Freiburg, Berlin, den 24.3.2023

Stellungnahme zur Photovoltaikstrategie (PV-S)

Klimaschutz im Bundestag (KiB) e.V. - Lobbyregister Registernummer: R001260

Per E-Mail: an PV-Strategie@bmwk.bund.de

Übersicht

1 Ausgangslage und Verzahnung der Photovoltaikstrategie mit anderen Reformen und Strategien der Energiewende 2

1.1 Beispiel 1: Abgleich PV-Strategie mit den Initiativen zur Wärmewende - Weiterbildungsprogramm von Hausverwaltungen - Bedeutung der Photovoltaik im Bereich der Wärmewende vor Ort / 65% EE / Kommunale Wärmeleitplanung 3

1.2 Beispiel: Abgleich PV-Strategie mit Strommarkt und Netzentgetreform – Entfernungsabhängige Netzentgelte und Redispatch 2.0 4

2 Kommentare, Fragen und ergänzende Vorschläge zur Photovoltaikstrategie zu ausgewählten Kapiteln der PV-Strategie 6

2.1 Freiflächenanlagen stärker ausbauen (PV-S 3.1) - Abgleich Flächennutzung und -effizienz 6

2.2 Photovoltaik auf dem Dach erleichtern (zu PV-S 3.2) 6

2.2.1 Abgleich zur Dachnutzung, PV-Belegungseffizienz oder Klimaanpassung durch Gründächer 6

2.2.2 Direktvermarktung ab 100kWp 7

2.3 Mieterstrom bzw. die gemeinschaftliche (kollektive) Gebäudeversorgung stark vereinfachen und rechtlich umsetzen (zu PV-S 3.4) 8

2.3.1 Änderung der Betriebskostenverordnung: Stromkosten (Allgemein- und Wohnungsstrom) als umlagefähige Betriebskosten in den Katalog des § 2 BetrKV aufnehmen. 10

2.3.2 Änderung der Betriebskostenverordnung: Möglichkeit, auch die Investitions- und Instandhaltungskosten für PV-Anlagen über die Betriebskosten umzulegen 11

2.3.3 Netzentgelte auch für Überschusseinspeisung in Abhängigkeit der Verteilnetzkapazität bzw. Auslastung der Verteilnetze 12

2.4 Nutzung von Balkonkraftwerken (zu PV-S 3.4) 12

2.5 Netzanschlüsse beschleunigen (PV-S 3.5) 14

2.5.1 Weitere Vereinfachungen bei den Schwellenwerten und Anforderungen, wie z.B. den Zertifizierungspflichten 14

2.6 Fachkräfte sichern (PV-S 3.9.) 15

2.7 Technologieentwicklung voranbringen (PV-S 10) 16

1 Ausgangslage und Verzahnung der Photovoltaikstrategie mit anderen Reformen und Strategien der Energiewende

Bundespolitisch werden die folgenden Themen derzeit vorangetrieben:

- der Ausstieg aus der Kohlestromerzeugung bis 2030 auch in der Lausitz,
- der Einbau von Wärmepumpen,
- die Elektrifizierung der Mobilität,
- der Ausbau von elektrischen Speichern,
- die Erzeugung von Wasserstoff,
- der Ausbau der Strom- und Wasserstoffnetze,
- der Ausbau von Windkraft- und Solarkraftwerken, derzeit aber noch zu langsam (PM Bundestag vom 11.1.2023),
- Ziel: 400.000 neue Wohnungen pro Jahr.
- eine Kraftwerksstrategie für die Residuallasterzeugung, und
- die Verpflichtung zur kommunalen Wärmeleitplanung.

Mit einer breiten Umsetzung vieler dieser für den Klimaschutz notwendigen Maßnahmen wird der Strombedarf stark steigen, der zu einem erheblichen Teil über Solarstromanlagen gedeckt werden kann und sollte.

Hemmnisse beim Ausbau der Erneuerbaren (lange Genehmigungsverfahren, Widerstand vor Ort, fehlende Fachkräfte) müssen nun schnellstmöglich korrigiert werden.

Zusätzlicher Strombedarf für z.B. Wärmepumpen, E-Mobilität und Wasserstofferzeugung erfordert einen schnellen Ausbau der Erneuerbaren sowie die Investitionen in Flexibilität (Lastmanagement, effiziente Residuallastkraftwerke u.v.m.).

Der KiB e.V. begrüßt den lang angekündigten Entwurf der Photovoltaikstrategie daher sehr, insbesondere die Absichten der Bundesregierung:

- durch ein vereinfachtes Bebauungsplanverfahren und durch klare und einheitliche Genehmigungskriterien und Fristen im Genehmigungsverfahren den Ausbau von Freiflächen- und insbesondere Agri-PV Anlagen auf geeigneten Flächen in Abgleich mit den Anforderungen des Umwelt- und Naturschutzes zu beschleunigen,
- doppelte Netzentgelte für gespeicherten Strom zu verhindern,
- unverhältnismäßig bauliche Anforderungen abzuschaffen,
- eine Duldungspflicht von Grundstückseigentümer:innen bei der Verlegung von Anschlussleitungen von PV-Freiflächenanlagen zu regeln,
- die Verfahren beim Anlagenzertifikat Typ B (135-950kW) zu beschleunigen und zu vereinfachen (z.B. auch durch die Anhebung des Schwellenwertes) sowie eine Datenbank für Einheitenzertifikate anzulegen,
- Netzanschlussverfahren für Anlagen bis 30kW zu vereinfachen und einen Netzanschluss nach einem Monat ohne Rückmeldung vom Netzbetreiber zu ermöglichen sowie
- die bereits umgesetzten und in der PV-S angedachten steuerrechtlichen Vereinfachungen.

Für den KiB e.V. ist derzeit jedoch noch nicht erkennbar, wie eine abgestimmte Koordination der zahlreichen parallel verfolgten Gesetzesinitiativen (Diskussions-/Eckpunktepapiere) untereinander stattfindet, wie z.B.:

- Biomassestrategie (Eckpunktepapier liegt vor, Stakeholder Prozess hat begonnen)

- Kraftwerksstrategie (liegt noch kein Papier vor)
- Photovoltaikstrategie
- Strommarktdesign
  https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2023/02/20230220-habeck-eroeffnet-diskussionsprozess-zum-strommarktdesign-plattform-klimaneutrales-stromsystem-startet.html
  https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Dossier/plattform-klimaneutrales-stromsystem.html
- Netzentgeltreform (liegt noch kein separates Papier vor)
- BEG, GEG: 65 Prozent erneuerbare Energien beim Einbau von neuen Heizungen ab 2024;
- Diskussionspapier des BMWK: Konzept für die Umsetzung einer flächendeckenden kommunalen Wärmeplanung als zentrales Koordinierungsinstrument für lokale, effiziente Wärmenutzung

Vorschlag:	Der KiB e.V. empfiehlt daher die Abstimmung der zahlreichen für 2023 vorgesehenen Gesetzesinitiativen im Rahmen der Energiewende u.a. in einer ansprechbaren, öffentlich sichtbaren Koordinationsstelle .

