLke-Prozess“) und in der Interaktion mit den IT- Systemen der VNB einen Wettbewerbsnachteil und können deshalb keine bundesweit zuverlässige Ausstattung mit IMSys garantieren. Darüber hinaus scheitert die Modernisierung der Messsysteme oftmals an den hohen Sanierungskosten für den Einbau neuer Zählerschränke (siehe 4.iii Förderkulisse).

Lösung: Anlagenbetreiber erhalten das Recht zur Ausstattung von Messlokalitäten an Einspeiseanlagen und Entnahmestellen mit Intelligenten Messsystemen zur gesetzlichen

Preisobergrenze des Messstellenbetriebsgesetzes innerhalb einer vierwöchigen Frist (EU- Richtlinie (EU) 2019/944 (EBM-RL) sieht bereits Maximalfristen vor). Möchte der gMSB von der Preisobergrenze abweichen, bedarf dies der Genehmigung durch die BNetzA. Je nach Anlagengröße,

- bei einem optionalen Einbaufall (PV < 7 kW), kann der Kunde eine zeitnahe Ausstattung seiner Anlage mit einem Intelligenten Messsystem vom grundzuständige Messstellenbetreiber verlangen.
- bei einem neuen Pflicht-Einbaufall (PV > 7kW), muss der gMSB dem Anlagenbetreiber zeitnah ein IMSys einbauen, solange der Anlagenbetreiber keinen wettbewerblichen Messstellenbetreiber (wMSB) mit der Aufgabe betraut.

Dabei bleibt die freie Wahl des MSB ein Kernaspekt der Ausstattung. Die wMSB müssen neben der Pflicht der gMSB gestärkt werden, etwa durch eine Anpassung des SiLke-Prozesses für wMSB. Werden die notwendigen Informationen mit der digitalen Netzanmeldung elektronisch übermittelt, dann muss der Zähler am Tag der Inbetriebnahme eingebaut werden. Der Einbau kann durch den registrierten Installateur erfolgen.

Anzupassende Norm: § 33 MsbG (Frist und Preisobergrenze für IMSys an marktliche Akteure vom gMSB)

§ 35 MsbG (alle notwendigen Leistungen zur Vermarktung sind Standardleistungen).
Technische Richtlinie des BSI zum SiLke-Prozess.

Schwellenwert für SMWG Steuerung auf 30 kW harmonisieren

Status Quo: Derzeit ist eine Steuerung von Solaranlagen bereits ab 25 kW vorgesehen. Dieser Schwellenwert weicht ohne erkennbaren Grund von der sonst üblichen de minimis Schwelle von 30 kW ab. Zugleich herrscht erhebliche Unsicherheit hinsichtlich der technischen Voraussetzungen einer solchen Steuerung. Dies schreckt vom Bau von Anlagen zwischen 25 kW und 30 kW ab.

Lösung: Rechtliche Vorgaben für unterschiedliche Anlagengrößen sollten möglichst einheitliche Schwellenwerte zu Grunde legen. Daher sollten PV-Anlagen <30 kW Leistung von der Pflicht zur Steuerung entbunden und die de minimis Schwelle zur Steuerung auf 30 kW entsprechend angehoben werden.

Anzupassende Norm: § 9 EEG 2021 (Schwellenwert von 25 kW auf 30kW anheben).

Messpflichten hinter dem Netzverknüpfungspunkt vereinfachen

Status Quo: Aufgrund gesetzlicher Vorgaben müssen Anlagenbetreiber oftmals auch hinter dem Netzverknüpfungspunkt weitere Arbeitsmengen geeicht messen. Dies wird auch mit Wegfall der EEG-Umlage weiterhin der Fall sein (§ 611 EEG, § 14a EnWG, Drittbeförderungen, etc.). Auf Seiten der Hardware erfordert jeder weitere Zähler eine Unterbringung auf einem genormten Zählerplatz, d.h. in einem teuren, großen und sperrigen Zählerschrank gemäß VDE AR N 4105, AR- N-4100 und DIN VDE 0603- 2-1. Sinnvolle Formen der Vermarktung können an Kosten oder fehlendem Platz für solche Zählerschränke scheitern (siehe 4.iii Förderkulisse). Dabei könnten Zähler auch in Geräte wie Wallboxen, Ladepunkte oder Speicher sicher integriert werden. Softwareseitig beherrschen viele VNB das Anlegen solcher Unterzählpunkte nicht. Es fehlt an einem Marktkommunikations-Use Case für das Anlegen neuer Messlokationen im Haushalt. Die Abstimmung erfolgt regelmäßig umständlich per E-Mail oder am Telefon.

