

Versäumnisse ausräumen, Blockaden lösen, Impulse setzen

14 Maßnahmen zur wirkungsvollen Beschleunigung
der deutschen Energie- und Klimawende



Impressum

Herausgeber

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)
Chausseestraße 128 a
10115 Berlin
Tel.: +49 (0)30 66 777-0
Fax: +49 (0)30 66 777-699
info@dena.de
www.dena.de

Becker Büttner Held Rechtsanwälte
Wirtschaftsprüfer Steuerberater PartGmbH
Pfeufferstraße 7
81373 München
Tel.: +49 (0)89 23 11 64-0
Fax: +49 (0)89 23 11 64-570
bbh@bbh-online.de
www.die-bbh-gruppe.de

Autorinnen und Autoren

Dr. Malaika Ahlers, BBH
Dr. Martin Altrock, BBH
Dr. Christian Dessau, BBH
Andreas Große, BBH
Ulf Jacobshagen, BBH
Dr. Markus Kachel, BBH
Dr. Roman Ringwald, BBH
Carsten Telschow, BBH
Jens Vollprecht, BBH
Prof. Dr. Ines Zenke, BBH

Martin Albicker, dena
Carsten Bamberg, dena
Manuel Battaglia, dena
Uwe Bigalke, dena
Tibor Fischer, dena
Stefan Mischinger, dena
Moritz Robers, dena
Susanne Schmelcher, dena

Gestaltung

The Ad Store GmbH

Stand: 11/2021

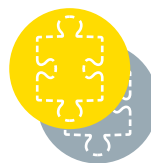
Alle Rechte sind vorbehalten. Die Nutzung steht unter dem
Zustimmungsvorbehalt der dena.

Bitte zitieren als: Deutsche Energie-Agentur (Hrsg.) (dena, 2021):
„Versäumnisse ausräumen, Blockaden lösen, Impulse setzen“

Inhalt

1	Abschaffung der EEG-Umlage.....	5
2	Integrierte PV-Konzepte wie Agri-PV ermöglichen	6
3	PV-Pflicht für Dachanlagen	8
4	Beschleunigung von Genehmigungen für Windenergie	9
5	Mehrkosten der CO ₂ -Bepreisung zwischen Vermieter und Mieter aufteilen	10
6	Freiräume für Experimente in der kommunalen Verkehrsplanung	11
7	Über einen CO ₂ -Schattenpreis die nachhaltige Beschaffung der öffentlichen Hand stärken	12
8	Peer-to-Peer-Trading und Prosuming	13
9	Zusammenarbeit von Genehmigungsbehörden optimieren	14
10	Mieterstrom	16
11	Flexibilitäten netzseitig aktivieren	17
12	Green PPAs	18
13	Netzinfrastrukturpotenzial aktivieren	19
14	Sektorübergreifende Quartierskonzepte ermöglichen	20

Zeichenerklärung



Versäumnisse
ausräumen



Blockaden
lösen



Impulse setzen/
Experimente wagen

Fast Forward: Versäumnisse ausräumen, Blockaden lösen, Impulse setzen

Mit 14 Maßnahmen die deutsche Energie- und Klimawende wirkungsvoll beschleunigen

Die Diskussion über das richtige Marktdesign, einen neuen Rahmen für Energiewende und Klimaschutz, ist zentral, um das Ziel der Klimaneutralität bis 2045 zu erreichen. Entsprechend vielschichtig und komplex sind die Fragen nach dem ordnenden Rahmen oder nach den passenden Technologien und Maßnahmen, um dieses Ziel auch zu erreichen.

So unterschiedlich die Antworten zu den genannten Punkten ausfallen, so einig sind sich viele in einem Punkt: der nötigen Geschwindigkeit. Wir müssen schnell neue Dynamik aufnehmen, wenn wir das Ziel nicht aus den Augen verlieren wollen. Die neue Bundesregierung steht vor großen Herausforderungen. Zu viel ist im Streit der Koalitionäre liegen geblieben in der letzten Legislaturperiode. Welche Maßnahmen eignen sich, um eine schnelle und unmittelbare Wirkung zu erreichen und die Energiewende in unterschiedlichen Sektoren und Bereichen zu beschleunigen? Unabhängig davon, welche weiteren dicken und dünnen Bretter in Zukunft gedreht, gewendet und gebohrt werden müssen.

Aus diesem Blickwinkel haben BBH und dena in diesem Papier für die kommende Regierungskoalition 14 Maßnahmen identifiziert, die mit einem verhältnismäßig geringen Aufwand eine möglichst große Wirkung erzielen. Sie sind bei Weitem nicht das ganze Portfolio an Aufgaben, aber sie können Initialzündungen in den jeweiligen Feldern auslösen.

Unsere Vorschläge setzen dort an, wo es darum geht, bekannte Versäumnisse gerade auch im regulatorischen Bereich auszuräumen oder identifizierte Blockaden über einen wirkungsvollen Ansatzpunkt für Marktteilnehmer zu lösen. Gleichzeitig zeigen wir auf, wo einzelne Maßnahmen auch mit einer starken Impulswirkung für angrenzende Bereiche verbunden werden können. Es geht darum, neue Kräfte und Kreativität freizulegen.

In diesem Sinn zeigen die Vorschläge auf, wo und wie die Fast-Forward-Taste gedrückt und die Energiewende beschleunigt werden kann, ohne dabei die noch zentral zu klärenden Herausforderungen aus dem Blick zu verlieren. Die 2020er-Jahre sind entscheidend: Es geht um die richtigen, grundlegenden Konzepte, aber eben auch um Geschwindigkeit und Mut bei der Umsetzung!