1.1 Beispiel 1: Abgleich PV-Strategie mit den Initiativen zur Wärmewende - Weiterbildungsprogramm von Hausverwaltungen - Bedeutung der Photovoltaik im Bereich der Wärmewende vor Ort / 65% EE / Kommunale Wärmeleitplanung

Ein konkreter, vermutlich typischer Fall, der sich vermutlich tausendfach gerade so zuträgt:

Gebäude in Darmstadt mit 1400 m^2 Wohnfläche, Baujahr 1994, etwa 100 kWh/m^2 * a Primärenergiebedarf; folglich ca. 140.000 kWh (nur Heizung, Warmwasserbereitung erfolgt elektrisch), Normaußentemperatur -10°C.

- WEG hat wie viele andere auch keine ausreichende Instandhaltungsrücklage. Geld für umfangreiche Sanierung nicht vorhanden.
- Angebot des Heizungsinstallateurs für den Tausch liegt bei 58.000 € mit einem Kessel von 150 kW – unseres Erachtens völlig überdimensioniert. Keine angemessene Entscheidungsgrundlage. Das ist aber weder den Eigentümern noch der Hausverwaltung bewusst.
- Das EVU vor Ort bietet kein Mietmodell für Hybridheizung. Wärmepumpe allein geht nicht, weil zu laut, zu groß und zu teuer.
- Förderung für Hybridheizung gibt es nicht.
- Heizungsbauer bietet ebenfalls keine Hybridheizung an.
- Energieberater hat das Problem ebenfalls nicht realisiert.
- Der Beschluss der WEG einen neuen Erdgaskessels vom ortsansässigen EVU vor Ort für 10 Jahre zu mieten. Mietkosten 443 €/Monat, in 10 Jahren ca. 53.000 € konnte in diesem Fall gerade noch einmal abgewendet werden.

Und auch von einem möglichen Umbau der Wohnungsstromversorgung in eine Kundenanlage und dem Bau einer Photovoltaikanlage und/oder eines BHKWs zur gemeinschaftlichen Eigenstromerzeugung in Kombination mit einer Wärmepumpe ist zumindest in dieser WEG bislang keine Rede.

Es fehlt an einer themenübergreifenden Information und Fortbildung der Hausverwaltungen, wie auch der Energieberater, wie auch der EVUs, die ein Contracting anbieten.

Vorschlag:	Gemeinsame Weiterbildungsinitiative für Hausverwaltungen, Energieberater, Planer und Heizungsinstallateure sowie EVUs, um effiziente Sanierungskonzepte und Sanierungs- und Finanzierungsfahrpläne gemeinsam entwickeln zu können, die dann auch umsetzbar sind.

Vergleiche hierzu auch https://klimaschutz-im-bundestag.de/wp-content/uploads/2022/08/B.KWK_KiB_Stellungnahme_Konzeptpapier_65_EE_220819.pdf)

U.a. folgende Vorschläge zu den Erfüllungsoptionen:

Objekte / Verbraucher mit einem jährlichen Wärmebedarf (Raumwärme, Warmwasser, etc.) bis zu 100.000 kWh/a:

- Wärmepumpe mit großflächiger PV-Anlage + ggf. Gaskessel bis max. 5% des Wärmebedarfs zur Abdeckung von Spitzenlasten oder Wartungs- oder Reparaturarbeiten.
- Klein-KWK-Anlage (Erdgas) mit großflächiger PV-Anlage + ggf. Gaskessel bis max. 5% des Wärmebedarfs zur Abdeckung von Spitzenlasten oder Wartungs- oder Reparaturarbeiten.
- PV-Anlage + Nahwärmeanschluss mit Nachweis zusätzlicher klimafreundlicher Wärmeerzeuger oder entsprechenden Effizienzmaßnahmen (z.B. Wärmepumpen, Solarthermie, KWK, Niedertemperaturheizungen) im lokalen Umfeld und einem Emissionskennwert des Gesamtnetzes von weniger als ca. 100 g/ CO_{2e} /kWh.
- …

Objekte / Verbraucher mit einem jährlichen Wärmebedarf (Raumwärme, Warmwasser, etc.) von mehr als 100.000 kWh/a:

- Wärmepumpe + KWK-Anlage mit großflächiger PV-Anlage + ggf. Gaskessel bis max. 5% des Wärmebedarfs zur Abdeckung von Spitzenlasten oder Wartungs- oder Reparaturarbeiten.
- PV-Anlage + Nahwärmeanschluss mit Nachweis zusätzlicher klimafreundlicher Wärmeerzeuger oder entsprechenden Effizienzmaßnahmen (z.B. Wärmepumpen, Solarthermie, KWK, Niedertemperaturheizungen) im lokalen Umfeld und einem Emissionskennwert des Gesamtnetzes von weniger als ca. 100 g/ CO2e/ kWh.
- …

1.2 Beispiel: Abgleich PV-Strategie mit Strommarkt und Netzentgetreform – Entfernungsabhängige Netzentgelte und Redispatch 2.0

Der Stromhandel tut so, als könne man Strom in beliebiger Menge von jedem Erzeuger zu jedem Verbraucher bringen (Stichwort „Kupferplatte“). Ob die Stromleitungen zum Transport des Stroms ausreichen, spielt bei der Preisbildung keine Rolle. Die „Ausgleichskosten“ (Redispatch) gehen zu Lasten der Netzentgelte und damit zu Lasten der Verbraucher, die ihrerseits aber kaum Möglichkeiten haben, darauf zu reagieren.

Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) nehmen bestimmte Eingriffe vor, um Physik und Handel im Stromnetz zur Deckung zu bringen. Derzeit erstellen primär noch die Übertragungsnetzbetreiber eine Übersicht über die voraussichtlichen Ein- und Ausspeisungen auf den verschiedenen Netzebenen. Wenn Netzengpässe erwartet werden, werden durch sogenannte Redispatch-Maßnahmen Kraftwerksbetreiber, die zu einem Netzengpass beitragen, dazu veranlasst, ihre Kraftwerke in ihrer Leistung zu reduzieren. Fehlt Leistung in anderen verbrauchsstarken Regionen, müssen andere Kraftwerke einspringen. Ein Redispatch wurde in der Vergangenheit mit konventionellen Großkraftwerken ab 10 MW durchgeführt. Nach §§ 13, 13a, 14 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) werden seit dem 1.10.2021 auch EE-Anlagen und KWK-Anlagen ab 100 kW in

den Redispatch einbezogen (BDEW). Damit wurde der Redispatch 2.0 potenziell auch für alle 890 Verteilnetzbetreiber in Deutschland relevant. Er ist mit einem höheren Prognoseaufwand verbunden und könnte wegen vieler dezentraler Eingriffe nach Angaben der Bundesnetzagentur zu einem mehr an CO_2-Ausstoß von bis zu 3% führen.