Lösung: Unterzähler dürfen entweder im Gerät selbst oder – wie bei KWK- Anlagen bereits erlaubt – in einem Unterverteiler gemäß DIN EN 60670-24 (VDE 0606-24) untergebracht werden (s. VDE AR N 4105 S. 22f.).

Unterzähler an oder in solchen Energiewendetechnologien wie Speicher, Ladepunkt, Wärmepumpe, etc. dürfen ausschließlich digital ausgelesen werden und bedürfen keines separaten Displays. Netzbetreiber müssen in ihren IT-Systemen die Voraussetzungen für die Abrechnung von Unterzählern schaffen und nach einem standardisierten Prozess die neuen Messlokationen übermitteln. Bis zur Ausstattung mit einer modernen Messeinrichtung dürfen auch die Werte aus einem ungeeichten Zähler in der Anlage/Wallbox/etc. genutzt werden.

Anzupassende Norm: § 8 MsbG (Recht auf dezentrale Anbringung ohne vollumfänglichen Zählerschrank).

VDE-AR-N 4105 zur technischen Ausführung der dezentralen Anbringung.

ii. Diskriminierungsfreien Strommarkt-Zugang ermöglichen

Genauere Abrechnung für Beitrag zur THG-Quote ermöglichen

Status Quo: Beim Laden an einem nicht-öffentlichen Ladepunkt wird pauschal angenommen, dass im Jahr 1.943 kWh Strom in ein vorhandenes Elektromobil geflossen ist. Diese pauschale Vereinfachung macht die Teilnahme am THG-Quoten-Handel für jedermann zunächst praxisnah möglich. Es fehlt jedoch die Möglichkeit bei höheren Bezügen – insbesondere solchen aus der eigenen PV-Anlage – auch eine Kilowattstunden-scharfe Abrechnung vorzunehmen. So wird der Verbrauch des Elektromobils, der deutlich über 1.943 kWh pro Jahr liegt und sogar ausschließlich aus der eigenen PV-Anlage stammt, in der aktuellen Systematik nicht abgebildet.

Lösung: Die Anrechenbarkeit von Solarstrom muss ermöglicht werden. Anlagenbetreiber sollten die Möglichkeit der kWh-scharfen Anrechnung von nicht-öffentlichen Ladevorgängen auf die THG-Quote erhalten, wenn sie über eine moderne Messeinrichtung, oder – wo notwendig – eines intelligenten Messsystems verfügen. Anlagenbetreibern sollte dabei ein Wahlrecht eingeräumt werden, um sich entweder über einen Pauschalwert (aktuell 1.943 kWh) THG-Reduktionen anrechnen zu lassen oder den tatsächlich gemessenen Verbrauch des Elektromobils beim nicht-öffentlichen Laden geltend machen zu können. (Weiterführend [LINK](#))

Anzupassende Normen: § 5 der 38. BImSchV.

PV-Anlagenbetreibern Zugang zu eigenen Herkunftsnachweisen verschaffen

Status Quo: Anlagenbetreiber, die ihren grünen Strom marktlich jenseits des EEG auch als grünen Strom vermarkten, müssen sich die ihnen zustehenden Herkunftsnachweise (HKN) ausstellen lassen. Dafür muss ein Konto pro Anlage beim Herkunftsnachweisregister geführt werden. Die jährlichen Gebühren dafür überstiegen den Wert der HKN dabei jedoch um ein Vielfaches.

