bdew

Energie. Wasser. Leben.

Die Energiewende braucht einen PV-Boom

Die Photovoltaik-Strategie des BDEW

Inhalt

Executive Summary 3

1 Leitbild und Zielbestimmung 4

2 Betrachtung des Status quo (EEG 2021) 5

3 Ausbaupfad 6

4 Akzeptanz und Akzeptanzförderung 7

5 PV-Dachanlagen 8

5.1 Mehr Dachanlagen auf Neubauten 8

5.2 Wahlmöglichkeit zwischen Eigenversorgung und Einspeisung für größere Dachanlagen 10

5.3 Ausschreibungssegment für Dachanlagen 10

5.4 Mieterstrom 11

6 PV-Freiflächenanlagen (inkl. sonstiger baulicher Anlagen) 12

6.1 Ausschreibungen von Solarparks 12

6.2 Innovationen 12

7 Solarparks außerhalb der Förderung 14

8 Ausgeförderte Anlagen 14

9 Ein Markt für Solarstrom (Prosumer) 15

10 Netzintegration 16

11 System- und Versorgungssicherheit mit PV und Stromspeichern 17

12 Fazit 18

Bildnachweise Titelcollage v.l.n.r.:
bodnarchuk / istockphoto, Petmal / istockphoto, LeoPatritzi / istockphoto, metamorworks / istockphoto, LL28 / istockphoto, Eviart / shutterstock

Executive Summary

Ein beschleunigter Ausbau der Photovoltaik (PV) ist eine notwendige Voraussetzung für eine erfolgreiche Energiewende auf dem Weg zur Klimaneutralität. Alle bisherigen politischen Entscheidungen haben stets das hohe Potenzial, das in der Photovoltaik steckt, unterschätzt und der Solarenergie nicht den Stellenwert gegeben, der ihr gebührt. Die **PV-Strategie** des BDEW stellt die Maßnahmen und Instrumente dar, mit denen der erforderliche PV-Zubau beschleunigt werden kann:

Der Ausbau der Photovoltaik schafft Herausforderungen für das Energieversorgungssystem, die jedoch zu meistern sind. Es ist möglich, das Ausbauziel **bis 2030** auf mindestens 150 Gigawatt zu erhöhen. Nur mit dem massiven Ausbau der Photovoltaik sind die Klimaziele in Deutschland erreichbar. Für den daraus abgeleiteten durchschnittlichen Zubau in Höhe von mindestens 10 Gigawatt p. a. bis 2030 ist aber ein strukturiertes und konsistentes Ausbaukonzept wichtig.

Ein beschleunigter Ausbau der Photovoltaik kann nur gelingen, wenn sich die **Bürgerinnen und Bürger aktiv beteiligen** können. In Bezug auf Freiflächenanlagen schlägt der BDEW daher attraktive kommunale **Beteiligungsmöglichkeiten** vor. Der verstärkte Einsatz von innovativen Technologien und Konzepten kann die **Akzeptanz** ebenfalls erhöhen und Flächenkonkurrenzen reduzieren (bspw. durch Agri-PV).

Eine urbane Energiewende mit dem breiten Einzug der Photovoltaik in die Städte und Gemeinden schafft auch Beteiligungsmöglichkeiten. Im fortentwickelten **Prosuming** liegt ein zentraler Schlüssel für den Erfolg. Die Eigenversorgung sowie die Direktversorgung Dritter in räumlicher Nähe im Rahmen von **Mieterstrom- oder Quartierskonzepten** wird ein wichtiger Bestandteil des Energieversorgungssystems in den Städten. Das geht einher mit einer zunehmenden Sektorkopplung, bei der insbesondere neue Verbraucher wie Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen eingebunden sind.

Elementar für den Ausbau der Photovoltaik-Dachanlagen ist die Gestaltungs- bzw. **Wahlfreiheit für den Anlagenbetreiber** je nach Nutzungskonzept. Das bezieht auch etwaige Fördertatbestände mit ein. Der Anlagenbetreiber kann wählen zwischen erstens der Einspeisung des Stroms ins Netz der öffentlichen Versorgung und Direktvermarktung, zweitens einer Eigenversorgung und drittens einer Drittbelieferung in räumlicher Nähe (Direktversorgung). Auch eine Kombinationsmöglichkeit ist Bestandteil für einen hohen Grad von Dezentralität. Das Mieterstrommodell, die Möglichkeit zur **Beteiligung von Menschen**, die nicht über eine eigene Solaranlage verfügen, muss fortentwickelt werden. Es muss verschlankt und vereinfacht werden, damit möglichst viele Mieterinnen und Mieter von einer PV-Mieterstromförderung profitieren können. Die neue Regelung zum Mieterstrom im EEG 2021 ist ein Schritt in die richtige Richtung. Allerdings muss sie noch weiterentwickelt werden.

Zudem muss die **Finanzierung der Netzinfrastruktur** so umgestaltet werden, dass diese auch bei hohen Anteilen von Prosuming verursachungsgerecht gewährleistet ist. Auch sollten sich Prosumer zukünftig möglichst netz-/systemdienlich verhalten und ihren Beitrag zur Stabilität der lokalen Netzsituation und des Gesamtsystems leisten, zum Beispiel durch einen Batteriespeicher. Um möglichst viele Menschen aktiv einzubinden, braucht es zusätzlich flankierende Maßnahmen: Eine Vereinfachung der Umsetzung von Projekten und eine deutliche **Entbürokratisierung** sind hier essenziell.

Ferner bedarf es geeigneter Instrumente, um den Zubau von PV-Dachanlagen voranzutreiben. Eine Vorbildfunktion der öffentlichen Hand und ein obligatorischer **PV-Standard** auf Dächern öffentlicher Gebäude sowie neu errichteter Gewerbegebäude ist erforderlich. Neu erbaute private Wohngebäude müssen **„PV-Ready“** sein.

Der **Ausbau von PV-Freiflächenanlagen** muss massiv forciert werden. Eine weitere Erschließung von Flächenpotenzialen ist unabdingbar. “Benachteiligte Gebiete” müssen durch eine bundeseinheitliche Regelung für Solarparks nutzbar gemacht werden. **Innovative Technologien** und Konzepte sollten integraler Bestandteil aller Ausbauszenarien für die Photovoltaik sein. So können beispielsweise durch Agri-PV Flächenkonkurrenzen zwischen Stromerzeugung und landwirtschaftlicher Nutzung von Flächen reduziert werden. Überdachungen von Parkplätzen eignen sich ebenfalls für eine Nutzung durch Solarenergie. Schwimmende Photovoltaik-Anlagen („Floating-PV“) nutzen bestimmte Gewässer wie Tagebauseen. Gebäudeintegrierte Solaranlagen können zur erhöhten Akzeptanz beitragen. Um einen Hochlauf innovativer PV-Konzepte zu garantieren, müssen die Rahmenbedingungen der Ausschreibungen (u. a. durch Wegfall der verpflichtenden Anlagenkombination mit Speicher) verbessert und ausgebaut werden.

Langfristiges Ziel ist ein Energiemarkt, der eine direkte und indirekte Förderung oder Subventionen für PV- und andere Erneuerbare-Energien-Anlagen überflüssig macht, indem hochattraktive Nutzungen der Photovoltaik ermöglicht werden. Verbesserte Rahmenbedingungen für langfristige Grünstromlieferverträge, so genannte **Green PPAs**, sowie

ein differenziertes System für **grüne und regionale Herkunftsnachweise** unterstützen auf dem Weg dorthin.

In den kommenden Jahren steigt auch die Anzahl von Anlagen, bei denen die EEG-Förderung endet. Das EEG 2021 hat es versäumt, marktliche Lösungen für diese Anlagen zu stärken. Die so genannte „sonstige Direktvermarktung“ muss der Regelfall für ausgeförderte Anlagen – auch in Kombination mit Eigenversorgung – werden. Für eine erfolgreiche Integration ausgeförderter Anlagen in die sonstige Direktvermarktung braucht es eine **Vereinfachung des Aufwands**.

Die Energiewende ist unumkehrbar und muss konsequent weitergedacht werden. Dazu gehört, dass die Energieversorgung stärker volatil, dezentral und kleinteiliger wird. **Die Kopplung verschiedener Sektoren miteinander**, also bspw. die Verbindung von PV-Anlagen mit Elektrofahrzeug und/oder Wärmepumpe, nimmt zu. Prosuming-Modelle und Energiegemeinschaften werden sich gerade um solare Aufdachanlagen entwickeln. Dies eröffnet neue Geschäftsmodelle für etablierte und neue Marktteilnehmer.

Eine Ausbaustrategie für die Photovoltaik muss aber auch die **Netzinfrastruktur** mitdenken. Die Netzbetreiber müssen in die Lage versetzt werden, sich mit bedarfsgerechtem Ausbau der Netzinfrastruktur und einer weiteren Digitalisierung im Netzbetrieb die neue Energiewelt möglich zu machen.

Der Ausbau der Photovoltaik ist umso erfolgreicher, je stärker er **in eine konsistente Gesamtstrategie eingebettet** ist. Die PV-Strategie des BDEW soll Anhaltspunkte für politisches Handeln in den kommenden Jahren liefern. Die Weichen für die Energiewende und damit für einen erfolgreichen Klimaschutz müssen jetzt gestellt werden. Mit dem vorliegenden Strategiepapier werden die Felder aufgezeichnet, in denen in den kommenden Jahren Lösungsansätze entwickelt werden müssen. Die verschärften europäischen und nationalen Klimaschutzziele auf dem Weg zur Klimaneutralität werden einen noch stärkeren Ausbau der Erneuerbaren Energien – und insbesondere der Photovoltaik – erfordern. Insofern befinden wir uns bei der konsequenten Nutzung der **Solarenergie erst am Anfang**.