Prof. Dr. Ines Zenke

Rechtsanwältin, Fachanwältin
für Verwaltungsrecht
Partnerin Becker Büttner Held



Andreas Kuhlmann

Vorsitzender der Geschäftsführung der
Deutschen Energie-Agentur (dena)



1 Abschaffung EEG-Umlage



Herausforderung

Der deutsche Strompreis ist mit hohen Abgaben und Umlagen belegt. Das macht ihn im Vergleich zu anderen Energieträgern wie Benzin, Diesel, Heizöl und Gas teuer. Die hohe Umlage aus dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG-Umlage) ist ein Hindernis für die Erzeugung und direkte Nutzung von sauberem und wettbewerbsfähigem Strom, insbesondere in Gewerbe und Industrie, aber auch in der Objektversorgung sowie für weiter gehende integrierte Ansätze. Sie behindert so auch den gewünschten Ausbau der erneuerbaren Energien. Aktuell beträgt die EEG-Umlage 6,5 Cent je Kilowattstunde (ct/kWh). Im kommenden Jahr sinkt sie aufgrund u. a. stark gestiegener Marktstrompreise, die die Zahlungen an die EEG-Anlagenbetreiber unmittelbar senken, und durch die Nutzung eines Bundeszuschusses von 3,25 Mrd. Euro auf 3,723 ct/kWh.

Lösungsansatz

Die EEG-Umlage sollte zügig auf null sinken. Dies könnte über eine stufenweise Aufstockung der Steuerfinanzierung der EEG-Differenzkosten erfolgen, die 2020 im Kontext des Konjunkturprogramms eingeführt wurde. Neben den perspektivisch zunehmenden Einnahmen aus dem nationalen Emissionshandel über das Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) könnte dies durch eine veränderte Stromsteuertarifung erfolgen. Die Stromsteuer sollte – soweit die aktuell diskutierte Europäische Energiesteuer-Richtlinie (ETD) dies zulässt und der fortentwickelte Europäische Emissionshandel (ETS) dem nicht entgegensteht – CO₂-gekoppelt ausgestaltet oder auf ein Mindestmaß gekürzt werden. Für Strom aus fossilen Energieträgern wäre eine höhere Stromsteuer zu entrichten, für grünen Strom weniger bzw. perspektivisch nur eine Stromsteuer in Höhe der europarechtlich gebotenen Mindeststeuersätze. Nach Abschmelzung der EEG-Umlage auf null würde dann in den Sektoren (Strom, Wärme, Verkehr und Industrie) eine Abgabenbelastung in Abhängigkeit vom jeweiligen CO₂-Ausstoß erfolgen – und es würden nicht weiter die wesentlichen

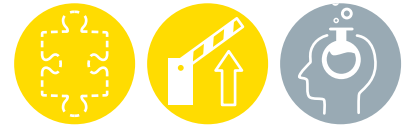
Kosten der Transformation über die EEG-Umlage auf den Strompreis aufgeschlagen. Dabei sollte die Ausgestaltung weiterhin so erfolgen, dass die im internationalen Wettbewerb stehenden stromintensiven Unternehmen auch nach Wegfall der Besonderen Ausgleichsregel effektiv geschützt sind. Der aktuelle Mechanismus für die Abwicklung der EEG-Zahlungen an die Anlagenbetreiber durch die Netzbetreiber bliebe unberührt.

Wirkung¹

Dieser grundlegende Umbau von EEG-Umlage und Stromsteuer bringt erhebliche Vereinfachungen im Energierecht, entlastet Unternehmen und Behörden vom Vollzugs- und Abwicklungsaufwand und sorgt dafür, die Transformation verursachungsgerecht zu finanzieren. Der niedrigere Strompreis entlastet alle Letztverbraucher und stärkt die Wettbewerbsfähigkeit ebenso wie die Integration der Sektoren. Damit wird eine bessere Lenkungswirkung erzielt, über das BEHG wie durch die dann CO₂-abhängige Stromsteuer: Energieverbrauch wird da und in dem Maße teuer, wo CO₂ tatsächlich emittiert wird. Die CO₂-Bepreisung würde so effizienter und löst die dringend erforderlichen Anreize für integrierte Ansätze aus. Zugleich würde die Abschaffung der EEG-Umlage erhebliche Vereinfachungen mit sich bringen: für Netzbetreiber, Stromlieferanten, Eigenversorger sowie stromintensive Unternehmen und u. a. für das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle. Zahlreiche Paragraphen im EEG könnten entfallen, andere vereinfacht werden. Die aktuell durch Nachweis- wie Ausnahmeregelungen geschaffene Komplexität entfielen, die hiermit verbundenen Kosten für Unternehmen und staatlicher Aufwand würden gesenkt.

¹ Siehe hierzu Deutsche Energie-Agentur (dena, 2020): „Vorschlag für die Senkung der EEG-Umlage auf null“.

2 Integrierte PV-Konzepte wie Agri-PV ermöglichen



Herausforderung

Der Großteil des Photovoltaik-Ausbaus (PV) erfolgte in Deutschland bislang durch Aufdach- und Freiflächenanlagen. Um den hohen Zubaubedarf für das Ziel der Klimaneutralität im Jahr 2045 zu decken², müssen weitere potenzielle Flächen erschlossen werden, die zugleich mögliche Konkurrenzen um Flächen und Fragen der Akzeptanz berücksichtigen. Besonders geeignet sind integrierte PV-Anwendungen wie Floating PV (FPV), Bauwerkintegrierte PV (BIPV), Fahrzeugintegrierte PV (VIPV) oder PV-Anlagen auf landwirtschaftlichen Flächen (Agri-PV). Denn hier flankiert die Solarstromerzeugung vorhandene Nutzungen, etwa bei Gebäudehüllen oder landwirtschaftlichen Flächen. Die Agri-PV hat sich in den vergangenen Jahren weltweit sehr dynamisch entwickelt. Auch in Deutschland besteht ein technisches Potenzial von 1.700 GWp. Bei der Realisierung von Agri-PV-Projekten stellen sich drei Herausforderungen:

1. Eine Finanzierung über das EEG ist für Agri-PV-Anlagen wegen der flächenbezogenen Anforderungen häufig ausgeschlossen. Für eine finanzielle Förderung ist zudem vielfach ein Bebauungsplan (B-Plan) erforderlich. Die Investitionskosten für bestimmte Agri-PV-Anlagen sind hoch. Selbst bei den geplanten Innovationsausschreibungen (April 2022) mit dem Segment für „besondere Solaranlagen“ ist unwahrscheinlich, dass sich Agri-PV-Konzepte durchsetzen; zudem können nur Anlagenkombinationen teilnehmen. Die einmalige Durchführung der „speziellen“ Innovationsausschreibung hat zur Folge, dass Bieter keine zweite Chance auf einen Zuschlag haben.
2. § 12 Abs. 3 Nr. 6 DirektzahlDurchfV schließt nach seinem Wortlaut landwirtschaftliche Flächen mit Solaranlagen pauschal von den EU-Direktzahlungen, dem Kernelement der Agrarförderung, aus.
3. Im unbeplanten Außenbereich nach § 35 Baugesetzbuch (BauGB) werden nur privilegierte Vorhaben unter erleichterten Voraussetzungen zugelassen. Die Einstufung einer Agri-PV-Anlage als privilegiertes Vorhaben ist häufig rechtlich unsicher. Bei Bebauungsplänen ist wiederum der sogenannte Typenzwang ein Hemmnis. Es ist unklar, ob die Festsetzungsmöglichkeit „Sondergebiet Solar“ eine duale Nutzung zulässt.

² Siehe hierzu Deutsche Energie-Agentur GmbH (Hrsg.) (dena, 2021): „dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität“.

Die Modellierungen in der dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität haben ergeben, dass sich die Kapazitäten für PV-Freiflächen allein bis zum Jahr 2030 vervierfachen müssten, um die Klimaziele zu erreichen. Dazu sind jährlich je 4 Gigawatt (GW) Zubau von PV-Freiflächenanlagen erforderlich und je 4 GW PV-Aufdachanlagen.

2 Integrierte PV-Konzepte wie Agri-PV ermöglichen

Lösungsansatz

Für Agri-PV-Anlagen sollte ein eigener Fördertatbestand im EEG geschaffen werden, der – wie bei der Doppelnutzung von Flächen bei PV-Aufdachanlagen – weder an der Flächenkulisse anknüpft noch einen B-Plan erfordert. Mit einer Aufständerungsprämie, gestaffelt nach der Anlagengröße, könnten die derzeitigen Mehrkosten der hochaufgeständerten Agri-PV-Systeme ausgeglichen werden. Bei den Innovationsausschreibungen im April 2022 sollten für jeden Anlagentyp der besonderen Solaranlagen Mindestmengen vorgesehen werden. Das Erfordernis einer Anlagenkombination müsste aufgehoben werden. Darüber hinaus sollte es mehrere Ausschreibungsrunden mit dem Segment „besondere Solaranlagen“ geben.

Es sollte klargestellt werden, dass die Errichtung von Agri-PV-Anlagen nicht zu einem Ausschluss der Flächen von EU-Beihilfen führt.

In § 35 Abs. 1 BauGB müssten ein eigener Privilegierungstatbestand für Agri-PV-Anlagen und eine Festsetzungsmöglichkeit „Sondergebiet Agri-PV“ in der BauNVO geschaffen werden.

Wirkung

Werden herkömmliche Freiflächenanlagen auf nutzbaren Agrarflächen installiert, drohen Nutzungskonflikte und der notwendige Ausbau könnte gebremst werden. Agri-PV kann diese Probleme entschärfen und eine Doppelverwertung der Flächen ermöglichen, zum einen zur Erzeugung von Strom, zum anderen zur landwirtschaftlichen Produktion. Im Einzelfall kann zudem die Resilienz des landwirtschaftlichen Betriebs bezüglich klimatischer Veränderungen erhöht werden. Bei bestimmten Kulturen lassen sich aufgrund des Schattenwurfs sogar höhere Erträge erzielen. Zudem besteht in der Regel eine höhere Akzeptanz für solche integrierten Nutzungskonzepte. Angepasste, rechtssichere Fördermöglichkeiten im Rahmen des EEG und der DirektzahlDurchfV sowie entsprechende Genehmigungsvoraussetzungen erhöhen den Anreiz, Agri-PV-Projekte umzusetzen.



3 PV-Pflicht für Dachanlagen



Herausforderung

Zur Deckung des künftigen Strombedarfs müssen verstärkte Anstrengungen unternommen werden, was insbesondere bedeutet, die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im städtischen Bereich auszubauen. Hierbei kann die Solarenergie entscheidender Treiber sein. Um die dafür benötigten Flächen möglichst gering zu halten, sollte ohnehin genutzter Raum, wie Gebäude, Lager- und Parkplätze, für die Anbringung von PV-Aufdachanlagen herangezogen werden („dual use“). Der bisherige Zubau von PV-Anlagen insgesamt und damit auch von PV-Aufdachanlagen genügt nicht, um die Klimaschutzziele innerhalb der zur Verfügung stehenden Zeit zu erreichen (siehe Maßnahme 2: Integrierte PV-Konzepte). Bundesrechtlich bestehen über das BauGB gewisse Befugnisse der Kommunen, mittels Festsetzungen in Bebauungsplänen oder über städtebauliche Verträge bestimmte Vorgaben zur Errichtung und zum Betrieb von PV-Aufdachanlagen zu erlassen. Von diesem Instrument wird jedoch eher zurückhaltend Gebrauch gemacht.