Lösung: Anlagenbetreiber dürfen ihre HKN einem Dienstleister zuweisen, der für alle von ihm verwalteten Anlagen ein einziges HKN-Konto führt („Pooling“). Für eine Übergangszeit erfolgt die Zuweisung pauschal aufgrund der bei einer solchen Anlage zu erwartenden jährlichen Einspeisung. Erst wenn ein automatisierter Prozess auf Basis intelligenter Messsysteme besteht, erfolgt die Zuweisung auf Basis gemessener Einspeisewerte. Die Möglichkeit, Werte zu pauschalisieren und zu poolen ist bereits im Bereich der Anrechnung zur THG-Quote sehr erfolgreich.

Anzupassende Norm: § 6 Herkunftsnachweisregisterverordnung
§ 12 Herkunftsnachweisregisterverordnung.

iii. Systemdienliche Netzdienstleistungen honorieren

Erzeugungs- und Verbrauchsflexibilität bei fehlender Netzkapazität

Status Quo: Bereits heute lehnen erste VNB Netzanschlussbegehren auch von kleinen PV-Anlagen ab, weil die Netzkapazität für weitere PV-Anlagen nicht ausreicht. Netzausbau wird mit Verweis auf die Kosten verweigert. Auch die Installation komplementärer Letztverbraucher (Wallboxen, Wärmepumpen) wird mit dieser Begründung immer häufiger abgewiesen. Es ist zu befürchten, dass in der Zukunft immer mehr Netzanschlussbegehren verweigert werden. Anlagenbetreiber können dann nur versuchen, gerichtlich den Netzausbau zu erzwingen. Dies ist für Betreiber kleiner Anlagen unrealistisch. Die Möglichkeit, stattdessen die Anlagen flexibel zwecks Vermeidung von Netzengpässen zu steuern, wird den Anlagenbetreibern mangels ausdefinierten Mechanismus nicht angeboten.

Lösung: Entsprechend vorhandener Netzkapazität:

- Ausreichende Netzkapazität:
 - Der Netzanschluss einer Energiewendetechnologie darf nicht abgelehnt werden, wenn die verbleibende Netzkapazität noch ausreicht, soweit die Technologie flexibel und netzdienlich eingesetzt wird.
 - Technologien erhalten die Möglichkeit zur Erbringung von Flexibilitätsdienstleistungen statt Netzausbaus gemäß § 14c EnWG / Art. 32 Abs. 1 EBM-RL muss entweder von den Netzbetreibern oder der BNetzA bundesweit ausgestaltet werden.
 - Hierbei ist ein einheitlicher Ansatz für netzdienliche Flexibilität zu wählen, mit dem sowohl knappe Kapazitäten für Einspeiser (Solar und Speicher) als auch Verbraucher (Speicher, Ladepunkt, Wärmepumpe) adressiert werden kann. Keiner solchen Energiewendetechnologie sollte mehr der Netzanschluss verweigert werden.
- Netzkapazität nicht ausreichend:
 - Verweigert der Netzbetreiber den Netzanschluss, sollte er umgehend eine Netzausbauplanung gemäß § 14d EnWG vorlegen, in der abgelehnte Anschlüsse und Wartezeiten auf neue Anschlüsse empirisch erfasst sind.
 - Anlagenbetreiber erhalten Recht auf Erbringung einer vergüteten Flexibilitätsdienstleistung gegenüber dem VNB, wenn dieser den Netzanschluss einer Energiewendetechnologie mangels Netzkapazität vollständig oder teilweise ablehnt sowie ein Recht auf Schadensersatz.

Anzupassende Norm: § 14c EnWG (Flexibilitätsmechanismus)

§ 14d EnWG (Netzausbauplan bei knapper Netzkapazität auch bei kleinen VNB).

Ggf. § 8 und § 12 EEG (Netzanschluss und Erweiterung der Netzkapazität).