Die Photovoltaik wird in allen Wertschöpfungsstufen enorm an Bedeutung gewinnen. Die derzeitigen Rahmenbedingungen für die PV bilden diese Bedeutung bei Weitem noch nicht ab. Der BDEW, der Zusammenschluss von Unternehmen aus allen energiewirtschaftlichen Wertschöpfungsstufen, fordert daher: Die Energiewende braucht einen deutlichen Schub im Bereich der Photovoltaik – ambitioniert, zielorientiert und integriert in die Energieversorgung als Ganzes.

1 Leitbild und Zielbestimmung

Deutschland und Europa haben sich das Ziel der Klimaneutralität gesetzt. Die gesamte europäische Volkswirtschaft muss bis dahin umfassend dekarbonisiert werden.

Klimaschutz gelingt nur mit Erneuerbaren Energien. Strom aus Erneuerbaren Energien wird die Dekarbonisierung aller Sektoren ermöglichen und vorantreiben. Mit einer Kopplung der verschiedenen Sektoren wird die Elektrifizierung weiter zunehmen, ebenso der Einsatz von grünem Strom für PtX-Anwendungen (Power to Gas, Power to Heat und Power to Liquid).

Die Erneuerbaren Energien werden nicht nur im Zentrum der Energieversorgung von morgen stehen, sie werden **die** Energieversorgung von morgen sein. Solarenergie und Windenergie spielen dabei die wesentlichen Rollen. Deren Ausbau muss forciert vorangetrieben werden. Wir dürfen keine kostbare Zeit mehr verlieren.

Dabei muss die Photovoltaik intensiver aus energiewirtschaftlicher Sicht betrachtet werden. Die Bundesregierung will gemäß EEG 2021 die Photovoltaik in den kommenden Jahren auf 100 Gigawatt annähernd verdoppeln. Das klingt ambitioniert, ist aber kaum ausreichend für die Erreichung des europäischen und des verschärften nationalen Klimaziels für 2030. Darüber hinaus müssen bereits heute die Weichen gestellt werden, dass der PV-Ausbau auch nach 2030 ambitioniert weitergeht. Der BDEW hat unterschiedliche Szenarien betrachtet. Je nach Annahmen zur Umsetzung des europäischen Green Deal in Deutschland und der Entwicklung des zukünftigen Stromverbrauchs kommen die Berechnungen des BDEW auf eine Größenordnung von mindestens 150 GW Solarenergie, die bis 2030 benötigt werden. Ende 2020 waren in Deutschland ca. zwei Millionen PV-Anlagen mit einer Gesamtnennleistung von ca. 53 GW installiert. Daher wird zur Erreichung des BDEW-Ziels ein durchschnittlicher jährlicher Zubau von mindestens 10 GW Photovoltaik netto bis 2030 notwendig sein.

Der Zubau von Photovoltaik in einer Größenordnung von mindestens 100 GW gelingt in den kommenden 10 Jahren jedoch nur dann, wenn alle technisch ausgereiften Konzepte zur Gewinnung von Solarenergie genutzt werden. Dazu zählen Freiflächenanlagen, Dachanlagen sowie neue und innovative Konzepte wie Agri-PV, Floating-PV oder Building-Integrated-PV, die schrittweise in das Regime der Regelausschreibungen überführt werden sollen.

Weit über 100 GW Photovoltaik zusätzlich zum derzeitigen Bestand stellen aber auch das gesamte Energieversorgungssystem vor Herausforderungen. Neben dem Zubau und der technischen Fortentwicklung sind ebenso die Systemintegration sowie die Marktintegration von großen Mengen Stromerzeugung aus Photovoltaik notwendig.

Die PV-Strategie des BDEW setzt sich zum Ziel, die notwendigen Handlungsempfehlungen für eine ausreichende Beschleunigung und Verstetigung des PV-Ausbaus zu geben. Über 10 GW Photovoltaik-Zubau pro Jahr sind zum einen noch nie da gewesen und stellen alle bisherigen Zubauraten in den Schatten. Zum anderen muss der Zubau sowohl strukturiert und systemverträglich als auch innovativ, volkswirtschaftlich effizient und von der Bevölkerung akzeptiert erfolgen. Die Unternehmen der Energiewirtschaft stehen für eine aktive Rolle beim Ausbau der Photovoltaik bereit und bieten neben direkten Investitionen in Erneuerbare Energien ein breites Spektrum von Dienstleistungen und Know-how.

2 Betrachtung des Status quo (EEG 2021)

Das EEG – als das zentrale Gesetz für den Ausbau der Erneuerbaren Energien – existiert bereits seit dem Jahr 2000. Es wurde zwischenzeitlich sieben Mal grundlegend überarbeitet und einige Male angepasst. Zuletzt beschloss der Deutsche Bundestag am 17.12.2020 das EEG 2021. Trotz einer Reihe sinnvoller Regelungen sorgt das Gesetz aufgrund einer Vielzahl von Schwellen- und Grenzwerten auch für eine Verkomplizierung der aktuellen Förderbedingungen für die Erneuerbaren Energien.

Die Photovoltaik wurde auf heute 53 GW ausgebaut, verbunden mit einem enormen Fortschritt bei Wirkungsgrad und Kosten. Für das Erreichen der Ziele ist der Ausbau jedoch noch nicht dynamisch genug.

Bereits im Rahmen der Novelle des Gebäudeenergiegesetzes (GEG) wurde der **52-GW-Deckel** für die Förderung von PV-Anlagen, die nicht am Ausschreibungssystem teilnehmen, aufgehoben. Das war eine wichtige und richtige Maßnahme. Im aktuellen EEG 2021 wurde das Ausbauziel für die PV auf **100 GW** bis 2030 angehoben.

Seit dem 1. Januar 2021 haben sich durch das EEG 2021 einige Spielregeln gerade für neue Photovoltaik-Anlagen, aber auch Randbedingungen für bestehende und vor allem für Ü20-Anlagen geändert.

So wurde mit dem EEG 2021 die Leistungsgrenze, ab der eine anteilige **EEG-Umlage bei Eigenversorgung** mit EEG-Anlagen gezahlt werden muss, von bisher 10 kW auf 30 kW angehoben: Sowohl Betreiber von Neuanlagen als auch von bestehenden Solaranlagen mit einer Leistung von maximal 30 kWp und einer jährlichen solaren Eigenversorgung von maximal 30 Megawattstunden (bisher 10 MWh) müssen nun keine EEG-Umlage mehr für den selbst verbrauchten Solarstrom bezahlen.

Ferner wurde ein **eigenes Ausschreibungssegment für große Dachanlagen** eingeführt. Die Pflicht zur Teilnahme an einer Ausschreibung für Solardachanlagen gilt ab einer Grenze von 750 kWp.

Projektierer neuer Solardachanlagen zwischen 300 und 750 kW haben die Wahlmöglichkeit zwischen der Option Teilnahme an Ausschreibungen bei Volleinspeisung der Strommengen in die Netze und der Option Inanspruchnahme einer gesetzlichen Förderung. Bei Wahl der zweiten Option, die auch eine Eigenversorgung mit den erzeugten Strommengen ermöglicht, muss allerdings beachtet werden, dass bei Einspeisung in das öffentliche Stromnetz nur noch für 50 Prozent der erzeugten Strommenge eine Marktprämie oder Ausfallvergütung gezahlt wird.

Die Mieterstromförderung, nun durch einen eigenen gesetzlich bestimmten “anzulegenden Wert” abgebildet, ist durch das EEG 2021 angehoben worden. Der anzulegende Wert für den Mieterstromzuschlag beträgt im EEG 2021 für Solaranlagen

- bis einschließlich einer installierten Leistung von 10 kW 3,79 ct/kWh;
- bis einschließlich einer installierten Leistung von 40 kW 3,52 ct/kWh;
- bis einschließlich einer installierten Leistung von 750 kW 2,37 ct/kWh.

Das EEG 2021 schafft auch Klarheit hinsichtlich des **Lieferkettenmodells**. **Der Anspruch auf einen PV-Mieterstromzuschlag nach dem EEG** besteht auch dann, wenn der Strom nicht vom Anlagenbetreiber, sondern – wie im Fall des Lieferkettenmodells – von einem Dritten geliefert wird. Beim Lieferkettenmodell kann der Solaranlagenbetreiber einen Energiedienstleister als Mieterstromlieferanten mit der Strombelieferung von Mieterinnen und Mietern beauftragen, ohne dass der Anspruch auf den Mieterstromzuschlag verloren geht. Der Energiedienstleister muss dabei selbst nicht Anlagenbetreiber sein. So kann die Marktrolle des Stromlieferanten an einen energiewirtschaftlich versierten Dritten übertragen werden. Diese Direktversorgung vereinfacht die Umsetzung von Mieterstromprojekten.

PV-Altanlagen bis 100 kW Leistung, deren 20-jähriger Förderzeitraum ab 2021 ausläuft, können in einer Auffanglösung, befristet bis Ende 2027, weiter eine feste Einspeisevergütung in Höhe ihres Marktwertes abzüglich einer Vermarktungspauschale (ca. 3 bis 4 ct/kWh minus Vermarktungsgebühr von 0,4 ct, bei Vorhandensein eines intelligenten Messsystems 0,2 ct) erhalten, wenn sie den Strom an den Netzbetreiber verkaufen. Diese Option gilt automatisch ab dem 01.01.2021 für alle Ü20-Anlagen, die nicht ausdrücklich aktiv in eine andere Vermarktungsform wechseln. Mit der Bilanzkreiszuordnung, die diese Auffanglösung mit sich bringt, wurde die Gefahr der „wilden Einspeisung“ gebannt.