Hintergrund für die Einbeziehung auch kleinerer Anlagen in den Redispatch war zum einen die zunehmend dezentrale Erzeugung, zum anderen die Netz- und Systemsicherheit (Redispatch, Netzreserve, Einspeisemanagement). Die Kosten werden über die Netzentgelte umgelegt und betrugen bereits 1,2 Milliarden Euro im Jahr 2019; 1,4 Mrd. Euro im Jahr 2020; 2,3 Mrd. Euro im Jahr 2021,; und 2,2 Mrd. Euro alleine in der ersten Hälte 2022 (Quartalsbericht II/2022). Die konventionellen Kraftwerksbetreiber profitieren davon, wenn sie zum Ausgleich zusätzlich Kraftwerke betreiben können. Und auch die Netzbetreiber haben zunächst kein Problem damit. Der Netzbetrieb ist ein durch die Bundesnetzagentur regulierter Markt. An jedem Netzausbau, den die Netzbetreiber entsprechend abrechnen können, verdienen sie Geld. Und auch der emissionsintensiven Industrie ist es recht, da sie von niedrigen oder sogar negativen Strombörsenpreisen profitiert, so lange sie von hohen Netzentgelten verschont bleibt. Die Höhe der zu zahlenden Netzentgelte berechnet sich nach § 19.2 der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) für große industrielle Verbraucher nach dem „physischen Pfad zum nächstgelegenen, geeigneten Kraftwerk“. Das ist aber nicht unbedingt das Kraftwerk, bei dem das Unternehmen seinen Strom einkauft. Bereits mit der zunehmenden Abschaltung großer Kraftwerke ist das nächstgelegene geeignete Kraftwerk plötzlich Hunderte Kilometer entfernt, und die Netznutzung steigt mit der Distanz an, so z. B. im Falle der Aluhütte der Firma Trimet in Hamburg, für die das Kraftwerk Moorburg bis zur Stilllegung Anfang 2021 das nahegelegenste Kraftwerk war.

Vorschlag:	Über angemessene entfernungsabhängige Netzentgelte Physik und Handel besser in Übereinstimmung zu bringen. Auch in der Vergangenheit haben sich Unternehmen in der Nähe wichtiger Ressourcen angesiedelt. Hierzu würden entfernungsabhängige Netzentgelte und emissionsabhängige Strompreise einen starken Anreiz nicht nur für energieintensive Unternehmen setzen, neue Produktionsstandorte in der Nähe der Quellen erneuerbarer Energien anzusiedeln oder die Erneuerbaren am bisherigen Standort auszubauen und ggf. auch ein Lastmanagement am Dargebot der Erneuerbaren auszurichten. Parallel sind Netzentgelte auch für die Überschusseinspeisung in Abhängigkeit der Verteilnetzkapazität bzw. Auslastung der Verteilnetze einführen (vgl. Kap. 2.3.3).

2 Kommentare, Fragen und ergänzende Vorschläge zur Photovoltaikstrategie zu ausgewählten Kapiteln der PV-Strategie

2.1 Freiflächenanlagen stärker ausbauen (PV-S 3.1) - Abgleich Flächennutzung und -effizienz

Die Flächen in Deutschland sind begrenzt. Bei der aktuellen Debatte um die Transformation des Energiesystems in Deutschland stellt sich daher die Frage, wie viel erneuerbare Energie auf landwirtschaftlichen Flächen erzeugt werden kann.

Laut Böhme 2023 ist der Stromertrag je Hektar bei Freiflächensolarstromanlagen (PV-FFA) im Mittel 28-mal höher als bei Biogas.

Fragen	Welche Konsequenzen hat dieser Vergleich für die PV-S und welche Flächen sind für PV-FFA und Agri-Photovoltaik-Anlagen und Floating-PV auch aus Natur- und Gewässerschutzsicht geeignet? Welche Kriterien zur Vereinbarkeit des PV-Freiflächenausbaus mit dem Naturschutz liegen bislang vor, welche Konflikte sind bekannt? Wie wirkt sich die höhere Flächeneffizienz auf die Biomassestrategie der Bundesregierung aus?

2.2 Photovoltaik auf dem Dach erleichtern (zu PV-S 3.2)

Manchem Netzbetreiber reicht dazu schon heute der vorhandene Zähler aus, um die EEG-Vergütung anteilig zur Nennleistung der Anlagenteile auszuzahlen.

Vorschlag:	Diese Verfahrensweise sollte in den entsprechenden Gesetzen bis zu einer bestimmten Gesamtanlagengröße zum Standard erhoben werden.

2.2.1 Abgleich zur Dachnutzung, PV-Belegungseffizienz oder Klimaanpassung durch Gründächer

Viele Kommunen empfehlen aus Sicht der Klimaanpassung die Förderung von Dachbegrünung und Dachgärten. Je nach baurechtlichen Vorgaben lässt sich eine unterschiedliche PV-Belegungsdichte auf Dächern erreichen (Abbildung 1).

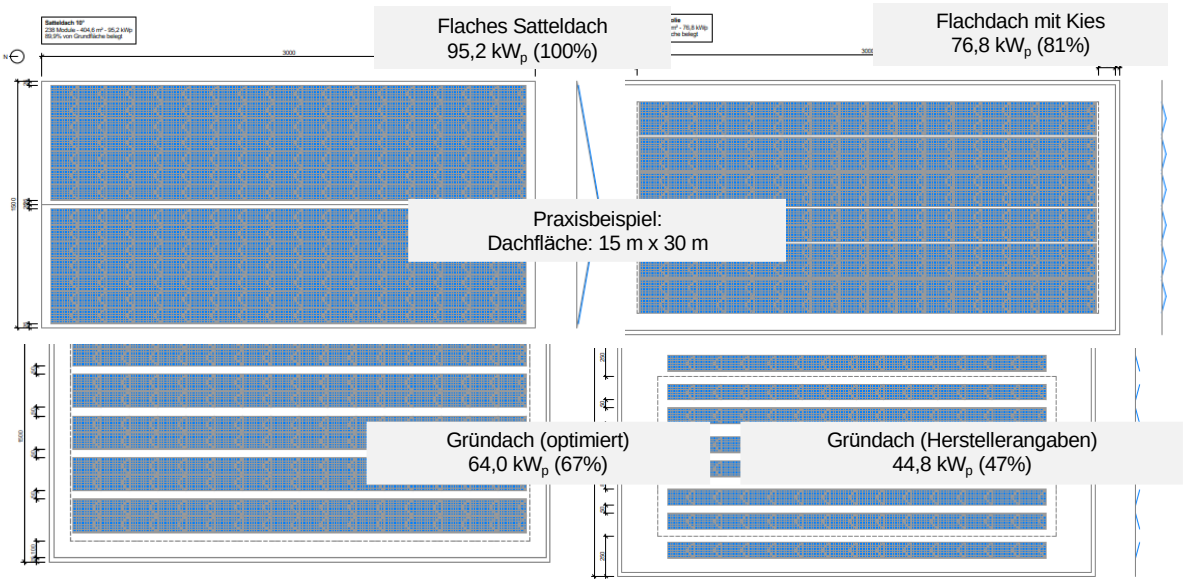

Abbildung 1: Verschiedene PV- Belegungsdichten mit und ohne Begrünung

Frage	Welche Kriterien / Vorgaben wird die PV-S bezüglich des Nutzungskonfliktes Dachnutzung/Klimaanpassung machen?