Lösungsansatz

Es sollte eine grundsätzliche Pflicht zur Errichtung und zum Betrieb von PV-Aufdachanlagen eingeführt werden, die alle Neubauten unabhängig vom Nutzungszweck erfasst, also gewerblich genutzte wie private Neubauten. Die Pflicht sollte auch für Fälle grundlegender Renovierungen bzw. Umbauten der baulichen Anlage gelten.

Die Verpflichtung sollte mit der Möglichkeit einer etwaigen Vermarktung des erzeugten Stroms flankiert und entsprechende administrative Hemmnisse (Meldepflichten, Messanforderungen) weitgehend abgebaut werden. Bei Mietgebäuden muss überdies

sichergestellt sein, dass die Kosten für die PV-Aufdachanlagen nur dann auf die Mieter umgelegt werden dürfen, wenn diese an den Vorteilen der Solarenergieerzeugung partizipieren.

Die Verpflichtung wäre primär in Landesgesetzen festzuschreiben³. Zur Orientierung könnte ein „Muster-Solargesetz“ (in Anlehnung an die Muster-Bauordnung) erarbeitet werden.

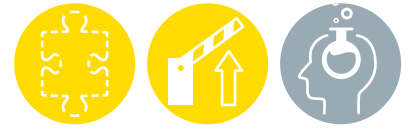
Wirkung

Mit einer Pflicht von PV-Aufdachanlagen für Neubauten können die Ausbauziele für erneuerbare Energien schneller erreicht und freie urbane Flächen effektiv genutzt werden. Weil mit der Pflicht höhere Baukosten verbunden sind, kann die Akzeptanz mit der Möglichkeit, eigens erzeugten Strom einfacher zu vermarkten, gefördert werden.

Um einen deutschlandweiten Flickenteppich zu vermeiden, sollte es bundesweit einheitliche oder zumindest im Wesentlichen ähnliche Vorgaben geben. Dazu kann das vorgeschlagene „Muster-Solargesetz“ einen Beitrag leisten.

³ Vgl. etwa die Vorgaben im Solargesetz Berlin, Energiewende- und Klimaschutzgesetz Schleswig-Holstein.

4 Beschleunigung von Genehmigungen für Windenergie



Herausforderung

Um die Klimaziele zu erreichen, muss neben der Photovoltaik auch die Windenergie umfassender und schneller ausgebaut werden. Langwierige Zulassungsverfahren sind ein wesentliches Hemmnis für Windenergieanlagen an Land. Große Herausforderungen liegen zudem in der richtigen bzw. rechtskonformen Flächenausweisung. Die Aufstellung oder Änderung von Raumordnungsplänen ist ebenfalls äußerst langwierig und erweist sich nicht zuletzt wegen der Komplexität der hierbei zu berücksichtigenden Aspekte als fehleranfällig. Das Bestreben, keine Fehler zu machen, führt zu weiteren Verzögerungen im Verfahren. Schließlich behindern auch Artenschutzvorgaben einen zügigen Ausbau. Hier fehlt es an einheitlichen Bewertungsmaßstäben für die Erfüllung der Verbotsstatbestände, sodass die Bewertung vergleichbarer Sachverhalte unterschiedlich ausfallen kann.

Lösungsansatz

Um die Verfahren zu verkürzen, kann eine Genehmigung als erteilt gelten, wenn die Genehmigungsbehörde nicht innerhalb einer bestimmten Frist über den Genehmigungsantrag entscheidet. Diese Maßnahme ließe sich kurzfristig durch Aufnahme in § 10 Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) umsetzen.

Die Frist muss an die Vollständigkeit der Antragsunterlagen anknüpfen, denn weder Genehmigungsverfahren noch Verfahrensbeschleunigung sind eine Einbahnstraße. Die Regelung sollte mit der Pflicht verbunden werden, dass die Behörde nach einer bestimmten Frist verbindlich mitteilen muss, welche Unterlagen noch vorzulegen sind, und dass der Genehmigungsantrag mit Vorlage dieser Unterlagen als vollständig gilt. Flankierend sollte geregelt sein, dass dem Anlagenbetreiber im Fall einer etwaigen gerichtlichen Aufhebung der als erteilt geltenden Genehmigung keine wirtschaftlichen Nachteile entstehen.

Um die Raumordnungsplanung zu beschleunigen, sollte es eine bundesgesetzliche Regelung geben, in der verbindliche Vorgaben für einen bestimmten Anteil der Landesfläche gemacht werden oder auf bestimmten Flächen die Erzeugung von erneuerbaren Energien ermöglicht wird. Es wäre auch zu prüfen, ob sich das bisherige gestufte Verfahren der Raumordnung für klimaschutzdienliche Vorhaben auf eine Ebene beschränken lässt oder zum Bestandteil eines Zulassungsverfahrens gemacht werden kann.

Der Zubau an Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ließe sich über eine Bedarfsplanung gesetzlich definieren und ähnlich z. B. der Verkehrswegeplanung ausgestalten. Entsprechende Regelungen sollten zunächst zeitlich befristet und mit einer Evaluierung verknüpft sein.

Für ein einheitliches Vorgehen bei der Bewertung von Artenschutzvorgaben sollte eine Technische Anleitung (TA) Artenschutz erarbeitet werden. Diese sollte als normkonkretisierende Verwaltungsvorschrift ausgestaltet sein. Sie könnte für einen einheitlichen Bewertungsmaßstab sorgen sowie die Gerichtsfestigkeit der Entscheidungen der Naturschutzbehörden verbessern. Zu prüfen wäre, ob hierfür eine Ermächtigung in § 48 BImSchG oder im Bundesnaturschutzgesetz (BNatSchG) vorzusehen ist. Für letzteres spricht, dass das BNatSchG für den Artenschutz das speziellere Gesetz darstellt.