Freiflächenanlagen, die erfolgreich an einer Ausschreibung teilnehmen und einen Zuschlag erhalten, dürfen zukünftig bis zu 20 MWp groß sein (bisher 10 MWp). Dafür wird auch der nutzbare Flächenkorridor erweitert: Statt bislang 110 m Randstreifen an Autobahn- und Eisenbahnstrecken stehen nun 200 m zur Verfügung, es muss jedoch ein Streifen von mindestens 15 m innerhalb der 200 m freigehalten werden. Die Länder-Öffnungsklausel für “benachteiligte Gebiete“ bleibt weiterhin unverändert bestehen, auch wenn bisher nur wenige Länder (BW, BY, HE, RP, SL) davon Gebrauch gemacht haben.

Die **Ausschreibungsvolumina** wurden im Zuge der Novelle einmalig für das Jahr 2022 um 4,1 GW auf 6 GW angehoben, ab 2023 gelten aber deutlich geringere Volumina auf etwa dem Niveau des EEG 2017. Bis 2026 sinkt das jährliche Ausschreibungsvolumen auf 1.600 MW ab dem Jahr 2026 ab.

Innovative und hybride PV-Konzepte wie Agri-PV-Anlagen, die eine Doppelnutzung von Ackerflächen ermöglichen, oder Floating-PV-Anlagen, die eine energetische Nutzung – beispielsweise von renaturierten Tagebauseen in den Braunkohleregionen – ermöglichen, sollen durch Innovationsausschreibungen erprobt werden. Allerdings ist die Projektgröße auf eine installierte Leistung von 2 MW begrenzt und muss zudem als Anlagenkombination (z. B. mit Speicher) ausgeführt werden. Im April 2022 sollen 150 MW dieser Anlagen vorrangig bezuschlagt werden. Die entsprechenden Anlagen reduzieren Flächenkonflikte und berücksichtigen die Belange des Naturschutzes. Damit werden perspektivisch der Druck bezüglich der Flächenkonkurrenz für die PV-Freiflächenanlagen gesenkt und das Potenzial für den PV-Ausbau erweitert.

Auch gehen die Innovationsauschreibungen einen Schritt in Richtung „gesicherte PV-Leistung“, etwa durch Anlagenkombinationen aus gängigen Photovoltaikanlagen und Speichern (beachte: Bei innovativen PV-Konzepten wie Agri- oder Floating-PV lehnt der BDEW die Kombinationspflicht in den Innovationsausschreibungen als zu hohe Anforderung ab). Die Kopplung von PV- und Speicherleistung ermöglicht gezieltere Einspeiseprognosen und vermindert so den Aufwand für Ausgleichs- und Regelenergieaufwendungen.

In der Gesamtschau bleibt die EEG-Novelle 2021 deutlich zu zaghaft, um das Potenzial für die PV auf Dächern und Freiflächen angemessen zu stimulieren. Die Mengenbegrenzung auf den im Gesetz formulierten Ausbaupfad steht hier im Mittelpunkt. In Hinblick auf ambitioniertere Klimaschutzziele braucht es ein langfristiges, nachhaltiges und deutlich dynamischeres Wachstum der Photovoltaik. Nur dann kann die PV ihren Beitrag für eine erfolgreiche Energiewende leisten. Das gilt umso mehr, wenn in den kommenden Jahren aufgrund eines stärkeren Einsatzes der Sektorkopplung der Bedarf an Strom aus Erneuerbaren Energien steigen wird.

3 Ausbaupfad

Das im EEG 2021 festgelegte Ausbauziel für die PV bis 2030 in Höhe von 100 GW, bedeutete im Verhältnis zum Status quo Ende 2020 mit ca. 53 GW installierter PV-Leistung einen durchschnittlichen jährlichen Netto-Zubau von ca. 5 GW. Mit den neuen europäischen und nationalen Klimaschutzzielen sind höhere Ausbauziele für die PV nötig. Berechnungen des BDEW ergeben (je nach Annahmen) einen Bedarf von mindestens 150 GW installierter Leistung von Photovoltaik bis 2030. Dazu könnte es noch Mengenverschiebungen von der Windenergie an Land hin zur Photovoltaik geben, die deren Ausbauziel nochmals erhöhen. Der BDEW spricht sich daher für einen Ausbaupfad von durchschnittlich über 10 GW/Jahr, jeweils etwa zur Hälfte Dachflächen- und Freiflächenanlagen, aus.

Ein Ausbaupfad für PV sollte dabei nur einen Anhaltspunkt für einen jährlichen Zielwert geben, nicht aber der Mengensteuerung dienen. Das Engagement von den vielen privaten und gewerblichen Akteuren (außerhalb der klassischen Energiewirtschaft) ist für eine erfolgreiche Energiewende zu wertvoll, um es regulatorisch in der Menge zu begrenzen.

Klar ist auch, dass die Ausbaudynamik der PV nach 2030 bis zur Erreichung der Klimaneutralität in der Energiewirtschaft noch ambitionierter steigen muss.

Empfehlungen:

> Das Ausbauziel von 100 GW installierter Leistung PV muss auf mindestens **150 GW im Jahr 2030** erhöht werden. Dabei sind flankierende Maßnahmen notwendig. Insbesondere müssen die richtigen Rahmenbedingungen für einen zügigen Netzausbau geschaffen werden.

> Die **Ausschreibungsvolumina** für größere PV-Dach- und Freiflächenanlagen müssen auf jeweils **mindestens 5 GW** pro Jahr erhöht werden.

> Für **Innovative Anlagenkonzepte** wie Agri-PV, gebäudeintegrierte PV und schwimmende Solarparks (Floating-PV) sowie hybride PV-Anlagen zur Flexibilisierung (z. B. mit Speichern), müssen perspektivisch zusätzliche **Segmente in der Regelausschreibung** geschaffen werden.

> Der Zielerreichungsbeitrag von Anlagen, die ungefördert außerhalb der Ausschreibungen errichtet werden (z. B. in der sonstigen Direktvermarktung, über PPA oder zur Ei-genversorgung), lässt sich schwierig prognostizieren. Der **marktgetriebene Ausbau** spielt aber eine zunehmende Rolle. Unter der Annahme, dass ein steigender Anteil der Neubauprojekte außerhalb der Ausschreibungen erfolgt, kann perspektivisch eine dosierte Reduzierung der Ausschreibungsvolumina für klassische Freiflächenanlagen in Erwägung gezogen werden.

4 Akzeptanz und Akzeptanzförderung

Ein forcierter Ausbau der Photovoltaik und der dazu gehörenden Netzinfrastruktur kann nicht ohne die Akzeptanz und Beteiligung der Bürgerinnen und Bürger gelingen. Solaranlagen sind der Inbegriff für die Energiewende, und zwar für eine vornehmlich dezentrale bzw. verbrauchsnahe Energiewende. Ein weit überwiegender Teil der Bevölkerung verbindet damit Positives. Die hohe Akzeptanz gilt es zu bewahren, zu steigern und in aktive Beteiligung umzuwandeln. Bei der Photovoltaik muss man zwischen großen Freiflächenanlagen und Aufdachanlagen unterscheiden, da sie auf verschiedene Weise auf Mensch und Umwelt wirken.

Freiflächenanlagen nehmen große Flächen in Anspruch, leisten in aller Regel aber einen Beitrag zur Erholung des Bodens, zur Biodiversität und passen sich dem Landschaftsbild an. Förderlich für die allgemeine Akzeptanz sind zudem deutlich sinkende Stromgestehungskosten. In der Vergangenheit führte die Realisierung von Solarparks nur vereinzelt zu lokaler Ablehnung. Die Errichtung von PV-Freiflächenanlagen wurde vor allem auf Konversionsflächen bzw. Randstreifen von Schienenwegen und Autobahnen beschränkt. Durch die Kostendegression und die Wirtschaftlichkeit von Investitionen in Solarparks ohne jegliche Förderung werden zunehmend Solarparks außerhalb der Flächenrestriktionen des EEG geplant und errichtet. Zudem wurden durch das EEG 2021 einige für Freiflächenanlagen bislang bestehende Restriktionen im EEG abgemildert.

Aufdachanlagen fallen rein optisch weniger ins Auge, zeichnen sich durch einen sparsamen Flächenbedarf aus und lassen sich ohne Weiteres an bestehenden und neuen Gebäudeflächen anbringen. Sie bieten zudem die Chance, dass sich auch Privatpersonen und Unternehmen außerhalb der Energiewirtschaft aktiv am Bau und Betrieb von PV-Anlagen beteiligen können. Damit rückt die Energiewende mehr in die Städte und Siedlungen und somit näher an die Verbraucher – ein Umstand, der die Akzeptanz in den ländlichen Räumen stärkt. Sie machen die Teilnahme an der Transformation des Energiesystems für alle erfahrbar.

Notwendig für die Erschließung aller Potenziale für den Zielpfad bis 2030 ist eine etwa gleiche Aufteilung des jährlichen Zubaus auf Photovoltaik-Freiflächenanlagen und Photovoltaik-Dachanlagen. Der Ausbau innovativer PV-Anlagenkonzepte soll bei der Erreichung der Ausbauziele unterstützend wirken. Beim forcierten Ausbau der Photovoltaik mit über 10 GW Netto-Installation pro Jahr ist es notwendig, die Bürgerinnen und Bürger und Kommunen frühzeitig – auch finanziell – zu beteiligen und die Erschließung weiterer Flächenpotenziale, gerade im Hinblick auf Landwirtschaft und Naturschutz, sensibel vorzunehmen.