2.2.2 Direktvermarktung ab 100kWp

Gemäß EEG ist die Direktvermarktung ab einer Anlagengröße von 100kWp verpflichtend. Die im Strategiepapier genannten Vorschläge zur flexibleren Gestaltung der Direktvermarktungspflicht ab 100kW gehen in die richtige Richtung. Bisher werden insb. Industriebetriebe mit hohen Eigenverbrauchsanteilen und unattraktivem Einspeiseprofil benachteiligt.

Beispiel A: Ein typischer Industriebetrieb hat ein äußerst unattraktives Einspeiseprofil mit hohem Eigenverbrauch von Montag bis Freitag (keine Einspeisung) und kaum Eigenverbrauch am Wochenende (hohe Einspeisung). Dies führt dazu, dass oftmals kein Direktvermarkter gefunden wird, der ein wirtschaftliches Angebot machen kann.

Bisher führte dies zu einer der nachfolgend beschriebenen Ergebnisse:

- mehrmals jährliche An- und Abmeldung der Anlage beim Netzbetreiber (für 3 Monate im Jahr Einspeisen) + mit Anlagenabriegelung (für die übrigen Monate),
- Zahlung einer sehr hohen Grundgebühr für einen Direktvermarkter (effektiv eine unwirtschaftliche Strafgebühr),
- Betrieb der Anlage außerhalb des EEGs, was i.d.R. darauf hinausläuft, dass die Anlage abgeriegelt werden muss und keine Netzeinspeisung erfolgt.

Beispiel B: Ein Wohn- oder Bürogebäude mit mehreren Mieteinheiten wird mit einem Mieterstromkonzept betrieben.

Mieterstromdienstleister machen häufig Direktvermarktung nicht selbst und müssten sich ebenfalls einen zusätzlichen Dienstleister für die Direktvermarktung suchen.

Dieser sieht jedoch erneut ein unattraktives Lastprofil, was im Ergebnis wieder zu höheren Kosten führt, da mehrere Akteure beteiligt sind.

Vorschlag:	Gesetzesänderung mit der Anhebung der Grenze für verpflichtende Direktvermarktung auf z.B. 500 kWp oder 1000 kWp.

2.3 Mieterstrom bzw. die gemeinschaftliche (kollektive) Gebäudeversorgung stark vereinfachen und rechtlich umsetzen (zu PV-S 3.4)

Der Betreiber einer Photovoltaik-Anlage (oder auch KWK-Anlage) möchte den erzeugten Strom an lokale Letztverbraucher weitergeben. Die aktuelle rechtliche Lage führt in diesem Fall dazu, dass der Anlagenbetreiber automatisch zu einem Elektrizitätsversorgungsunternehmen (nach EEG §3(20)) bzw. zu einem Energieversorgungsunternehmen (nach EnWG §3(18)) wird.

Damit einhergehend sind eine Vielzahl an Pflichten zu erfüllen (z.B. Anmeldepflicht bei Übertragungsnetzbetreiber, Verteilnetzbetreiber, BNetzA; Pflicht zu Vollstromlieferverträgen; Stromkennzeichnung; jährliche Strommengen an Übertragungsnetzbetreiber melden; Meldepflicht Mieterstromzuschlag BNetzA; Messstellenbetriebspflichten, Kundenmanagement-Pflichten; Rechnungsstellungspflichten; Stromsteuerbefreiungen; ...) Diese Pflichten können von einem "normalen" Anlagenbetreiber (Privatpersonen oder Industrie- und Handwerksbetriebe) in den allermeisten Fällen nicht geleistet werden.

Selbst Musterverträge wie z.B. vom DGS oder BSW helfen leider oftmals nicht. Auch Planer oder die ausführenden Solarteure können hier nicht unterstützen.

Für die Umsetzung werden daher spezialisierte Fachleute benötigt, die entsprechendes Knowhow in diesen rechtlichen, kaufmännischen und ökonomischen Themengebieten haben.

Nachfolgend beispielhaft einige typische Projektkonstellationen, bei denen genau dieses Problem auftritt:

- Die Familie, deren Kinder aus dem Haus sind und eine Einliegerwohnung vermieten.
- Wohn- Büro- und Verwaltungsgebäude mit mehreren Mieteinheiten.
- Die Lagerhalle im Industriegebiet welche teilweise von einer weiteren Firma genutzt wird.
- Der Industriebetrieb mit mehreren Letztverbrauchern (z.B. Kantine, geleaste Maschinen).

Für entsprechende Mieterstrom-Dienstleister sind solche Projektkonstellationen häufig nicht wirtschaftlich (insb. kleine Anlagen oder wenige Mieterstromabnehmer). Im Ergebnis werden also diese Anlagenbetreiber im Stich gelassen.

Die Erhöhung der Vergütung für Volleinspeisung ist zwar seit dem Osterpaket eine mögliche Alternative zu Mieterstrom für manche Projekte.

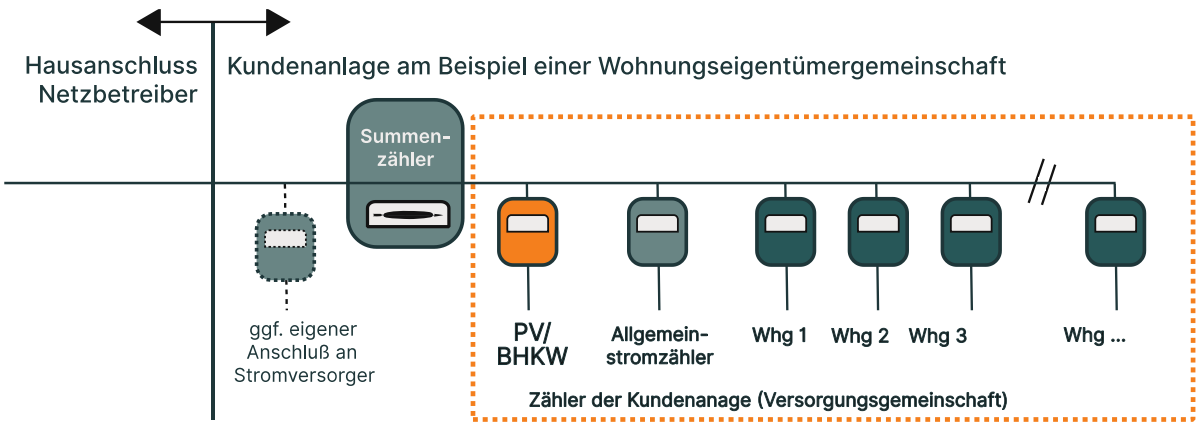

Abbildung 2: Kundenanlage

Das Ziel des möglichst dezentralen Verbrauchs vor Ort und ein Anreiz den eigenen Verbrauch in Zeiten hoher Solarstromerträge zu verschieben wird so jedoch nicht erreicht. Zudem können Mieter dadurch weiterhin nicht von den ökonomischen Vorteilen des günstigen PV-Stroms profitieren.