Papierloser und schneller Zugang zu allen Flexibilitätsmärkten

Status Quo: Anlagebetreiber dezentraler PV-Anlagen sehen sich ähnlichen Bedingungen gegenüber wie Großkraftwerks-Betreiber, wenn sie mit ihren Technologien an Flexibilitätsmärkten teilnehmen möchten. So erfordert etwa die Präqualifizierung (PQ) zur Regelleistung weiterhin eine separate „Betriebsfahrt“ für jedes einzelne Asset. Jedes Asset bedarf zudem einer separaten Einwilligung aller 900 Anschlussnetzbetreiber, wenn es für den ÜNB Systemdienstleistungen erbringt.

Lösung: Die PQ-Bedingungen aller Flexibilitätsmärkte richten sich konsequent an dezentralen Einheiten aus. Die PQ-Bedingungen der ÜNB werden unter der Maßgabe von Art. 15 EU-BMRL nach „verhältnismäßige“ technische und administrative Bedingungen zu schaffen, nachgeschärft. Präqualifizierungen (i.e. Betriebsfahrtskurve) müssen nicht für jede technische Einheit separat erbracht werden. Stattdessen kann ein Typ mit identischer Bauweise oder der aggregierte Pool die Betriebsfahrt durchführen. Für ÜNB-verwaltete Systemdienstleistungen (z.B. Regelleistung) müssen sog. „Blanko-Zustimmungen“ des Anschlussnetzbetreibers nicht erst beim ÜNB hinterlegt werden, sondern gelten als gegeben, wenn der VNB nicht ein Netz- Problem empirisch nachweisen kann.

Der Kunde muss binnen eines Monats nach Vorlage aller Unterlagen in papierloser Form an jedem Flexibilitätsmarkt teilnehmen können. Sie erhalten einen pauschalisierten Schadensersatz für entgangene Einnahmen am gewünschten Flexibilitätsmarkt

Anzupassende Norm: §14c EnWG (Papierlosigkeit beim Zugang zu allen Flexibilitätsmärkten). Im Nachgang Anpassung der „PQ Bedingungen“ zur Regelleistung der ÜNB.

iv. Management des Verteilnetzbetriebs optimieren

Marktkommunikation-Kompetenz der VNB sicherstellen

Status Quo: Viele – selbst überregionale – Verteilnetzbetreiber (VNB) beherrschen die Prozesse der von der BNetzA festgelegten Marktkommunikation nicht. Dies betrifft insbesondere Prozesse im Bereich der Direktvermarktung von Solarstrom wie die viertelstündliche Bilanzierung der Einspeisung mithilfe von Intelligenten Messsystemen und die Anmeldung von Anlagen zur Direktvermarktung. Die Umsetzung dieser Prozesse werden im IT- Projektmanagement der VNB regelmäßig nicht hoch priorisiert, weil keine Sanktionen befürchtet werden. Der Anlagenbetreiber erfährt dies erst nach Fertigstellung seiner Anlage. Er müsste dann selbst ein Missbrauchsverfahren bei der BNetzA anstrengen, was viele Privatkunden abschreckt. Dabei hat jeder VNB 900 eigene Prozesse, Formulare und Anforderungen welche Daten zur Abtretung einer Forderung vorgelegt werden müssen (Name, Anschrift, Vertrags-Nr., MaStR-Nr., Marktlokations- Nr., etc. etc.). So ist auch der derzeitige Anmeldeprozess zur Direktvermarktung uneinheitlich und variiert von VNB zu VNB erheblich. Projektierer in unterschiedlichen Netzgebieten sehen sich unterschiedlichen Prozessen gegenüber. Auch die Anmeldung von Marktprämien-Modellen und sonstiger Direktvermarktung ist uneinheitlich und erzeugt bürokratische Aufwände.

Das verhindert bundesweit einheitliche Prozesse und erschwert die Finanzierung.