Empfehlungen:

> **Einheitliche Planungsstandards** für PV-Freiflächenanlagen können die Akzeptanz vor Ort erhöhen, wenn sie die Belange von Naturschutz, Landwirtschaft sowie der anliegenden Bevölkerung (bspw. in Hinblick auf Sichtbeziehungen zu Wohngebieten) berücksichtigen.

> Bestehende Flächen für Photovoltaik verfügen meist über eine gute Akzeptanz, da bereits eine Gewöhnung seitens der Anwohner eingetreten ist. Es ist daher sehr wichtig, vorhandene Flächen für die Photovoltaik nicht zu verlieren und stattdessen **Repowering und solare Flächennachnutzung** zu ermöglichen.

> Diejenigen Länder, die "benachteiligte Flächen" bislang nicht durch eine entsprechende Verordnung für Ausschreibungs-Solaranlagen geöffnet haben, sollten eine solche Öffnung vornehmen, bzw. sollte die **Länder-Öffnungsklausel** durch eine entsprechende bundesgesetzliche Regelung abgelöst werden.

> Die Länder sollten ihre **Kommunen unterstützen**, frühzeitig ihr Potenzial für den forcierten Ausbau der PV zu erschließen.

> Es müssen Voraussetzungen geschaffen werden, dass Kommunen auf freiwilliger Basis **finanziell an Solarparks beteiligt** werden können.

> **Innovative Anlagenkonzepte**, wie bspw. Agri- und Floating-PV, dienen der Reduktion von Flächenkonkurrenzen und **sollten stärkere Beachtung beim weiteren Zubau finden**.

> Der Ausbau von Dachanlagen ist stark von der **aktiven Bürgerbeteiligung** getragen. Dieses Engagement sollte durch eine nachhaltig finanzierte und systemdienliche Ausweitung dieser Anwendungsfälle gefördert und keinesfalls durch eine starre Mengensteuerung begrenzt werden.

> Eine **konsequente Entbürokratisierung** bei der Realisierung von Projekten und schlanke Planungs- und Genehmigungsverfahren **fördern das Engagement** von Bürgerinnen und Bürgern.

5 PV-Dachanlagen

PV-Aufdachanlagen genießen eine sehr hohe Akzeptanz in der Bevölkerung, da sie vor allem die Möglichkeit der Teilhabe an der Energiewende bieten und nur bedingt Flächenkonkurrenzen bestehen. Privatpersonen und Gewerbetreibenden steht es offen, sich mittels entsprechender Anlagen selbst mit Solarenergie zu versorgen, Solarstrom an Dritte, wie bspw. Mieterinnen und Mieter, vor Ort zu liefern oder den erzeugten Strom einzuspeisen und zu vermarkten. Zudem bieten diese lastnahen Anlagen eine ideale Option für die Sektorkopplung (u. a. Elektrifizierung von motorisiertem Individualverkehr) und können bei entsprechender Auslegung zur Entlastung der Netze beitragen.

5.1 Mehr Dachanlagen auf Neubauten

Die Nutzung von geeigneten Dachflächen für PV-Anlagen sollte Standard bei Neubauten, öffentlichen Gebäuden und Grundsanierungen werden. Die weitaus überwiegende Zahl der für Photovoltaik geeigneten Dächer ist immer noch ungenutzt. Um dieses Potenzial zu erschließen, ist ein Instrumentenmix sinnvoll. Dabei ist zu bedenken, dass die derzeitige Kombination aus einer niedrigen Förderung für volleinspeisende kleine Dachanlagen mit hohen bürokratischen Hürden, Hauseigentümer nicht in einem relevanten Umfang aktiviert. So wurde beispielsweise im EEG 2021 der Höchstwert für Ausschreibungen von Dachanlagen von ehemals 7,5 ct/kWh (bei Inbetriebnahme 2017) auf nur noch 5,9 ct/kWh (bei Inbetriebnahme 2021) abgesenkt. Hinzu kommt, dass – wie Erhebungen zeigen – in einigen wenigen Kommunen knapp die Hälfte der Neubauten mit Solaranlagen ausgestattet werden (bspw. Nürnberg und Hannover), während andere weit zurückbleiben und nicht einmal 10 Prozent der Neubauten entsprechend genutzt werden.

Empfehlungen:

> Um den Neubau von PV-Dachanlagen weiter anzureizen, müssen bürokratische Hemmnisse, wie bspw. vielfältige Anmelde- und Informationspflichten, reduziert und die Errichtung von Photovoltaikanlagen so einfach wie möglich gemacht werden. Dazu gehört eine **„One-Stop"-Anmeldung** beim Marktstammdatenregister der BNetzA, die sämtliche weitere Anmeldungen (Finanzamt etc.) ersetzt. Dies wurde bereits im Rahmen der EEG-Novelle 2020 avisiert, aber bislang nicht umgesetzt.

> Sämtliche Prozesse der Anmeldung und Informationsbereitstellung in der Energiewirtschaft müssen künftig von allen Marktpartnern **papierlos digital** möglich sein.

> Die **steuerliche Behandlung und Abrechnung** müssen ebenfalls **entbürokratisiert und** der damit verbundene Aufwand dem Gegenstand des Anlagenbetriebs **angepasst** werden. Eine pauschale Steueroption ist zu prüfen.

> In der **energetischen Bilanzierung** von Neu- und perspektiv auch Bestandsbauten sollte selbst erzeugter und vorrangig im Gebäude verbrauchter PV-Strom attraktiver anrechenbar sein. Anlagen- als auch Nutzerstrom sollten abzugsfähig sein und so klare Anreize für die Nutzung selbst erzeugten Stroms setzen.

> Im Rahmen der steuerlichen Förderung und der Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG) sollte ein **niederschwelliger Fördertatbestand für die Erstinstallation** von PV-Anlagen in Kombination mit Speichern etabliert werden.

> Bezüglich einer bundesweiten Solarpflicht ist der BDEW der Ansicht, dass aufgrund einer zunehmenden Zahl verschiedener landesweiter Regelungen, die zu einem regulatorischen Flickenteppich führen, **bundesweit einheitliche Mindeststandards** – von denen die Bundesländer nach oben abweichen können – gesetzt werden sollten. Der BDEW empfiehlt dabei die Unterscheidung zwischen Gebäuden in öffentlicher und privater Hand sowie Bestands- und Neubauten:
  - Die öffentliche Hand sollte eine Vorbildfunktion einnehmen und einen **obligatorischen PV-Standard für öffentliche Gebäude** (Bestands- und Neubauten) etablieren, der eine vollständige Nutzung der zur Verfügung stehenden Dachflächen gewährleistet.
  - **Neubauten von Wohngebäuden** im privaten Besitz sollten zunächst „**PV-Ready**" gemacht werden, indem die Länder entsprechende Planungsgrundsätze im Baurecht verankern und kommunale Planungsträger im Rahmen der Bauleitplanung die obligatorische Ausstattung mit PV-Anlagen berücksichtigen müssen. Ebenfalls müssen ausreichend Platz für die dazugehörigen technischen Komponenten (u. a. Wechselrichter, intelligente Messsysteme, Steuerboxen) sowie entsprechende Leerrohre eingeplant werden.
  - Als Ergänzung kann zur Nutzung der kosteneffizientesten Standorte bei Bestands- und Neubauten im privaten Besitz über einen Eintrag in ein (noch zu schaffendes) **Verpachtungskataster** nachgedacht werden. Dies kann private Eigentümer für die Ausrüstung des Daches mit einer PV-Anlage sensibilisiere die Ausrüstung des Daches mit einer PV-Anlage sensibilisieren und **die Nutzung der Dachflächen durch Dritte vereinfachen**.
  - Bei Dächern **gewerblich genutzter Gebäude** sollte ab einer Dachfläche größer 75 m^2 eine **mindestens hälftige Ausstattung der Dachfläche** mit einer PV-Anlage erfolgen. Hierbei sollte berücksichtigt werden, dass für bestimmte Dachformen und -ausrichtungen diese Regelung unterschritten werden darf.

> Die Betreiber von ungeförderten Aufdachanlagen brauchen einen einfachen, günstigen und gegebenenfalls pauschalen **Zugang zu den ihnen zustehenden Herkunftsnachweisen (HKN)**. Bei kleinen Anlagen sind heute die fixen Bürokratiekosten des Herkunftsnachweis-Registers höher als der Wert der Zertifikate. Hinzu kommt, dass die Schwellenwerte der Anlagenleistung für die Ausstellung von Herkunftsnachweisen abgesenkt werden müssen.

> Weder sollten im EEG neue Anforderungen geschaffen werden, die die **Pflichteinbaufälle von intelligenten Messsystemen** nach dem MsbG für kleine Anlagen erweitern, noch sollten die Voraussetzungen an Messung und Bilanzierung in Eigenversorgungssachverhalten angehoben werden, sondern im Gegenteil – es sollte über **Vereinfachungen** nachgedacht werden.

> In Regionen mit einer besonders niedrigen Durchdringung sollte auf öffentliche Aufklärung und die Gewinnung neuer **Installationskapazitäten** im Handwerk gesetzt werden. Dazu sollte u. a. die geförderte, qualifizierte **Energieberatung** durch Energieeffizienz-Experten gestärkt werden.

5.2 Wahlmöglichkeit zwischen Eigenversorgung und Einspeisung für größere Dachanlagen

Die Gebäudestruktur, ihre Nutzung, die Eigentumsverhältnisse und die Wünsche der Betroffenen im Hinblick auf die Energieversorgung sind vielfältig. Es muss zudem weiterhin die Wahlmöglichkeit zwischen einer Eigenversorgung und der Einspeisung bestehen. Eine Kombinationsmöglichkeit beider Modelle dient der möglichst vollständigen Nutzung der Dachfläche mit einer Solaranlage („Dachflächenoptimierung“).