Wirkung

Mit diesem Vorgehen lässt sich die Verfahrensdauer erheblich verringern. Maßstab sollte jeweils (in Anlehnung an einen Best-Practice-Ansatz) die zügigste Verfahrensdauer vergleichbarer Projekte sein.

5 Mehrkosten der CO₂-Bepreisung zwischen Vermieter und Mieter aufteilen



Herausforderung

Der Brennstoffbezug für den Betrieb einer zentralen Heizungsanlage auf Basis fossiler Energieträger durch den Vermieter ist mit Kosten aus dem Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) belastet (CO₂-Bepreisung). Diese Kosten werden über die Heizkostenabrechnung vollständig an die Mieter weitergegeben. Die Mietenden haben kaum Einfluss auf eine energetische Optimierung der Immobilien im Zuge von Sanierungen oder der Umstellung auf eine erneuerbare Wärmeversorgung. Für den Vermieter besteht zugleich ein geringer monetärer Anreiz, die CO₂-Belastung für den Mieter zu reduzieren. Das Preissignal läuft mithin am Investitionsentscheider vorbei.

Lösungsansatz

Die Kosten aus der CO₂-Bepreisung über das BEHG werden abhängig vom energetischen Zustand des Gebäudes anteilig zwischen Mietenden und Vermietenden aufgeteilt. Der zu tragende Anteil orientiert sich an der im Energieausweis ausgewiesenen Effizienzklasse des Gebäudes: Bei den sehr schlechten Gebäuden der Effizienzklassen G und H übernimmt der Vermietende den kompletten Anteil der BEHG-Kosten, da er als Investitionsentscheider maßgeblich Maßnahmen zur energetischen Verbesserung initiieren kann. Bei guten Gebäuden der Klassen A+, A und B übernehmen die Mietenden den vollständigen Anteil, da seitens der Gebäudeeigentümer hier bereits energetische Maßnahmen umgesetzt wurden und der Nutzer den Verbrauch stärker individuell beeinflussen kann. Bei den Effizienzklassen C und D und bei den Effizienzklassen E und F sollte der Mieteranteil an den BEHG-Kosten gestaffelt geringer ausfallen, um eine entsprechende Lenkungswirkung zu erzielen.⁴

Wirkung

Die Kosten werden schwerpunktmäßig dort verortet, wo die jeweils größten Einflussmöglichkeiten auf die Energieeinsparung liegen. Zudem werden die BEHG-Kosten für Mietende in besonders schlechten Gebäuden sozial abgedeckt. Schließlich werden Vermietende, die ihre Bestände bereits klimafreundlich saniert haben, entlastet und aufseiten der Vermieter zusätzliche Anreize zur energetischen Sanierung gesetzt.

⁴ Im Rahmen der dena-Leitstudie „Aufbruch Klimaneutralität“ ist das Mieter-Vermieter-Dilemma bei der Aufteilung der CO₂-Bepreisung eingehend betrachtet worden.

6 Freiräume für Experimente in der kommunalen Verkehrsplanung



Herausforderung

Die Transformation im Verkehrssektor ist besonders komplex und erfordert vielfältige Strategien. Dabei spielen lokale und regionale Verkehrskonzepte eine zentrale Rolle, um die Klima- und Energiewendeziele in diesem Sektor zu erreichen. Hierfür brauchen insbesondere Kommunen mehr Freiräume zur Erprobung von innovativen Lösungsansätzen. Die Regelung des Verkehrs – etwa durch die Anordnung von Bus- oder Radspuren oder Geschwindigkeitsbegrenzungen – erfolgt durch straßenverkehrsrechtliche Maßnahmen, die auf Grundlage der Straßenverkehrsordnung (StVO) oder deren rechtlicher Grundlage, dem Straßenverkehrsgesetz (StVG), erlassen werden. Die Anordnungsmöglichkeiten der Kommunen sind durch diese Rechtsgrundlagen eng begrenzt, da es sich beim Straßenverkehrsrecht um besonderes Ordnungsrecht handelt und Maßnahmen in der Regel Gründe der Sicherheit oder Ordnung des Verkehrs bedürfen (vgl. § 45 Abs. 1 S. 1 StVO). Diese Beschränkung schlägt sich auf allen Ebenen der kommunalen Verkehrsplanung nieder, bei der Anordnung und Umsetzung von Maßnahmen im Allgemeinen wie bei Maßnahmen zur Erprobung im Besonderen. Derzeit sind zwar Maßnahmen zur Erforschung des Unfallgeschehens, des Verkehrsverhaltens, der Verkehrsabläufe sowie zur Erprobung geplanter verkehrssichernder oder verkehrsregelnder Maßnahmen möglich (vgl. § 45 Abs. 1 S. 2 Nr. 6 StVO, sogenannte Erprobungsklausel). Diese müssen sich jedoch im Rahmen des geltenden Rechts der StVO bewegen. Der Handlungsspielraum der Straßenverkehrsbehörden bei umwelt- und klimapolitischen Maßnahmen ist daher insgesamt eingeschränkt.

Lösungsansatz

Der Handlungsspielraum der Kommunen für verkehrsplanerische Maßnahmen lässt sich auf mehreren Ebenen erweitern. Durch Änderung des § 6 StVG, auf dem die StVO beruht, und des § 45 StVO, könnten bei-

spielsweise Anordnungen aus Gründen des Klima-, Umwelt- und Gesundheitsschutzes ermöglicht werden. Zum anderen könnte Kommunen auch ein Handlungsspielraum im Rahmen einer erweiterten Experimentierklausel eingeräumt werden. Seit der letzten Reform des StVG kann – ohne eine Gesetzesänderung – eine Experimentierklausel in die StVO aufgenommen werden, die beispielsweise Ausnahmen von Regelungen der StVO vorsieht, zur Durchführung von Versuchen, die eine Weiterentwicklung dieser Vorschriften zum Gegenstand haben (vgl. § 6 Abs. 1 S. 1 Nr. 18 StVG). Da die im StVG enthaltene Regelung für eine Experimentierklausel auch eine zeitliche Beschränkung vorsieht, bietet eine Änderung des § 6 StVG und eine daran anknüpfende Änderung des § 45 StVO den Vorteil, langfristige bzw. dauerhafte Maßnahmen zum Klima-, Umwelt- oder Gesundheitsschutz anordnen zu können.