Vorschlag:	Gesetzesänderung durch die eine Stromlieferung an Dritte hinter einem Netzverknüpfungspunkt ohne Durchleitung des öffentlichen Netzes nicht zu den Pflichten eines EltVU (nach EEG §3(20)) bzw. eines EVU (nach EnWG §3(18)) führt.

Vorschlag:	Für die messtechnische Erfassung der Strommengen ist ein Messkonzept mit kaufmännisch bilanzieller Weiterleitung in Abgrenzung zu Eigenerzeugungsanlagen auch mit Differenzrechnungen von ¼ Stunden-Werten ausreichend.

Vorschlag:	Den Begriff der Personenidentität im EEG ersatzlos streichen und die gemeinschaftliche (kollektive) Identität innerhalb einer Kundenanlage bzw. im räumlichen Zusammenhang ohne jede bürokratische Hindernisse zulassen (vgl dazu auch Kap. 2.3.1 und 2.3.2). Jeder Letztverbraucher kann für seinen Reststrombezug (aus dem öfftl. Netz) weiterhin einen Stromlieferanten frei wählen.

Vorschlag:	Der Versorgungsgemeinschaft wird selbst überlassen, über welchen Verteilungsschlüssel und mit welchen Zählern sie Kosten (Investitions- und Betriebskosten) von EE- und KWK-Anlagen innerhalb der Versorgungsgemeinschaft (Eigentümern / Mietenden) zugewiesen werden.

Die Regelungen der EU-Richtlinie 2018/2001 in Artikel 21 Abs. 4 zur diskriminierungsfreien kollektiven Selbstversorgung werden damit in deutsches Recht umgesetzt.

Die Gemeinschaftliche Versorgung mit Strom, nicht nur innerhalb eines Gebäudes, sondern auch in der Nachbarschaft (Energy sharing) könnten damit ebenfalls unbürokratisch zugelassen und mit geringen Kosten umgesetzt werden.

Die im Strategiepapier unter "Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung" genannten Punkte gehen in die richtige Richtung, dürfen jedoch nicht durch andere neue Pflichten (z.B. SmartMeter für Wohnungszähler) verkompliziert werden.

Das in der PV-S (S.19) genannte Umsetzungsbeispiel in Österreich (https://www.e-control.at/gemeinschaftliche-erzeugungsanlagen und https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20007045 verlangt für jede Wohnung ein Smartmeter. Diese Verknüpfung ist nicht sinnvoll.

2.3.1 Änderung der Betriebskostenverordnung: Stromkosten (Allgemein- und Wohnungsstrom) als umlagefähige Betriebskosten in den Katalog des § 2 BetrKV aufnehmen.

Auf Dächern erzeugte solare Wärme kann bisher unkompliziert an die Nutzer im Haus abgegeben werden. Für solar erzeugten Strom oder per Blockheizkraftwerk effizient erzeugten Strom, z.B. durch ein Blockheizkraftwerk im Keller, gilt dies bislang nicht. Die Abgabe von Strom im räumlichen Zusammenhang (auch Mieterstrom genannt) ist aufgrund hoher bürokratischer Hürden zu aufwendig und wird von Hausverwaltungen bislang kaum vorgeschlagen oder umgesetzt.

Viele der bürokratischen Hürden, die für die Nutzung (Verteilung) von selbsterzeugten Strom im räumlichen Zusammenhang bestehen sind nicht gerechtfertigt, da die erzeugten Mengen in der Regel für die Netz- und Versorgungssicherheit technisch kaum relevant sind. Die Stromerzeugung und -nutzung vor Ort könnte genauso betrachtet werden wie eine Energiesparmaßnahme, also z.B. wie die Investition in einen sparsameren Kühlschrank oder in eine LED. Auch diese werden ja nicht mit Steuern und Abgaben oder der Auflage zu einer Messeinrichtung belegt. Die Vorteile einer einfachen und verbrauchernahen Erzeugung von Erneuerbarer Energien sowie deren flexible Nutzung liegen auf der Hand, z.B.:

- geringe Kapitalintensität im Vergleich zu Großkraftwerken
- kurze Bauzeiten
- hohe Ausfallsicherheit durch geringe Gleichzeitigkeitsfaktoren gegenüber großen Kraftwerken
- Nutzung vorhandener Infrastruktur ohne umfangreichen Netzausbau
- rasche Anpassung an neue Technologien
- hohe Flexibilität
- Gebäude- und nutzungsbezogene Optimierung durch große Typenvielfalt
- sichere Investition: Strom- und Wärmebedarf sind in der Regel langfristig gegeben
- niedrige Primärenergiefaktoren, niedrige Emissionen

Die Betriebskostenverordnung sieht bisher die Umlagefähigkeit von Stromkosten bei gemeinschaftlichen Stromversorgungen nicht ausdrücklich im Katalog von § 2 BetrKV vor. Die Stromkosten sind nur von Mieter:innen zu tragen, wenn dies ausdrücklich im Mietvertrag vereinbart ist.

Vorschlag:	Aufnahme der Kosten für Strom aus einer gemeinschaftlichen Stromversorgung in den Katalog nach § 2 BetrKV.

So kann man die gewünschten, gemeinschaftlich betriebenen Überschusseinspeisungsanlagen, die sinnvoll nur bei einer gemeinschaftlichen Stromversorgung innerhalb einer WEG betrieben werden können, von der bestehenden Rechtsunsicherheit befreien. Ebenso wird es ja für Strom zum Betrieb einer Wärmepumpe im Strategiepapier vorgeschlagen, ein Vorschlag, der in die richtige Richtung zeigt, aber warum sollte dies nur für Wärmepumpenstrom und nicht für Allgemein- und Wohnungsstrom innerhalb z.B. einer Kundenanlage gelten?