Der Markt stellt heute bereits Produkte der Direktvermarktung zur Verfügung, deren Nutzung jedoch durch hohe bürokratische Hürden behindert wird. Bis diese ausgeräumt sind, ist im Falle der Einspeisung eine Förderung in Form einer gesetzlichen Vergütung (anzulegender Wert) notwendig.

Empfehlungen:

> Entsprechend der individuellen Wünsche und Bedürfnisse soll eine **Wahl- und Kombinationsmöglichkeit** zwischen der Nutzung des erzeugten Stroms **zur Eigenversorgung bzw. Belieferung von Dritten in räumlicher Nähe sowie zur Einspeisung** auch künftig bestehen. Die Abgrenzung muss möglichst einfach und ohne großen messtechnischen Aufwand erfolgen. Um eine echte Wahlmöglichkeit zu garantieren, ist die Anhebung des anzulegenden Wertes für in das Netz eingespeisten Strom auf eine auskömmliche Höhe erforderlich.

> Die **EEG-Umlagebefreiung** aus PV- (und anderen EEG-) Anlagen bis 30 kW für 30 MWh/a für die Eigenversorgung sollte zwingend auch auf Drittbelieferungsfälle ausgeweitet werden. Dies würde eine messtechnische Erfassung und Abgrenzung von Strommengen vor der Netzeinspeisung erübrigen, was u. a. Elektromobilitätskonstellationen außerhalb von reinen Eigenversorgungen deutlich vereinfachen würden (Stichwort „Dienstwagen mit der Heim-PV-Anlage aufladen bzw. Privatwagen mit der PV-Anlage des Arbeitgebers am Arbeitsplatz aufladen“). Gerade in diesem Kontext bedarf es dringend praktikabler und einfacher Lösungen (z. B. Einstufung als Bagatellverbräuche oder die Option der Zahlung von fixen Pauschalen auf die EEG-Umlage), damit die bisherigen unverhältnismäßigen messtechnischen Aufwände beseitigt werden, die aktuell den politisch gewünschten Hochlauf der Elektromobilität insb. auch bei Firmenflotten massiv konterkarieren.

> Die direkte Versorgung von Dritten in räumlicher Nähe (bspw. über Mieterstrom) ist technisch ohne großen Aufwand möglich. Damit sollten auch **Quartiersmodelle** und die **Gemeinschaftsversorgung** ermöglicht werden. Aufwand und Bürokratie müssen dementsprechend sukzessive abgebaut werden. Zudem braucht es eine in puncto Netzentgelte und Systemdienlichkeit nachhaltige Ausgestaltung des Prosumings.

> Der **in das Netz eingespeiste Strom** muss mit einem gesetzlich festgelegten anzulegenden Wert **auskömmlich vergütet** werden. Für Dachanlagen über 750 kW wird der anzulegende Wert wettbewerblich ermittelt. Dabei sind die Anforderungen an die Amortisationszeiträume gerade im gewerblichen Bereich in Bezug auf den Höchstgebotswert zu berücksichtigen.

> Der „**atmende Deckel**“ bei der Vergütungsdegression sollte unter Ausschluss der Ausschreibungsmengen und nur auf Basis von Aufdachanlagen ermittelt werden.

5.3 Ausschreibungssegment für Dachanlagen

Mit dem EEG 2021 wurde erstmals ein spezifisches Ausschreibungssegment für PV-Aufdachanlagen eingerichtet. Damit soll der Wettbewerbsnachteil in gemeinsamen Ausschreibungen mit Freiflächenanlagen ausgeglichen werden.

Empfehlungen:

> Die **Ausschreibungen für Dachanlagen** müssen frühzeitig und **umfassend evaluiert** werden mit der Frage, ob mit dem gegenwärtigen Konzept die möglichen Potenziale tatsächlich erschlossen werden. Dabei muss u. a. geprüft werden, ob die Schwelle von 750 kW für die verpflichtende Teilnahme an Ausschreibungen, den Ausbau für Anlagen größer 750 kW hemmt. Aber auch die Regelungen für Anlagen zwischen 300 und 750 kW müssen in Hinblick auf eine mögliche hemmende Wirkung überprüft werden. Erste Hinweise lassen erwarten, dass die neue Regelung den Ausbau von Dachanlagen im Segment 300 bis 750 kW hemmt und Anlagen teilweise unterdimensioniert werden könnten, um unter 300 kWp zu bleiben.

> Das jährliche **Ausschreibungsvolumen** für Dachanlagen muss **deutlich erhöht** werden. Nach Probeausschreibungen in den Jahren 2021 und 2022 (inkl. einer politisch beschlossenen zusätzlichen Menge) wird das Volumen ab 2023 auf einem erhöhten Niveau fortgeführt.

> Das **Ausschreibungsverfahren** sollte **vereinfacht und digitalisiert** werden. Damit wird auch die Gefahr für ausschließende Formfehler verringert, etwa durch geeignete Online-Formulare.

> **Eigenversorgungskonzepte sollten ausdrücklich neben dem Ausschreibungssystem möglich sein**, damit ein Anreiz zur Nutzung der gesamten Dachfläche entsteht – auch, wenn nur ein Teil des Daches zur Eigenversorgung genutzt wird. Das gilt auch für anteilige Eigenversorgung, wenn Einspeisung und Verbrauch in unmittelbarem räumlichem Zusammenhang getrennt erfasst und behandelt werden. Auch hier gilt es, den Aufwand von Messen und Bilanzieren auf ein angemessenes Niveau zu bringen.

5.4 Mieterstrom

Für eine erfolgreiche Energiewende ist es essenziell, dass sich auch diejenigen an ihr beteiligen können, die keine Möglichkeit für die Realisierung einer eigenen Solaranlage haben. Aus Sicht der Akzeptanzförderung ist es daher geboten, auch der Gruppe der Mieterinnen und Mieter entsprechende Beteiligungsmodelle zu ermöglichen.

Bisher wurde das Mieterstrommodell kaum genutzt. Gründe dafür sind u. a. die hohen Abwicklungskosten, aufgrund der fehlenden/unklaren gesetzlichen Rahmenbedingungen, der administrative Aufwand für alle beteiligten Marktpartner und die zu geringe Förderung. Das EEG 2021 beinhaltet zwar einige kleinere Verbesserungen, wird aber das auf Dächern von Mietwohnungsgebäuden bestehende PV-Potenzial nicht umfassend erschließen.

Empfehlungen:

> Der mit dem EEG 2021 eingeführte anzulegende Wert für den **Mieterzuschlag** muss attraktiver ausgestaltet werden. Der BDEW hält ein Förderniveau – **abhängig von der Anlagengröße – zwischen 3,5 und 5,0 ct/kWh** für angemessen.

> Für eine breitere Nutzung könnte das Mieterstrommodell auch auf **Gewerbedächer und andere Nicht-Wohngebäude im räumlichen Zusammenhang** mit dem Wohn-Gewerbebereich ausgeweitet werden, solange dabei das Netz der allgemeinen Versorgung nicht genutzt wird.

> Es bedarf verbesserter Rahmenbedingungen für alle beteiligten Marktpartner für die unkomplizierte Umsetzung von Mieterstromprojekten im Rahmen von **Quartierskonzepten**. Insbesondere ist die Etablierung elektronischer einheitlicher Marktprozesse (GPKE) erforderlich, um eine automatisierte und damit effiziente Abwicklung sicherzustellen.

> Im Rahmen einer Neuausgestaltung des Mieterstrommodells könnte eine **vollständige EEG-Umlagebefreiung** für eine Angleichung der Renditen von Mieterstrom und einer Eigenversorgung aus den betreffenden Anlagen sorgen.

> Der administrative Aufwand muss weiter gesenkt und die Mieterstromförderung **entbürokratisiert** werden.

6 PV-Freiflächenanlagen (inkl. sonstiger baulicher Anlagen)

Freiflächenanlagen sind innerhalb des PV-Ausbaupfades unverzichtbar. Neue und große Anlagen verfügen über die niedrigsten Stromgestehungskosten aller Erzeugungsarten. Größere Anlagen können teilweise bereits förderfrei im Markt (z. B. über PPA) betrieben werden und die notwendigen Deckungsbeiträge erwirtschaften.

Es gilt, frühzeitig mögliche Hemmnisse zu erkennen und zu beseitigen und durch eine steigende Flächenverfügbarkeit das Potenzial für PV-Freiflächenanlagen vollständig zu nutzen. Bis heute werden Freiflächen-Solarparks wie neue Gebäude oder vollversiegelnde Parkplätze behandelt, obwohl sie bedeutende Beiträge zu Biodiversität, Wasserschutz und zur Erholung intensiv genutzter Böden leisten können. Gleichzeitig gilt es, bei zunehmender Anzahl und Größe der Projekte deren Akzeptanz zu erhalten und zu stärken. Dazu sollte es einerseits Standards für die ökologische Verträglichkeit und zu Nutzungskonkurrenzen, besonders mit der Landwirtschaft, für Sichtbeziehungen zu Siedlungen und für eine Partizipation geben. Im Gegenzug sollten die Genehmigungsbehörden zu mehr Verbindlichkeit und Geschwindigkeit verpflichtet sein und, sofern keine Verschlechterung der ökologischen Qualität eintritt und Biodiversität sowie Wildwechsel gewährleistet sind, auf Naturschutzausgleich verzichten.