Lösung: VNB müssen einmal jährlich gegenüber der BNetzA die Beherrschung sämtlicher Prozesse der MaKo bestätigen. Sollte beispielsweise die Beherrschung sämtlicher Prozesse der MaKo nicht innerhalb von 12 Monaten nach der Meldung an die BNetzA hergestellt sein, sollte die Nichtbeherrschung adäquat monatlich sanktioniert werden. Der Anlagenbetreiber erhält ein Recht, über die Webseite des VNB zu erfahren, welche Prozesse der Marktkommunikation der VNB noch nicht beherrscht. Dies beinhaltet auch ein Recht darauf, dass der VNB jede mangels Beherrschung der Prozesse abgelehnte Anfrage dokumentiert und diese Dokumentation an die BNetzA meldet. Werden Anfragen von Anlagenbetreibern mangels Beherrschung der Prozesse abgelehnt, so ist dies zu dokumentieren und von den VNB gegenüber der BNetzA zu melden. Darüber hinaus sollte ein standardisierter Prozess basierend auf dem internationalen, branchenübergreifenden Standard für den elektronischen Geschäftsdatenaustausch EDIFACT mit vorgegebenen Fristen sollte für alle VNB-Anmeldeprozesse für die Vermarktung von Solarstrom eingeführt werden.

Anzupassende Norm: § 11 EnWG (Pflicht zu Zusicherung der Marktprozesse durch die Betreiber von Energieversorgungsnetzen)

§ 95 EnWG (Bußgeld durch BNetzA bei fehlender Beherrschung der Prozesse).

§ 21b EEG (Der Netzbetreiber muss in seinen IT-Systemen sämtliche Voraussetzungen schaffen, damit jede der Vermarktungsformen tatsächlich am Tag der Inbetriebnahme gewählt werden kann). § 12 StromNZV (Recht auf viertelstündliche Bilanzierung ab dem Tag der Inbetriebnahme). § 25a StromNZV und § 18 StromNAV (Pauschalierter Schadensersatz).

Zahl der Verteilnetzbetreiber verkleinern

Status Quo: Der Anspruch auf Zahlungen nach dem EEG besteht gegenüber den VNB. Daher müssen die Anlagen, Messkonzepte, Mess- und Marktllokationen in den IT-Systemen der Netzbetreiber abgebildet werden. Die VNB sind damit heute der Gatekeeper zu den Strommärkten. Jeder der 900 VNB nimmt für sich in Anspruch, die Einhaltung sämtlicher der 10.000 Normen des Energierechts zu überprüfen, bevor er eine Anlage in die Lage versetzt, an den Strommärkten teilzunehmen (Direktvermarktung, Regelenergie, Mieterstrom, etc.). Die Interpretation dieser Normen ist in jedem der 900 VNB-Gebiete unterschiedlich. Es ist daher heute unmöglich, eine Anlage mit Speicher mit dem Tag der Inbetriebnahme auch zu vermarkten. Anlagen bleiben so in der simplen Einspeisevergütung des EEG „gefangen“. Zwischen Inbetriebnahme und vollständiger Marktteilnahme können aufgrund der Gatekeeper-Funktion der VNB heute Jahre vergehen.

Lösung: Grundsätzlich ist die Zahl von VNB drastisch zu verkleinern, etwa durch die Zusammenfassung des Netzbetriebs in bundesweit ca. 20 regionale Netzcluster, in denen der Betrieb jeweils ausgeschrieben wird. Bis dahin schlagen wir das Konzept der gegenseitigen Anerkennung vor. Wie im europäischen Warenverkehr gilt die Vermutung, dass ein in einem VNB-Gebiet als rechtskonform eingestuftes und etabliertes Vermarktungskonzept von PV-Anlage, Speicher, Wärmepumpe und Elektromobil auch in allen anderen VNB-Gebieten als rechtskonform gilt. Eine separate Prüfung durch die weiteren VNB findet nicht mehr statt.

Hält ein VNB ein Vermarktungskonzept für nicht rechtmäßig, muss er - und nicht wie heute der Anlagenbetreiber - die BNetzA anrufen. Diese entscheidet dann bundesweit verbindlich für alle VNB. Die Vermarktung muss mit dem Tag der Inbetriebnahme möglich sein, d.h. vier Wochen nach Übermittlung der notwendigen Informationen bei der digitalen Netzanmeldung.