Diese Erweiterung des Straßenverkehrsrechts ist möglich, da der Bund – so lange er wie vorliegend über eine grundgesetzliche Gesetzgebungszuständigkeit verfügt – Gesetze auf mehreren Grundlagen basierend erlassen kann. Im Bereich der Experimentierklausel verfügt er ohnehin über den Kompetenztitel „den Straßenverkehr“ (vgl. Art. 74 Abs. 1 Nr. 22 GG). Darüber hinaus könnte sich der Bund auch auf seine Kompetenzen im Bereich der Luftreinhaltung und Lärmbekämpfung sowie des Naturschutzes stützen (vgl. Art. 74 Abs. 1 Nr. 24 und 29 GG).

Wirkung

Durch die vorgeschlagenen Änderungen ist es möglich, den Kommunen schnell einen größeren Handlungsspielraum zu gewähren. Sie könnten so verkehrsplanerische Maßnahmen flexibler umsetzen – sowohl als Regelfall als auch als Ausnahme in Form der Experimentierklauseln.

7 Über einen CO₂-Schattenpreis die nachhaltige Beschaffung der öffentlichen Hand stärken



Herausforderung

Klimafreundlich hergestellte Produkte sind oft teurer als konventionelle Produkte. Dies bedeutet im Regelfall, dass die CO₂-Vermeidungskosten über dem CO₂-Preis liegen, der z. B. über das Europäische Emissionshandelssystem (ETS) im Produkt eingepreist ist. Dadurch kann es für Unternehmen schwierig sein, Abnehmer für klimafreundlich hergestellte Produkte zu finden, da sich jene primär am Preis orientieren. Auch der Staat ist im Rahmen seiner Beschaffungstätigkeiten durch den Grundsatz einer sparsamen und wirtschaftlichen Haushaltsführung (vgl. Art. 114 Abs. 2 S. 1 GG, § 6 HGrG, § 7 BHO) diesem Prinzip verpflichtet. Dies hemmt die Investitionsbereitschaft von Unternehmen in den Aufbau klimafreundlicher Produktionsverfahren.

Auf Bundesebene sieht das Klimaschutzgesetz für „Planung, Auswahl und Durchführung von Investitionen und bei der Beschaffung“ das Berücksichtigen eines CO₂-Preises (CO₂-Schattenpreis) vor, dessen Höhe aber keine Lenkungswirkung erzielt.

Lösungsansatz

Der Verweis auf den Orientierungsrahmen für den CO₂-Preis in § 13 Abs. 1 S. 3 des Klimaschutzgesetzes wird angepasst. Der bisherige Verweis auf das BEHG und den nach § 10 Abs. 2 BEHG „mindestens“ gültigen Festpreis für CO₂ sollte durch eine Verweisung auf aktuelle Berechnungen eines CO₂-Schattenpreises ersetzt werden. Politisch ist darauf hinzuwirken, die Anwendung des CO₂-Schattenpreises jenseits der Bundesebene auf die gesamte öffentliche Verwaltung auszuweiten.

Wirkung

Mit CO₂-Schattenpreisen von z. B. 195 Euro und mehr werden konventionell hergestellte Produkte virtuell teurer und die Verwendung vieler klimafreundlich hergestellter Grundprodukte möglich, bei deren Herstellung CO₂-Vermeidungskosten in ähnlicher Höhe anfallen. Die öffentliche Hand dürfte bei Ausschreibungen das klimagünstigere Produkt ohne Verstoß gegen Haushaltsrecht auswählen. Aufgrund der so ausgelösten starken Nachfrage entstehen im besten Fall grüne Leitmärkte, jedenfalls aber genug Abnahme, um Innovationsfortschritte und Skalierungseffekte auszulösen. Dies gilt insbesondere, wenn neben dem unmittelbar gesetzlich verpflichteten Bund auch andere Akteure der öffentlichen Hand nach dem gleichen Prinzip agieren. Der öffentliche Abnehmer ist neben seiner Vorbildfunktion für private Unternehmen ein attraktiver Auftraggeber mit hohem und stabilem Beschaffungsvolumen, sodass für Unternehmen Anreize geschaffen werden, in den Aufbau klimafreundlicher Produktionsverfahren zu investieren. Durch die Orientierung an den aktuellen Berechnungen wird gewährleistet, dass ein nach wissenschaftlichen Methoden ermittelter Preis relevant wird, der einem regelmäßigen Update unterliegt. Hierzu müsste festgelegt werden, welche Parameter den Berechnungen zugrunde liegen und welche Aktualisierungsintervalle nötig sind. Die (juristisch gesprochen: dynamische) Verweisung auf einen Wert, der nicht in einem Gesetzgebungsverfahren festgelegt wird, ist rechtlich möglich, da das Bestimmtheitsgebot hier nicht verletzt wird.

8 Peer-to-Peer-Trading und Prosuming



Herausforderung

Strom wird zunehmend dezentral von Prosumenten mit Solaranlagen oder anderen erneuerbaren Energien erzeugt. Wenn sie ihren überschüssigen Strom an Nachbarn oder andere Dritte direkt vor Ort über einen lokalen Peer-to-Peer-Handel weitergeben wollen, ist das praktisch nicht möglich. Prosumenten können die nach dem klassischen Energieversorgungskonzept entwickelten regulatorischen Anforderungen und Pflichten nicht erfüllen. Dies betrifft z. B. Aufgaben eines Lieferanten bzw. Energieversorgers (§§ 5, 40, 41, 42 EnWG) und die umfassenden Pflichten des Energie- und Stromsteuerrechts wie die Meldung eines Lieferantenwechsels beim Netzbetreiber mindestens sieben bzw. zehn Werktage vor tatsächlicher Belieferung.