2.3.2 Änderung der Betriebskostenverordnung: Möglichkeit, auch die Investitions- und Instandhaltungskosten für PV-Anlagen über die Betriebskosten umzulegen

Bisher sieht die Betriebskostenverordnung keine Umlage von Investitions- oder Instandhaltungskosten vor. Derzeit können Vermieter:innen die Investitionskosten in PVA oder BHKW gesetzeskonform nur über eine Mieterhöhung nach §§ 555b, 559 BGB umlegen. Den Mietern wird dadurch der gemeinschaftlich von der WEG erzeugte Strom zu einem sehr reduzierten Preis berechnet. Bei einer PVA fallen dann ausschließlich die Kosten der WEG für Reinigung und Versicherung der PVA als Betriebskosten an, die man in den Strompreis gegenüber den Mieter:innen aufnehmen kann. Damit wird der Strom extrem günstig, bei einer 20 kWp-Anlage läge der Preis für die durch die Anlage erzeugte kWh gerechnet mit den durchschnittlich erwartbaren Erträgen bei ca. 2-3 Ct. Dadurch werden Fehlanreize für den Stromverbrauch gesetzt. Zudem wird die Belastung der Mieter:innen mit den Stromgestehungskosten im Wesentlichen nicht mehr vom Stromverbrauch, sondern über die Mieterhöhung von der Größe der Wohnung abhängig sein. Mieter:innen mit hohem Stromverbrauch und kleinen Wohnungen werden so von Mieter:innen mit geringem Stromverbrauch und großen Wohnungen „subventioniert“. Dieses Gerechtigkeitsproblem und das Problem des Fehlanreizes durch den sehr günstigen Strompreis besteht genauso bei selbstnutzenden Eigentümer:innen.

Eine Lösung besteht darin, eine gesetzliche Möglichkeit zu schaffen, die Investitions- und Reparaturkosten für die PVA in den Strompreis einrechnen und über die Betriebskosten abrechnen zu können. Bei einem Strom- oder Wärmecontracting werden diese Kosten auch vom Contractor eingepreist. Auch bei Nah- oder Fernwärmelieferungen werden selbstverständlich die Investitionskosten des Lieferanten eingepreist, die Kosten sind innerhalb der Betriebskosten auch selbstverständlich umlegbar. Der Unterschied liegt allein darin, dass die Investitions- und Reparaturkosten bei einem externen Dritten entstehen, von diesem eingepreist und in Rechnung gestellt werden und sich daraus eine Umlegbarkeit auf die Betriebskosten ergibt.

Contracting-Modelle sind aber für die Mieter:innen und selbstnutzenden Eigentümer:innen deutlich teurer als Investition und Betrieb durch eine WEG. Die WEG hat keine Gewinnerzielungsabsicht und legt allein die tatsächlich anfallenden Kosten um. Die Gewinnmarge des Contractors oder des externen Lieferanten entfällt.

Sinnvoll wäre es z.B., die Investitionskosten für eine PVA über 20 Jahre verteilt in die Stromkosten aufnehmen zu können. Ein BHKW hat allgemein Laufzeiten von 12-15 Jahren, hierfür sollte ein entsprechend kürzerer Zeitraum für die Einpreisung der Investitionskosten möglich sein. Auch sollten für diese Anlagen die Kosten eines Vollwartungsvertrags in den Strompreis einrechenbar sein.

Eine Gefahr, dass eine WEG den Mieter:innen zu hohe Strompreise in Rechnung stellt, sehen wir nicht. Es besteht für jede:n Mieter:in weiterhin die Möglichkeit, den Stromanbieter frei zu wählen, was die WEG davon abhalten wird, unwirtschaftlich zu handeln und zu hohe Kosten zu verursachen.

Uns sind Projekte bekannt, die seit nunmehr fast 25 Jahren sich gemeinschaftlich mit Strom versorgen. Die Investitionskosten werden sowohl für BHKW wie auch PV Anlagen in den Strompreis eingerechnet, ohne dafür eine gesetzliche Grundlage zu haben. Zu Beschwerden von Mieter:innen oder Eigentümer:innen ist es in dieser Zeit nie gekommen, da die Strompreise immer deutlich unter denen der Stromlieferanten lagen. Und das trotz aller energierechtlichen Hemmnisse, die für WEGs als Betreiberinnen gemeinschaftlicher Erzeugungsanlagen

zum Teil noch immer bestehen. Es wäre an der Zeit, für dieses Modell Rechtssicherheit zu schaffen und auch zögerlichen WEGs und Hausverwaltungen diese Möglichkeit nahezubringen (vgl. Kap. 1.1).

Vorschlag:	Gesetzliche Regelung, die es ermöglicht die Investitions- und Reparaturkosten für PVA und KWK-Anlagen in den Strompreis ein- und über die Betriebskosten abzurechnen. Veröffentlichung und Entwicklung eines entsprechenden Leitfadens für Hausverwaltungen.

2.3.3 Netzentgelte auch für Überschusseinspeisung in Abhängigkeit der Verteilnetzkapazität bzw. Auslastung der Verteilnetze

Das durchschnittliche Netzentgelt für Haushaltskunden betrug im Jahr 2022 8,12 ct/kWh (Gewerbekunden 6,85 ct/kWh und Industriekunden 2,96 ct/kWh, vgl. Monitoringbericht 2022). Sie liegen damit bereits in der gleichen Größenordnung wie die Stromgestehungskosten für selbsterzeugten Photovoltaikstrom bei Haushaltskunden.

Über die Netzentgelte werden auch die Maßnahmenkosten für das Netzengpassmanagement (EinsMan, Redispatch inkl. Countertrading und Einsatz Netzreserve) 2021 in Höhe von 2,3 Mrd. (2020: 1,4 Mrd. Euro) abgerechnet. Bereits im ersten Halbjahr lagen die Kosten bei 2,23 Mrd. € (Quartalsbericht II/2022).

Wenn sich Eigenstromversorgung von Industriebetrieben mit Erneuerbaren Energien und flexiblen Stromerzeugern und die gemeinschaftliche Eigenversorgung von Haushalten und Gewerbetrieben in Kundenanlagen zukünftig verbreiten und durchsetzen, werden die Netzentgelte auf eine immer geringere Strommenge (in kWh) umgelegt werden.

Vorschlag:	Bei der Diskussion um eine Netzentgeltreform sollte auch die Überschusseinspeisung mit Netzentgelten in Abhängigkeit der aktuellen Auslastung des Verteilnetzes belegt werden, um für Gebäude und Menschen, die geringere Möglichkeiten haben, sich an einer gemeinschaftlichen Eigenversorgung zu beteiligen, die Netzentgelte erträglich zu halten.