Anzupassende Norm: § 20 EnWG (Recht auf Netzzugang zu denselben Bedingungen, die bereits in einem anderen Netz gewährt wurden).

§ 3b (neu) StromNZV Recht auf Netzzugang ab dem Tag der Inbetriebnahme, der den vollständigen Zugang zu allen Märkten erlaubt.

§ 10b EEG i.V.m. § 33 MsbG (Anspruch auf Ausrüstung mit einem IMSys zwecks Direktvermarktung ab dem Tag der Inbetriebnahme)

§ 19 EEG (Der Anspruch nach dem EEG besteht dann, wenn er bei einem identischen Erbringungskonzept in einem anderen VNB-Gebiet bereits besteht).

§ 21b EEG (Der Netzbetreiber muss in seinen IT-Systemen sämtliche Voraussetzungen schaffen, damit jede der Vermarktungsformen tatsächlich am Tag der Inbetriebnahme gewählt werden kann).

§ 12 StromNZV (Recht auf viertelstündliche Bilanzierung ab dem Tag der Inbetriebnahme). § 25a StromNZV und § 18 StromNAV (Pauschalierter Schadensersatz).

4. Weitere Maßnahmen

i. Steuerrecht

Einkommens- / Ertragssteuerliche Freistellung

Status Quo: Eine PV-Anlage wird heute bis zu einer Größe von 10 kW automatisch als Liebhaberei eingestuft, so dass bei Anlagen darüber Ertragssteuer mit dem entsprechenden bürokratischen Aufwand anfällt. Dies setzt einen Anreiz, Anlagen auch bei entsprechender Dachfläche < 10 kW zu bauen.

Lösung: Anhebung der Schwelle der Liebhaberei auf 30 kW. Es hat sich im EEG ein allgemeiner Schwellenwert von 30 kW für Kleinanlagen durchgesetzt. Dieser sollte auf das Steuerrecht übertragen werden.

Anzupassende Norm: Die heutige Schwelle von 10 kW basiert auf einem Schreiben des BMF mit einer entsprechender Verwaltungsanweisung. Es müsste eine neue Anweisung ergehen.

Hierzu besteht bereits ein Vorschlag des Bundesrates, [BR Drucksache 776/21](#) vom 05.11.2021.

Umsatzsteuerliche Freistellung

Status Quo: PV-Anlagenbetreiber sind umsatzsteuerlich betrachtet Unternehmer, wenn Sie erzeugten Strom mit der Absicht Einnahmen zu erzielen in das Stromnetz einspeisen (unabhängig von Eigenverbrauch). Sie haben dabei die Wahl von einer „Kleinunternehmer-Regelung“ gebrauch zu machen.

Lösung: Für Anlagenbetreiber ohne nachhaltige Einnahmeerzielungsabsicht sollte eine umsatzsteuerliche Freistellung entsprechend der „Kleinunternehmer-Regelung“ geschaffen werden. Es empfiehlt sich hier die Freistellung für Anlagen (unabhängig von Eigenverbräuchen) bis zu einem Schwellwert von 30 kW zu ermöglichen, um konsistente kW-Grenzen im Steuerrecht zu etablieren. Selbst bei Volleinspeisung erwirtschafteten Anlagen in der Größenklasse geringere Umsätze als von der geltenden Kleinunternehmer-Regelung gefordert. Bei veränderten Sachlagen sollten Übergangsregelungen ermöglicht werden.

Gleichzeitig sollte Vorsteuer-Abzugsmöglichkeit für gewerbliche Anlagenbetreiber von Anlagen > 30 kW erhalten bleiben, um den in der Praxis wertvollen Vorsteuerabzug für Anschaffungskosten aufrechtzuerhalten.