Lösungsansatz

Um lokalen Peer-to-Peer-Handel zu ermöglichen, muss die bestehende Experimentierklausel des § 119 EnWG geöffnet werden – für weitere Forschungs- und Entwicklungsprogramme bezogen auf den Einsatz erneuerbarer Energien. Die aufgrund der Experimentierklausel zu erlassenden Verordnungen sollen den Umfang definieren, inwieweit von den vorhandenen Vorgaben des EnWG und weiteren Energieregulierungsrechtsquellen abgewichen werden darf. Ebenfalls soll sichergestellt sein, dass die Sicherheit der Versorgung durch den Netzbetreiber oder ein etabliertes Energieversorgungsunternehmen gewährleistet wird. Der Dispens von den bestehenden Regeln kann im Rahmen einer Genehmigung des Projektes durch die Bundesnetzagentur erfolgen.

Durch Öffnung der Experimentierklausel können – wie schon erfolgreich bei den SINTEG-Projekten – Peer-to-Peer-Lösungen diskriminierungsfrei erprobt werden. Zu den weiteren zu modifizierenden Regeln könnte §§ 6 Abs. 4 S. 2, 69 MSbG, gehören. Dessen Tarifanwendungsfälle sehen keine zwei Lieferanten vor. Eine

Erweiterung eröffnet einen Peer-to-Peer-Handel, weil damit nicht jede Belieferung eines anderen Nachbarn einem Lieferantenwechsel gleichkommt. Ebenfalls relevant wäre § 14 StromNZV i. V. m. BK6-06-009, sodass Lieferantenwechsel nicht mindestens sieben bzw. zehn Werktage vor der tatsächlichen Belieferung dem Netzbetreiber gemeldet werden müssen. Auch § 40c Abs. 2 S. 1 EnWG könnte modifiziert werden, sodass ein Prosument nicht spätestens sechs Wochen nach Beendigung des Lieferverhältnisses eine Abschlussrechnung erstellen muss.

Wirkung

Die Ergebnisse der experimentellen Projekte können genutzt werden, um den für Prosumenten-Geschäftsmodelle erforderlichen regulatorischen Rahmen zu ermitteln. Gleichzeitig können sie einen Investitionsanreiz für die Privatwirtschaft bieten, Produkte für den Peer-to-Peer-Handel mit im Wege der Eigenversorgung erzeugter erneuerbarer Energie zu entwickeln. Zugleich wird damit europäisches Recht umgesetzt. Die Vorgaben von Art. 21 Abs. 2 lit. a) der VO (EG) Nr. 2018/2001 (RED II) verbieten eine Benachteiligung von Peer-to-Peer-Geschäftsmodellen beim Handel von im Wege der Eigenversorgung erzeugter erneuerbarer Energie.



9 Zusammenarbeit von Genehmigungsbehörden optimieren



Herausforderung

Öffentlich-rechtliche Genehmigungsverfahren für Infrastrukturvorhaben (z. B. nach Immissionsschutzrecht), die dem Erreichen der Klimaziele dienen, sind vom Grundsatz so geregelt: Die Entscheidung über den Genehmigungsantrag liegt regelmäßig in der Hand einer federführenden Behörde, die im Wege der Konzentrationswirkung alle nach öffentlich-rechtlichen Vorschriften erforderlichen Genehmigungen für ein Vorhaben erteilt. Die in den Teilmaterien (neben dem Immissionsschutzrecht z. B. Baurecht, Wasserrecht, Naturschutz, Arbeitssicherheit) originär zuständigen Fachbehörden werden in den Verfahren aber eingebunden. Sie haben die Möglichkeit, Stellung zu nehmen und vom Vorhabenträger Unterlagen und Erläuterungen nachzufordern. Dies ist auch sachgerecht und notwendig, da die Fachbehörden so ihren Sachverstand einbringen können. Gleichzeitig führt dies oftmals zu Verzögerungen, da eine Vielzahl von Akteuren beteiligt ist und die Dauer des Verfahrens von derjenigen Behörde bestimmt wird, die als letzte ihre Prüfung abschließt. Vielfach entstehen auch Reibungsverluste durch Mehrfachprüfungen und unterschiedliche Auffassungen zum Untersuchungsrahmen.

Lösungsansatz

Die Position der federführenden Behörde wird gestärkt, indem für das Genehmigungsverfahren Effizienz und Zielgerichtetheit der Prüfung als Leitlinie etabliert werden. Die interbehördliche Abstimmung wird hierzu durch klare und transparente Verwaltungsvorschriften strukturiert. So sollten die inhaltli-