6.1 Ausschreibungen von Solarparks

Die bisherigen Ausschreibungen für PV-Freiflächenanlagen waren sehr erfolgreich. Sie sind teilweise erheblich überzeichnet und zeigen eine beispiellose Kostendegression auf. So lag die Zuschlagshöhe in der ersten PV-Ausschreibung des Jahres 2021 bei den Freiflächenanlagen bei durchschnittlich nur noch 5,03 ct/kWh. Aus diesem Grunde sollte an dem Instrument der Ausschreibung von Freiflächenanlagen im Grundsatz festgehalten werden.

Empfehlungen:

> Die Anlagengröße von 750 kW sollte als verpflichtende Eintrittsschwelle für das Ausschreibungsregime unverändert bleiben, die Maximalgröße für die **Förderfähigkeit von Anlagen** jedoch **auf 30 MW** erhöht werden. Hiermit kann kurzfristig und ohne großen Förderbedarf weiteres Potenzial in einem Größensegment erschlossen werden, in dem die Realisierung förderfreier Anlagen noch nicht gesichert ist.

> Da bisher alle Ausschreibungsrunden überzeichnet waren, sollten die jährlichen **Ausschreibungsvolumina** deutlich – **auf mindestens 5 GW** – erhöht werden, ohne den Wettbewerb und die Kosteneffizienz zu beeinträchtigen.

> Zur **Erschließung von weiteren Flächenpotenzialen** sollte der nutzbare Randstreifen neben Bundesautobahnen und Schienenwegen jenseits der aktuell zulässigen 200 m auf mindestens 500 m erweitert und die gesamte Fläche des überstrichenen Flurstücks einbezogen werden.

> Alle Bundesländer sollten von der bisherigen **Länder-Öffnungsklausel** Gebrauch machen. **Alternativ** sollte eine **bundeseinheitliche Regelung für „benachteiligte Flächen“** geschaffen werden, die die bisherige Länder-Öffnungsklausel für mögliche landesspezifische Regelungen ablöst.

> Die zusätzliche **Zusammenrechnungsvorschrift** für Freiflächenanlagen mehrerer Betreiber innerhalb eines 24 Monatszeitraums gem. § 24 Abs. 2 EEG sollte als pauschale Verzögerung des Ausbaus gestrichen werden. Eine raumverträgliche Steuerung des Ausbaus kann im Einzelfall gezielter über das Planungs- und Genehmigungsrecht erreicht werden (z. B. durch die erforderlichen Variantenstudien auf FNP Ebene).

6.2 Innovationen

Ein intensiver Wettbewerb im Bereich der Freiflächen ist sehr zu begrüßen. Um weitere Technologie-Innovationen anzureizen und auch zur Erlangung der Marktreife bestimmter Technologien sollten spezifische Förderinstrumente herangezogen werden. Innovative Photovoltaik-Konzepte können Nutzungskonflikte durch eine echte Doppelnutzung von Flächen lindern. Sie können aber auch die Nutzung von PV auf und an Gebäuden durch Gebäudeintegration optimieren. Schließlich tragen hybride PV-Anlagen in Kombination mit anderen Erzeugungs- und Flexibilitätsanlagen zu einer höheren System- sowie zur Versorgungssicherheit bei.

Agri-PV
Insbesondere für die Anwendung von Agri-PV – also der kombinierten Verwendung einer Fläche für die landwirtschaftliche Produktion und die solare Stromerzeugung – verfügt Deutschland beispielsweise im Bereich der Sonderkulturen wie Kernobst- und Beerenerzeugung über ein noch ungenutztes Potenzial.

Agri-PV-Anlagen ermöglichen eine klassische Doppelnutzung einer gegebenen Fläche – genauso wie dies z. B. auch PV-Dachanlagen tun. Die Agri-PV-Technik kann dem landwirtschaftlichen Betrieb dienen und mehrere Nutzungsvorteile verbinden. Beispielsweise ersetzt Agri-PV bei Sonderkulturen im Reihenanbau den Einsatz von Hagelschutzfolien und reduziert den Wasserbedarf aufgrund von Verschattung.

Flächen, die für Agri-PV-Anwendungen genutzt werden, sollten auch weiterhin klar als landwirtschaftliche Nutzfläche gelten – mit integrierter Agri-PV-Nutzung. Die Beihilfefähigkeit für Agrarsubventionen bleibt für diese Flächen entsprechend bestehen.

Schwimmende PV-Anlagen („Floating-PV“)
Auch schwimmende PV-Anlagen („Floating-PV“), z. B. auf Kiesgruben oder Tagebauseen, sind Möglichkeiten, den Wirkungskreis des EEG und das Flächenpotenzial für die Photovoltaik sinnvoll zu erweitern und dabei weitere „Win-Win“-Situationen durch Doppelnutzung zu schaffen.

Gebäudeintegrierte PV
Gebäudeintegrierte Photovoltaik stellt ein weiteres, bislang nicht ausreichend erschlossenes Anwendungsgebiet dar. Nicht nur Gewerbegebäude, sondern auch Lärmschutzwälle und andere Bauwerke können so mit ihrem Flächenpotenzial genutzt werden. Zwar können gebäudeintegrierte PV-Anlagen heute in der Kategorie Gebäudeanlagen gefördert werden, allerdings hat die Förderung bisher noch viel zu wenig gegriffen. Das liegt unter anderen daran, dass diese Technologie aufgrund höherer Stromgestehungskosten in gemeinsamen Ausschreibungen mit anderen PV-Technologien nicht zum Zuge kommen kann.

Hybride PV
Die Kombination von Photovoltaik mit Windenergieanlagen bzw. Elektrolyseuren oder Speichern unterstützt eine systemdienliche Ausgestaltung von Solarparks. Diese Anlagen können aufgrund einer bedarfsgerechteren Fahrweise zur Systemstabilität beitragen. Die Voraussetzung einer Erweiterung des systemdienlichen Einsatzes der Anlagenkombination, etwa durch die Bereitstellung für weitere marktliche und nicht standardisierte Systemdienstleistungen, sollte geschaffen werden.

Empfehlungen:

> Das **Ausschreibungsvolumen** der Innovationsausschreibungen für „besondere Solaranlagen“ (Agri-PV, Floating-PV, PV auf Parkplatzarealen) sollte auf zunächst 250 MW angehoben werden. Gleichzeitig sollte die Grenze für Maximalgebote auf zunächst 30 MW (entsprechend der Maximalgrenze für Gebote für Freiflächenanlagen) heraufgesetzt werden. Das erhöhte Ausschreibungsvolumen sollte zusätzlich zu den klassischen Innovationsausschreibungen und den Regelausschreibungen (für Dachanlagen und Freiflächenanlagen) erfolgen und nicht von deren Ausschreibungsvolumina abgezogen werden. Die Anforderung für diese Ausschreibung zur Pflicht der Einreichung eines Gebotes als Anlagenkombination widerspricht dem Grundgedanken einer effizienten Flächennutzung solcher Konzepte und sollte daher gestrichen werden

> Die Ausschreibungen für besondere Solaranlagen in den Innovationsausschreibungen sollten höchstens zweimal durchgeführt und einer Evaluation unterzogen werden. Für „**besondere Solaranlagen**“ müssen danach **spezifische Segmente in der Regelausschreibung** geschaffen werden, um eine großskaligere und verstetigte Markteinführung dieser Konzepte zu ermöglichen.

> Für **gebäudeintegrierte Photovoltaik** bis 750 kW sollte eine eigene Vergütungskategorie geschaffen werden.

> **Eine Möglichkeit für eine Ausweitung der Systemdienlichkeit von PV-Speicher-Konstellationen in den Innovationsausschreibungen ist besonders mit Blick auf den Netzstrombezug zu untersuchen**.

7 Solarparks außerhalb der Förderung

Es gibt zahlreiche Beispiele für Solarparks, die außerhalb des Förderregimes des EEG errichtet und finanziert werden. Dieser Verzicht auf jedwede Förderung kann jedoch nicht von allen Anlagekonzepten realisiert werden. Noch sprechen die wirtschaftlichen Bedingungen dagegen, aus der vollständigen Marktintegration einen Regelfall zu gestalten.

Empfehlungen:

> Der Schwellenwert für die **EEG-Förderung** sollte von 20 auf **30 MW** angehoben werden mit der Konsequenz, dass erst Anlagen mit einer Größe oberhalb von 30 MW keine explizite Förderung über das EEG erhalten.

> Die Rahmenbedingungen für den Abschluss von **langfristigen Stromlieferverträgen (PPA) und Herkunftsnachweise (HKN)** müssen verbessert werden.

> Wesentlicher Aspekt ist hier eine stärkere **Standardisierung von PPA-Musterverträgen**, um eine höhere Liquidität in den PPA-Markt zu bringen. Dadurch wächst das Vertrauen in Grünstrom-Lieferverträge (Green PPAs) auch bei Stromkunden, die bisher den PPAs skeptisch gegenüberstanden, da dieser kleinteilige Markt ihnen zu undurchsichtig erschien.

> Eine kartellrechtliche Sicherstellung der **Zulässigkeit auch langfristiger Stromlieferverträge** mit Green PPAs kann ebenfalls für ein höheres Vertrauen in Green PPAs sorgen.

> Auch für Grünstrom-Lieferverträge muss für energieintensive Unternehmen eine **CO_2-Kompensation** möglich sein. Dies ist seitens der EU schon neu geregelt worden, muss nun aber durch die entsprechenden Verordnungen noch möglichst zügig in Bundesrecht umgesetzt werden. Erst dann ist tatsächlich eine Rückerstattung der Mehrkosten durch den Emissionshandel an die energieintensiven Grünstrombezieher möglich.