2.4 Nutzung von Balkonkraftwerken (zu PV-S 3.4)

Hinweis auf den Leitfaden für Steckersolargeräte des KiB e.V., in dem folgende Vorschläge noch näher erläutert werden:

- Eine Montageanleitung muss voraussichtlich nach DIN VDE V 0126-95 zukünftig die genauen Anwendungsbereiche enthalten, also die Bereiche, in denen das Steckersolargerät oder die dazu hergestellten Bauteile eingesetzt werden dürfen. Darüber hinaus sollten genaue Angaben gemacht werden, wie an Fassade oder Balkon und in welcher Höhe die Bauteile angebracht werden dürfen. Für Bauteile wie die Solarmodule oder Montagegestelle sind die Schnee- und Windlast-Tragfähigkeiten vom Hersteller durch ein statisches Gutachten nachzuweisen.
  Über gesetzliche Regelung sollte die Politik für eine entsprechende für alle einsehbare Produktdatenbank sorgen.

Vorschlag:	Hersteller zur Angabe praktikabler Angaben zu den Anwendungsbereichen ihrer Produkte verpflichten und öffentlich verfügbare Datenbank aufbauen.

- Glasnormen u.a. DIN 18008, wie vom DIBt gefordert, sehen bisher keine Prüfungen mit gerahmten Gläsern vor. Übliche Standard-PV-Module besitzen einen Aluminiumrahmen, der für die mechanische Stabilität und das Bruchverhalten entscheidend sein kann. Angepasste Belastungsprüfungen könnten nach DGS-Ansicht weitere PV-Module für den Einsatz bei Fassaden/Balkonen erschließen.

Vorschlag:	Glasbaunormen für Fassaden-PV-Module weiterentwickeln

Vorschlag:	Zulassung des „Schukosteckers“ in der AR 4105 und der DIN VDE 0100-551 Vorgabe für Netzbetreiber auf die Nennung von „Wielandstecker“ in den Anmeldeformularen zu verzichten, so lange die Anmeldung beim Netzbetreiber noch Pflicht ist.

Vorschlag:	VDE-AR 4105: 800 Watt statt 600 Watt als Grenze für Steckersolaranlagen.

- Eine Studie der HTW Berlin und der Verbraucherzentrale NRW ergab, dass etwa nur 20 Prozent der Anwender ihre Steckersolargeräte anmelden. Da die Daten zwischen Netzbetreibenden und Markstammdatenregister ohnehin miteinander abgeglichen werden, schlägt der VDE in seinem Positionspapier vom 11. Januar 2023 vor, dass auf die Pflicht zur Anmeldung beim Netzbetreiber zukünftig verzichtet werden sollte.

Vorschlag:	Auf Anmeldungspflicht beim Netzbetreiber verzichten.

Vorschlag:	Stromzähler sollten sich bis zur Smart Meter Pflicht 2032 rückwärts drehen dürfen. Hierzu sind Anpassungen in der Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV), der NELEV (Elektrotechnische-Eigenschaften-Nachweis-Verordnung), der AR 4105 sowie der technischen Anschlussbedingungen (TAB) der Netzbetreiber notwendig.

- Die Privilegierung würde u.a. die Nutzung von Steckersolargeräten in Mehrfamilienhäusern erleichtern und wäre auch in Hinblick auf die kommende Umsetzung der REDII-Richtlinie zum gemeinschaftlichen Eigenverbrauch etc. sinnvoll. Damit würden Wohnungseigentümer und Mietende angemessene bauliche Veränderungen Erzeugung, Speicherung oder Weitergabe von Energie aus einer Anlage nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz verlangen können.

Vorschlag:	Nutzung von u.a. Solarstrom zur Eigenversorgung im § 20 des Wohnungseigentumsgesetz und §554 Absatz 1 des BGB privilegieren.

Vorschlag:	Gezielte Programme zur Förderung von Steckersolargeräten für einkommensschwache Haushalte.
Vorschlag:	Gezielte Programme zur Förderung der Machbarkeit von Fassaden-PV und Steckersolargeräten bei größeren Mehrfamiliengebäuden

2.5 Netzanschlüsse beschleunigen (PV-S 3.5)

2.5.1 Weitere Vereinfachungen bei den Schwellenwerten und Anforderungen, wie z.B. den Zertifizierungspflichten

Die Anforderungen an den Bau von PV Anlagen sind gestaffelt nach zahlreichen Schwellenwerten und die Rechtslage sehr volatil, wie z.B.

- ab 950 kWp wird eine Anlagenzertifikat Typ A benötigt,
- ab 750 kWp Pflicht zur Teilnahme an Ausschreibungsverfahren für Vergütung (ab EEG2023 Erhöhung auf 1 MWp),
- ab 300 bis 750 kWp Marktprämie nur für 50% des eingespeisten Stroms (entfällt mit EEG 2023),
- ab 135 kWp gilt die Mittelspannungsrichtlinie mit komplexen Schutzsystemen, von denen aber teilweise bis 950 kWp unter gewissen Voraussetzungen auch abgewichen werden kann,
- ab 100 kWp gilt die Pflicht zur Direktvermarktung des eingespeisten Stroms,
- ab 30 kWp muss ein zentraler Netz- und Anlagenschutz aufgebaut werden,
- bis 30 kW ist für den Netzanschluss nur noch in begründeten Fällen die Anwesenheit des Netzbetreibers notwendig,
- ab 25 kWp muss die stufenweise Abregelung durch den Netzbetreiber ermöglicht werden (Rundsteuerempfänger),
- bis 10,8 kWp vereinfachtes Netzanschlussverfahren bei kleineren Anlagen
- ab 7 kWp besteht die Pflicht zum Einbau von SmartMeter (IMSys)
- bis 4,6kW ist einphasige Einspeisung und damit entstehende Schieflast möglich
- bis 10kWp, bis 40kWp, bis 100kWp, bis 300kWp, bis 750kWp: EEG-Einspeisevergütung nach unterschiedlichen Leistungsgrößen

Gemäß VDE-AR-N 4110:2018-11 Kapitel 11.4.2 müssen Anlagen zwischen 135 kWp und 950 kWp ein vereinfachtes Anlagenzertifikat nachweisen, um ans Netz gehen zu können.

In der Praxis sind Zertifizierungsstellen jedoch seit 2018 deutlich überlastet und können diese Zertifikate entweder erst Monate bis Jahre nach Fertigstellung der Anlagen erstellen oder geben wegen hoher Auslastung erst gar kein Angebot für eine Zertifizierung ab.

Die bisherigen Vereinfachungen werden begrüßt. Insbesondere die Möglichkeit eines vorläufigen Anlagenzertifikats für Anlagen bis 950kWp zur Beschleunigung der Einspeisung bereits projektierter Anlagen.

Vorschlag:	Die Anzahl der Schwellenwerte reduzieren und in begründbaren Fällen Ermessensspielräume zulassen. Erneute Analyse, ob tatsächlich ein Anlagenzertifikat bereits bei relativ kleinen Anlagen (z.B. unter 500 kWp) sinnvoll ist oder ob nicht die Konformitätserklärung ausreicht.

Die im Strategiepapier beschriebenen Ansätze zur Vereinfachung des Netzanschlusses, die jedoch insb. für mittelgroße Anlagen (135-500kWp) nicht weitreichend genug sind.