Beratung durch Lohnhilfesteuervereine ermöglichen

Status Quo: Betreiber kleiner Solaranlagen dürfen derzeit nicht mehr von den Lohnhilfesteuervereinen beraten werden, da diese keine Gewerbetreibenden beraten dürfen, selbst wenn sie in erster Linie Arbeitnehmer sind. Steuerberater kosten etwa drei- bis viermal so viel. Das sorgt für Stress und Frust bei den Betreibern und erhöht die Betriebskosten der Solaranlage unnötig.

Lösung: Das Steuerberatungsgesetz sollte um einen Hinweis ergänzt werden, dass Betreibern kleiner Solaranlagen weiterhin die Beratung durch Lohnhilfesteuervereine ermöglicht.

Ersatzspeicher vorsteuerabzugsfähig machen

Status Quo: Die Umsatzsteuer-Rückerstattung bei Nachrüstung oder Ersatz eines Speichers ist derzeit nicht möglich. Denn ein Vorsteuerabzug ist in diesem Fall nur dann zulässig, wenn der gespeicherte Strom zu mindestens 10 Prozent für unternehmerische Zwecke des Anlagenbetreibers verwendet wird – was bei Eigenversorgung mit dem Solarstrom i.d.R. nicht der Fall ist.

Lösung: Auch Nachrüstung und Ersatz eines Speichers sollten vorsteuerabzugsfähig sein.

ii. Baurecht

Keine brandschutzrechtlichen Vorgaben über Baurecht, sondern produktbezogen

Status Quo: Geplante bauordnungsrechtliche Vorgaben für Batteriespeicher-Systeme sehen vor, dass Speicher mit einer Kapazität von mehr als 20 kWh in einem eigenen, separaten Betriebsraum unterzubringen sind. Dies würde der überwiegenden Mehrzahl von Gebäuden eine Aufstellung eines Speichers unmöglich machen. Als Grund wird – unabhängig von der Speichertechnologie – Brandschutz angegeben.

Lösung: Der Brandschutz bei Speichern muss durch die Einhaltung von produktbezogenen technologiespezifische Sicherheitsnormen erreicht werden. Bauordnungsrechtliche Vorgaben sind hierfür völlig ungeeignet – zumal sie sich in Privatgebäuden kaum überprüfen lassen. Sicherheitsvorschriften müssen stattdessen produktbezogen unterscheiden und allein die Typenprüfung eines Produktes bewerten. Es sollte auch keine pauschale Grenze von 20kWh gesetzt werden. Speicherbetreibern sollte das Recht zur Aufstellung eines Energiespeichers an einem beliebigen Ort im Haus gewährt werden, soweit alle Netzanschlussbezogenen und alle produktbezogenen Sicherheitsnormen eingehalten werden.

Anzupassende Norm: Entwurf „Verordnung über den Bau von Betriebsräumen für elektrische Anlagen“ für eine EltBauV.

iii. Förderkulisse

Finanzielle Unterstützung für den Einbau von Zählerschränken

Status Quo: Bei Installation einer Anlage muss regelmäßig gemäß der Technischen Normen VDE AR-N AR 4105 und 4100 ein neuer Zählerschrank eingebaut werden. Dies kostet im besten Fall mehrere hundert und schlechten Fall mehrere Tausend Euro. Schätzungsweise jede fünfte geplante PV- Installation scheitert an fehlender Baubarkeit. Es verlängert die Installation regelmäßig um einen Tag. Sehr häufig bietet der vorhandene Zählerschrank nicht ausreichend Platz für die technischen Erfordernisse. Ein Grund für die Erneuerung des Schrankes ist der erwartete Einbau neuester Zählertechnik. Einige Kommunen beginnen damit, gezielt die Sanierung von Zählerschränken zu fördern.

Lösung: Die Bundesregierung sollte ein von der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) gefördertes Programm für die Installation von Zählerschränken aufsetzen, um den Einbau neuester Technik zu ermöglichen.

Bundesverband Neue Energiewirtschaft (bne)
Der bne verbindet Wettbewerb, Erneuerbare und Innovation im Energiemarkt. Seine Mitgliedsunternehmen lösen alte Grenzen auf und setzen die Kräfte der Energiewende frei.