> Auf **Herkunftsnachweisen** sollten die Angabe des Herkunftslands und die Art der Förderung verpflichtend sein. Durch eine **verbesserte Transparenz** könnte die bisher noch geringe Zahlungsbereitschaft für die grüne Eigenschaft steigen, wenn für Stromkunden besser ersichtlich ist, dass mit ihrem PPA eine ungeförderte oder eine ausgeförderte Erneuerbare-Energien-Anlage in der Region finanziert wird. Mit Blick auf Herkunftsnachweise aus Drittländern sollten die Angabe des Herkunftslandes und die Art einer etwaigen Förderung verpflichtend sein.

> Es muss eine **optionale Möglichkeit** zur Grünstellung von selbst beschafften und eigenerzeugten Strommengen durch Letztverbraucher (ohne Lieferanten-Beteiligung) sowie zur **Grünstellung von Netzverlustenergie** durch Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber mittels der Verwendung von Herkunftsnachweisen für Grünstrom geschaffen werden.

8 Ausgeförderte Anlagen

Ab 2021 fallen in wachsendem Umfang Anlagen aus der EEG-Förderung heraus. Gegen Ende dieses Jahrzehnts steigen diese Leistungsvolumina allein im Bereich der Photovoltaik auf 4.000 bis 8.000 MW jährlich. Etliche ausgeförderte Altanlagen weisen einen niedrigen Degradationsgrad auf und könnten technisch ohne Weiteres weiterbetrieben werden. Mit der im EEG 2021 verankerten „Netzbetreiberlösung“ für Anlagen bis 100 kW und einer Laufzeit sogar bis Ende 2027 vergab der Gesetzgeber die Chance, die Marktintegration ausgeförderter Anlagen über die sonstige Direktvermarktung zu stärken. So erhalten Anlagen, die nach 20 Jahren aus der EEG-Förderung fallen würden, teilweise noch über Jahre einen bevorzugten Netzzugang und einen Aufschlag auf den Markterlös, wenn sie ihren Strom anstatt der Vermarktung über einen Direktvermarkter an den Netzbetreiber weitergeben, ohne sich um eine eigene Vermarktung zu kümmern.

Insbesondere Anlagen mit Eigenversorgungskonzepten, die ihren Überschussstrom über die sonstige Direktvermarktung vermarkten möchten, bedürfen nach EEG 2021 weiterhin einer viertelstündlichen Messung und Bilanzierung und sind damit gegenüber Anlagen, die in Volleinspeisung betrieben werden – für die dies nicht erforderlich ist – deutlich schlechter gestellt. Diese Schlechterstellung der sonstigen Direktvermarktung muss dringend beseitigt werden. Um eine Marktintegration Erneuerbarer Energien voranzutreiben, sollten vielmehr die Rahmenbedingungen der sonstigen Direktvermarktung verbessert werden.

Empfehlungen:

> Die **Netzbetreiberlösung muss ein Auffangtatbestand bleiben**. Für ausgeförderte Anlagen muss die sonstige Direktvermarktung auch in Kombination mit Eigenversorgung zum Regelfall der Veräußerungsform werden und für den Anlagenbetreiber wirtschaftlich abwickelbar sein. Eine Anschlussförderung für ausgeförderte Anlagen sollte es dann nicht mehr geben.

> Die **Schlechterstellung der sonstigen Direktvermarktung gegenüber der Netzbetreiberlösung**, insbesondere in Bezug auf die Mess- und Steuerungseinrichtungen sowie die Bilanzierungsanforderungen bei Eigenversorgung, **muss dringend beseitigt werden**. Es ist zu prüfen, wie der Einstieg in die sonstige Direktvermarktung vereinfacht und weiter angereizt werden kann (s. u.).

> Wie bei der Errichtung von Neuanlagen ist zu prüfen, ob die **Wahlmöglichkeit** mit Konzepten der vollständigen oder anteiligen Eigenversorgung erhalten bleibt und auf alle Anlagengrößen ausgeweitet werden soll.

> Die Schwellenwerte für **Herkunftsnachweise** müssen massiv gesenkt und ihre Herausgabe automatisiert werden, damit für Strom aus kleinen Anlagen die grüne und regionale Eigenschaft nachprüfbar und veräußerbar ist. Zudem muss die Angabe von Herkunftsland und Art einer etwaigen Förderung auf dem Herkunftsnachweis verpflichtend werden, um die Zahlungsbereitschaft der Kunden für Grünstrom zu fördern.

> Für Anlagen bis 7 kW Leistung müssen dauerhaft die Verpflichtung zum Einbau eines intelligenten Messsystems (iMSys – Smart Meter) und die ¼-stündliche Messung und Bilanzierung sowie die Verpflichtung zur Umsetzung der Fernsteuerbarkeit entfallen. Bei ihnen sollten angepasste SLP-Standardwerte zugrunde gelegt werden. Unberührt bleibt der **optionale Einbau eines iMSys** durch den grundzuständigen Messstellenbetreiber nach den aktuellen Bestimmungen des Messstellenbetriebsgesetzes (MsbG) im Rahmen des Flächenrollouts.

> Für Anlagen mit einer Leistung zwischen 7 und 100 kW sollten **für den Übergang** bis zum Einbau des iMSys ebenfalls **angepasste Standardwerte** benutzt werden. Nach dem verpflichtenden Einbau eines iMSys nach MsbG können ¼-Stunden-Werte gemessen und bilanziert werden.

> Die **Regelungen und Prozesse im Zusammenhang mit der Direktvermarktung (DV) müssen vereinfacht werden**, damit auch kleine Anlagen automatisiert in die DV wechseln und automatisiert direktvermarktet werden können.

9 Ein Markt für Solarstrom (Prosumer)

Wie in den vorangehenden Kapiteln dargestellt, gibt es verschiedene Geschäftsmodelle, die eine Investition in eine PV-Anlage refinanzieren und einen wirtschaftlichen Betrieb erlauben. Sehr große Freiflächenanlagen können teilweise auf eine Förderung verzichten. Sie refinanzieren sich ausschließlich, indem sie ihren Strom bspw. über PPAs vermarkten. Zudem entgehen sie somit den Flächenrestriktionen aus dem EEG. Anlagen, die in durch die BNetzA organisierten Ausschreibungen einen Zuschlag erhalten, haben einen Anspruch auf eine zeitlich begrenzte unmittelbare Förderung, die das finanzielle Risiko absichert.

Modelle zur Eigen- oder auch Direktversorgung (wie bspw. Mieterstromprojekte) sind je nach Ausgestaltung ganz, teilweise oder gar nicht von der EEG-Umlage befreit. Diese Ungleichbehandlung ist Bürgern kaum begründbar. Zudem muss folgender Aspekt beachtet werden: Mit dem weiteren Absenken der EEG-Umlage und der perspektivischen Voll-

finanzierung der EEG-Differenzkosten aus dem Bundeshaushalt sinkt auch die Wirtschaftlichkeit von privilegierten Anlagen. Auf diesen Umstand muss bei der Diskussion über die Fortentwicklung des Prosumings ein besonderes Augenmerk gelenkt werden.

Gerade für die kleinen, dezentralen, lastnahen Photovoltaikanlagen, die von Privatpersonen und Gewerbetreibenden betrieben werden und deren Strom auch in räumlicher Nähe verbraucht wird, braucht es Möglichkeiten für eine unkomplizierte Eigen- bzw. Direktversorgung, wie die Belieferung Dritter in räumlicher Nähe und definierten Konstellationen.

Beispiel: Eine PV-Anlage auf einem Wohn- und Geschäftshaus mit Kundenparkplatz, ausgestattet mit Ladevorrichtung für Elektrofahrzeuge, kann zurzeit aufgrund komplizierter Regeln und Vorgaben nur mit einem erheblichen technischen und finanziellen Aufwand Strom für die Eigenversorgung, für Mieterstrom sowie für die Belieferung von Elektrofahrzeugen Dritter liefern. Wegen der unterschiedlichen Behandlung sowie unterschiedlichen Privilegien und Förderungen für diese unterschiedlichen Nutzungsmöglichkeiten ist der Aufwand für Messung, Abgrenzung und Bilanzierung enorm. Im Allgemeinen wird der/die Hauseigentümer/Hauseigentümerin auf eine solche überaus sinnvolle und gewünschte Anwendung des Prosumings verzichten.

Empfehlungen:

> **Weitere EEG-Umlage- und Stromsteuerbefreiungen** für dezentral erzeugte und verbrauchte Strommengen sind zu prüfen

> Wo erforderlich, müssen die Netzbetreiber das Recht auf die für einen sicheren Netzbetrieb **notwendige Sensorik** hinter dem Netzanschluss haben. **Die Steuerbarkeit sollte sich bei Anlagen mit Energiemanagementsystem auf den Netzanschlusspunkt konzentrieren**.

> **Aggregatoren** können Eigen- und Direktversorgungskonzepte mit Dienstleistungen und Know-how unterstützen. Sie können und sollten die Plattform für den sicheren Betrieb und den Stromaustausch der hinter dem Netzanschluss Beteiligten an einem Quartierskonzept bereitstellen. Darüber hinaus können (Preis-)Signale einer netzdienlichen Fahrweise des Quartiers oder des Haushalts helfen

10 Netzintegration

In der Vergangenheit war die Energieversorgung in Deutschland von großen Erzeugungsanlagen geprägt. Der Strom wurde von hohen auf niedrigere Spannungsebenen transformiert und zu den Verbrauchern transportiert. Dieses Bild hat sich mit der Energiewende radikal geändert. Der Anschluss der Erneuerbaren Energien findet – gerade für die Photovoltaik – zu weiten Teilen auf den unteren Spannungsebenen statt. Das stellt die Netze vor zwei Herausforderungen: Zum einen kann die Aufnahmekapazität der Verteilnetze in ihrer aktuellen Netzstruktur durch den massiven Zubau von PV-Anlagen und neuen kundengetriebenen Last- und Verbrauchsentwicklungen an ihre Grenzen kommen. Die Konsequenz ist ein erhöhter Bedarf an Netzausbau – auch auf der Höchstspannungsebene. Der notwendige Netzausbau bedarf allerdings durch langwierige Planungs- und Genehmigungsverfahren und begrenzte Tiefbaukapazitäten Zeit. Zum anderen entsteht der Bedarf an umfangreicher Digitalisierung zur Messung und dem Aufbau einer sicheren Steuerungs- und Kommunikationsinfrastruktur für dezentrale Stromerzeugung und Prosumer.