Bei einigen Netzbetreibern kann z.B. problemlos die Ausnahmeregelung der VDE-AR-N 4110 genutzt werden, sodass bei Anlagen <1MW auf einen übergeordneten Entkupplungsschutz mit QU-Regelung verzichtet werden kann.

2.6 Fachkräfte sichern (PV-S 3.9.)

Der KiB e.V. begrüßt das Ziel der PV-Strategie einer zeitgemäßen Ausbildung und der gezielten Weiterbildung von Solarteuren und Hebung von Arbeitspotentialen, angesichts der für den Ausbau der Wind- und Solarenergie relevanten Fachkräftelücke von 216.252 Personen im Jahresdurchschnitt 2021/2022.

Nach einer Studie des Kompetenzzentrum Fachkräftesicherung sind Elektroniker:innen Schlüsselberuf und auch Nadelöhr für den Ausbau der Solarenergie.

Laut Niederspannungsanschlussverordnung (NAV) §13 dürfen sämtliche Anschlussarbeiten elektrischer Anlagen an das Stromnetz nur durch eine:n Elektriker:in eines eingetragenen Meisterbetriebs vorgenommen werden. Auch den Anschluss der PV-Anlage darf nur die Elektrofachkraft durchführen. Die Verantwortung tragen dabei am Ende die Elektriker:in mit Meistertitel.

Es stellt sich die Frage, ob wir uns das angesichts der Ausbauziele noch leisten können. Vielmehr sollten eingeschränkte Elektroarbeiten auch von dazu in deutlich kürzerer Zeit auszubildenden Fachkräften ausführbar sein.

Vorschlag:	Entwicklung einer wenige Wochen oder Monate dauernden eigenen fachübergreifenden qualifizierten Ausbildung speziell für die fachgerechte Montage (z.B. am Balkon) und die elektrische Anbindung von Steckersolargeräten z.B. an Balkonen für Interessierte, die sich die Montage und Inbetriebnahme selbst nicht zutrauen.

Eine der zukünftigen Lösungsoptionen zur treibhausgasarmen Versorgung mit Strom und Wärme von Gebäuden wird neben Nahwärmenetzen die Kombination aus PV, Wärmepumpe und bei größeren Gebäuden in Verbindung mit Klein-KWK-Anlagen sein. Sie müssen nicht nur alle sachgerecht stromseitig angeschlossen werden, sondern sind auf eine Energiewendekompatible geeignete Steuerung und ein Monitoring angewiesen.

Vorschlag:	Entwicklung eines eigenen wenige Monate dauernden spartenübergreifenden qualifizierten Ausbildungsgang für den gemeinsamen Anschluss, die Steuerung und das Monitoring der Kombination von PV, Wärmepumpe und Klein-KWK-Anlagen.

2.7 Technologieentwicklung voranbringen (PV-S 10)

Vorschlag:	Entwicklung von vorgefertigten Modulen zu unterschiedlichen Kombinationen aus PV, Wärmepumpe, Pufferspeicher und Klein-KWK-Anlagen incl. einer wartungsarmen und kostengünstigen energiewendegerechten Steuerung und einem auch für Laien nutzbaren übersichtlichen Monitoring für Hausverwaltungen und Bewohner.

Die Internationale Organisation für erneuerbare Energien (IRENA) schätzt, dass weltweit bis 2030 je nach Verwendungsdauer der Module zwischen 1,7 und bis zu 8 Millionen Tonnen Altmodule anfallen könnten (BDEW 2022, ISE 2020).

In der EU müssen 80 Prozent des Modul-gewichts alter PV-Module geprüft und wiederverwendet oder recycelt werden. Privatpersonen in Deutschland können Module kostenfrei beim Recyclinghof abgeben. Bei den heutigen Verfahren werden die Module in millimeterkleine Teile geschreddert, Glas- und Kunststoffanteilen abgetrennt und dann in mehreren chemischen Prozessschritten das Silizium von Metallen wie Aluminium, Kupfer und Silber gereinigt, bis es eingeschmolzen und wieder zu neuen Solarzellen verarbeitet werden kann.

Da Silizium in PV-Modulen besonders rein sein muss, kann es sein, dass PV-Module, die zukünftig nicht mehr verklebt, sondern zwischen zwei Glasscheiben vakuummiert werden, besser und weniger aufwendig recycelt werden können (Einhaus et al. 2018).

Vorschlag:	Die strategischen Ziele der FuE-Förderung im Forschungsbereich Photovoltaik sollten sich nicht nur auf den Bereich der Leistungssteigerungen beziehen, sondern auch auf den besseren und sparsameren Ressourcenverbrauch sowie eine Kreislaufführung der für die PV-Produktion verwendeten Materialien.

Bearbeitung: Dr. Jörg Lange

Klimaschutz im Bundestag e.V. [bis 21.5.2022 CO2 Abgabe e.V.]
Alfred-Döblin-Platz 1 | 79100 Freiburg im Breisgau
Telefon: +49 (0)761 45 89 32 77 | Fax: +49 (0)761 59 47 92
E-Mail: joerg.lange@klimaschutz-im-bundestag.de |
Web: co2abgabe.de | klimaschutz-im-bundestag.de
Vertretungsberechtigter Vorstand: Craig Morris
Lobbyregister - Registernummer: R001260
Amtsgericht Freiburg, Registernummer: VR 70186

Im Netzwerk des Klimaschutz im Bundestag (KiB) e.V. haben sich unter den mehr als 900 Mitgliedern, zahlreiche Praktiker aus Unternehmen, Verbänden, Kommunen und Einzelpersonen zusammengeschlossen, um u.a. die bundespolitischen Rahmenbedingungen so zu ändern, dass die Energiewende vor Ort unbürokratischer und systemdienlicher umgesetzt werden kann. Im KiB Netzwerk ist viel Praxiswissen vorhanden, das in der Politik, bei beratenden ThinkTanks oder Ministerien oft fehlt. Ein Teil der Innovationskraft des Netzwerkes Klimaschutz im Bundestag e.V. liegt auch darin, Gesetzesinitiativen zukünftig stärker aus einer parteiübergreifenden Arbeit im Bundestag mit Praktikern zusammen entwickeln zu wollen und sich nicht auf die Praxistauglichkeit von Referentenentwürfen aus den Ministerien zu verlassen.

Viele der Praktiker vor Ort stehen derzeit vor der Frage, welche Lösungen (z.B. im Rahmen von energetischen Sanierungsfahrplan) sie ihren Kunden unter den derzeit sich stark ändernden Rahmenbedingungen empfehlen sollen, um eine zukunftsfähige, kosteneffiziente Energiewende umzusetzen und die Klimaschutzziele zu erreichen.

Der KiB e.V. versteht sich als Netzwerk zwischen Praktikern und Politik.