Zusätzlich wächst mit einem höheren Durchdringungsgrad von kleinen Erzeugungsanlagen und Prosumern in den unteren Spannungsebenen der Bedarf, diese Spannungsebenen in Echtzeit überwachen zu können. Die Nieder- und teilweise Mittelspannungsnetze in Deutschland sind derzeit nicht mit entsprechender Messtechnik ausgerüstet, da dies bisher technisch nicht notwendig war. Der regulatorische Rahmen muss die richtigen Anreize bieten, damit die Netzbetreiber in Abhängigkeit der lokalen Bedarfe die Digitalisierung des Netzbetriebs in den unteren Spannungsebenen weiterentwickeln.

Empfehlungen:

> Die **regulatorischen Rahmenbedingungen** für notwendige Investitionen in Netzverstärkungen und der Einsatz intelligenter Technologien **müssen attraktiv ausgestaltet sein**. Verteilnetzbetreiber müssen die gegenwärtig hochleistungsfähige Infrastruktur erhalten, digitalisieren, erneuern und bei forciertem PV-Zubau auch mit zeitlichem Vorlauf ausbauen können.

> Eine **Fernsteuer- und Regelbarkeit** (außerhalb der Notfallsteuerung) erfolgt im Rahmen der gesetzlichen Bestimmungen. Die für die Steuerung über das iMSys notwendigen Prozesse zwischen allen Marktrollen sowie die Koordinierung müssen festgelegt werden. Dies gilt auch für Anlagen, die der Eigen- und Direktversorgung dienen.

> Die zeitliche Komponente der Netznutzung sollte stärker in den Vordergrund rücken. Mit steigender PV-Erzeugung nimmt die Gleichzeitigkeit der Erzeugung und damit auch der Netzbelastung auf der Nieder- und Mittelspannungsebene zu. Zur Reduktion dieser Gleichzeitigkeit sollten **verstärkt Anreize zur zeitlichen Differenzierung der Nutzung von Stromnetzen** (Bezug sowie Einspeisung) geschaffen werden.

> Prosumer mit Eigen- bzw. Direktversorgung sollten einen angemessenen Beitrag zur **verursachungsgerechten Finanzierung der Netzinfrastruktur** leisten.

11 System- und Versorgungssicherheit mit PV und Stromspeichern

Nur mit hohem Aufwand können sich gegenwärtig Betreiberinnen und Betreiber von PV-Anlagen an den Mechanismen zur Wahrung der Systemstabilität, wie der Erbringung von Regelenergie, beteiligen. Mit einem perspektivisch wachsenden Anteil der auf Dächern installierten Photovoltaik an der Energieversorgung erhält die Frage nach ihrem Anteil an der System- und Versorgungssicherheit zunehmend Gewicht.

Die Kombination von Speichern und PV kann bessere Einspeiseprognosen für PV-Anlagen ermöglichen und damit den Ausgleichsenergiebedarf reduzieren. Eine verstärkte Systemdienlichkeit solcher Anlagen sollte zudem dadurch geschaffen werden, dass der Strombezug aus dem Netz nicht den Verlust der grünen Eigenschaft des gespeicherten PV-Stroms bewirkt. Nach aktueller Regelung wird der Speicher in diesem Fall zum „Graustrom“-Speicher. So kann die kombinierte Anlage auch in Zeiten ohne Sonnenschein Deckungsbeiträge erzielen. Zudem könnten in Gebieten mit kritischer Netzauslastung weitere Anforderungen an die Netz- und Systemdienlichkeit, z. B. über ein statisches oder dynamisches Lastmanagement, gestellt werden.

Empfehlungen:

> PV-Dachanlagen muss es einfach gemacht werden, mit geringem wirtschaftlichem, bürokratischem und technischem Aufwand ihren **Beitrag zur Versorgungs- und Systemsicherheit** zu leisten. Das kann etwa durch die einfache Möglichkeit der **Direktvermarktung** oder die Beteiligung an einem **Quartierskonzept** oder durch die Nutzung eines dezentralen **Batteriespeichers** (oder sonstige Flexibilitäten wie bspw. zuschaltbare Lasten) erfolgen. Gerade in Kombination mit Batteriespeichern können die Systemdienlichkeit erhöht und zudem der Eigenverbrauchsanteil einer Photovoltaikanlage signifikant erhöht werden.

> Die rechtlichen Rahmenbedingungen für die Behandlung von EEG-Speichern müssen deutlich verbessert und vereinfacht werden. Dies gilt zum einen für den in der Praxis für **Multi-Use-Anwendungen** kaum umsetzbaren § 61l EEG 2021, der eine Doppelbelastung von letztverbrauchten Strommengen verhindern soll, aber erhebliche messtechnische, eichrechtliche und administrative Hürden aufstellt. Perspektivisch muss und wird der Saldierungsmechanismus des § 61l EEG 2021 für die Erhebung der EEG-Umlage abgeschafft werden. Ein richtiger Schritt in diese Richtung ist der Wegfall der EEG-Umlage für die Eigenversorgung für EEG-Anlagen bis 30 kW, der auch für die Drittbelieferung gelten sollte. In diesen Fällen erübrigt sich (dann) eine Saldierung, weil bereits auf die Einspeicherung von Strommengen aus diesen Anlagen keine EEG-Umlage anfällt. Für die übrigen Umlagen und Abgaben, für die auf § 61l EEG 2021 verwiesen wird, muss der Saldierungsmechanismus nach den Vorschlägen des BDEW deutlich vereinfacht werden.

> Volkswirtschaftlich sinnvoll können Speicher besonders in Quartiers- oder Nahstromkonzepten eingesetzt werden, wenn an Stelle mehrerer Kleinspeicher ein **Quartiersspeicher** errichtet wird. Auch hierfür muss das strenge Ausschließlichkeitsprinzip im EEG überdacht werden, das einen Speicher nur dann als EEG-Anlage ansieht, wenn ausschließlich EEG-Strom eingespeichert wird. Jede Beladung mit noch so kleinen Strommengen aus dem Netz führt derzeit insgesamt zu Förderausschlüssen. Die „grüne Eigenschaft“ des Stroms muss stattdessen auch erhalten bleiben, wenn mit dem Speicher mehrere Dienstleistungen erbracht werden. So darf etwa der Anspruch auf Herkunftsnachweise nicht verloren gehen.

12 Fazit

Die Klimaschutzdebatte zeigt, es besteht Handlungsdruck zum Umbau der Volkswirtschaft. Auf den Energiesektor kommen große Herausforderungen zu, die gemeistert werden müssen.

In der Photovoltaik liegt ein riesiges Potenzial, das es für eine erfolgreiche Energiewende zu heben gilt. Sie ist neben der Windenergie eine der zentralen Säulen der Energieversorgung von morgen. In den kommenden Monaten und Jahren müssen die Rahmenbedingungen geschaffen werden, damit die Photovoltaik forciert ausgebaut und in das Energieversorgungssystem integriert werden kann. Dazu gehört auch ein beschleunigter Netzausbau.

Der Ausbau der Photovoltaik bis 2030 ist aber nur ein erster Schritt. Nach 2030 müssen die Dynamik und Geschwindigkeit des PV-Ausbaus sowie der Systemtransformation nochmals erhöht werden. Auch das sollte bei den notwendigen Entscheidungen berücksichtigt werden.

Der BDEW möchte sich mit seinen Handlungsempfehlungen aktiv einbringen, denn die Energiewende braucht einen PV-Boom! Dafür steht die Photovoltaik-Strategie des BDEW.

„Uns allen muss klar sein: Die neuen Klimaziele sind äußerst ambitioniert. Entscheidend ist, dass die praktische Umsetzung ermöglicht wird. Es geht jetzt ums Ganze, Trippelschritte beim Erneuerbaren-Ausbau bringen uns nicht mehr weiter. Wenn wir die deutlich ambitionierteren Klimaziele erreichen wollen, müssen wir alles in die Waagschale werfen. Dazu gehört vor allem auch die Photovoltaik: Die Energiewende braucht einen PV-Boom.“

Kerstin Andreae, Vorsitzende der Hauptgeschäftsführung

Ansprechpartnerinnen und Ansprechpartner:

Tilman Schwencke
Geschäftsbereichsleiter Strategie und Politik
Telefon: +49 30 300199-1090
Tilman.Schwencke@bdew.de

Andreas Klingemann
Geschäftsbereich Strategie und Politik
Telefon: +49 30 300199-1066
Andreas.Klingemann@bdew.de

Dr. Ruth Brand-Schock
Geschäftsbereich Erzeugung und Systemintegration
Telefon: +49 30 300199-1310
Ruth.Brand-Schock@bdew.de

Herausgeber
BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.
Reinhardtstraße 32
10117 Berlin

T +49 30 300199-0
F +49 30 300199-3900
info@bdew.de
www.bdew.de

Ansprechpartner BDEW
Tilman Schwencke
Geschäftsbereichsleiter Strategie und Politik
Tilman.Schwencke@bdew.de

Stand: 05/2021