chen und zeitlichen Vorgaben geregelt werden, unter denen die beteiligten Behörden zu dem Genehmigungsantrag und den vorgelegten Antragsunterlagen Stellung nehmen sollen. Dabei sollte die Maßgabe gelten, nur die für die Entscheidung unbedingt erforderlichen Unterlagen abzufragen und zu prüfen. Die Behörden wären gehalten, mit der Prüfung bereits eingereichter Unterlagen schon zu beginnen, auch wenn noch (unkritische) Unterlagen fehlen. Der federführenden Behörde würden klare verfahrensrechtliche Instrumente an die Hand gegeben, um auf eine stringente Prüfung entlang des im Scoping festgelegten Untersuchungsrahmens hinzuwirken. Übergangsweise könnte im Interesse einer schnellen Umsetzung der Maßnahme eine sachlich und zeitlich begrenzte Ermächtigung der Genehmigungsbehörde in Betracht kommen, im Sinne einer in einzelnen Fachgesetzen bereits existierenden Experimentierklausel von Verfahrensvorschriften abzuweichen. Die Verfahrensoptimierung kann dadurch zusätzlich unterstützt werden, bei einer zentralen Landeseinrichtung einen Pool von Fachexpertinnen und -experten anzusiedeln, der übergreifende Expertise bündelt und die Fachbehörden bei der Beantwortung von im Verfahren aufkommenden Fragen niedrigschwellig unterstützt. Dies wäre auch Ausgleich dafür, dass eine personelle Aufstockung der Behörden nicht immer zeitnah möglich sein wird. Als wichtiger Anwendungsbereich kommen vor allem Vorhaben für Industriestandorte in Betracht, an denen neue Verfahren zur Dekarbonisierung herkömmlicher Produktionsprozesse erprobt und hierzu insbesondere fossile durch emissionsneutrale Einsatz- und Rohstoffe ersetzt werden. Ein weiterer Bereich, um

9 Zusammenarbeit von Genehmigungsbehörden optimieren

die optimierte Zusammenarbeit zwischen Behörden exemplarisch zu probieren, könnte die im Rahmen dieses Papiers vorgeschlagene Beschleunigung des Onshore-Wind-Ausbaus sein (siehe Maßnahme 4).

Wirkung

Verzögerungen in Genehmigungsverfahren kosten die Antragsteller viel Geld und wertvolle Zeit. Das Instrument der Konzentrationswirkung, das die Entscheidungskompetenz bei einer Behörde bündelt und damit zu einer Beschleunigung des Verfahrens führt, ist zwar bereits vorhanden. Die in der Praxis gelebten Verfahrensabläufe lassen die damit möglichen Synergieeffekte aber oftmals ins Leere laufen, da die federführenden Behörden meist den zu beteiligenden Behörden nur zurückhaltend Vorgaben zum Verfahren machen. Entsprechende klare und objektive Leitlinien, die zugleich die Kompetenzordnung wahren, können hier für Beschleunigung und Kostenersparnis sorgen.



10 Mieterstrom



Herausforderung

Um die Akzeptanz der Energiewende zu erhöhen und mehr Akteure daran zu beteiligen, wurde im Jahr 2017 der sogenannte Mieterstromzuschlag für PV-Anlagen auf Wohngebäuden bis 100 Kilowatt (kW) eingeführt. Der Mieterstrombericht aus dem November 2019 hat allerdings aufgezeigt, dass das Modell weit hinter den Erwartungen zurückbleibt. Das EEG 2021 führt deshalb neue Aspekte ein wie z. B. das Lieferkettenmodell, eine Abkehr von dem Erfordernis des unmittelbar räumlichen Zusammenhangs zum Quartier und höhere Mieterstromzuschläge. Diese Ergänzungen sind jedoch nicht ausreichend, um „Mieterstrom“ als einen wichtigen Baustein für die Energiewende zu nutzen. Die Wirtschaftlichkeit von Mieterstrom ist weiterhin gering, der Aufwand für Wohnungsunternehmen und vor allem die Komplexität und das dadurch wahrgenommene Risiko bei der Umsetzung viel zu hoch. Zudem sind rein gewerblich genutzte und vermietete Immobilien von der Förderung ausgeschlossen.

Lösungsansatz

Mieterstrom ist im Kontext der Abschaffung der EEG-Umlage (siehe Maßnahme 1) zu sehen. Die Abschaffung der EEG-Umlage wird die Wirtschaftlichkeit der Stromlieferungen erhöhen. Eine zusätzliche Förderung der Lieferungen von Strom an Letztverbraucher (Mieterstromzuschlag) ist aufgrund der Komplexität der Modelle und weiterer Hindernisse zum gewünschten Durchbruch beim Mieterstrom aber immer noch notwendig. Es muss sichergestellt sein, dass der Anbieter Strom mit einer Gewinnmarge liefern kann. Nur so sind attraktive Geschäftsmodelle möglich. Zudem muss der Mehraufwand für die Abrechnung der Stromlieferungen vergütet werden.

Zur Umsetzung müsste § 21 Abs. 3 EEG wie folgt geändert werden:

*(3) Der Anspruch auf die Zahlung des Mieterstromzuschlags nach § 19 Abs. 1 Nr. 3 besteht für Strom aus Solaranlagen mit einer installierten Leistung von insgesamt bis zu 100 750 Kilowatt, die auf, an oder in einem **Wohngebäude** installiert sind, soweit er von dem Anlagenbetreiber oder einem Dritten an einen Letztverbraucher geliefert und verbraucht worden ist*

- 1. innerhalb dieses Gebäudes oder in **Wohngebäuden** oder Nebenanlagen in demselben Quartier, in dem auch dieses Gebäude liegt, und*
- 2. ohne Durchleitung durch ein Netz.*

Die Meldepflichten für Mieterstrom sollten zudem stark vereinfacht werden und nur noch ein einziger Empfänger für die Meldungen auftreten. Dies gilt sowohl für die anfängliche Übermittlung von Basisdaten als auch für regelmäßig wiederkehrende Meldepflichten. Dabei sollte für die Abstimmung mit den Netzbetreibern eine gesetzliche Antwortfrist eingeführt werden.

Wirkung

Wenn der Mieterstromzuschlag auch für größere Solaranlagen (mehr als 100 kW) auf einem Gebäude gezahlt wird, erhöht das die Einsatzmöglichkeiten und die Wirtschaftlichkeit der Projekte. Dies gilt insbesondere für Lösungen in einem Quartier zur Versorgung der Mieter mit Mieterstrom (gegebenenfalls auch für E-Mobility). Dabei sollte für die Direktvermarktungsgrenze die Anlagenverklammerung nicht gelten. Nach bisherigem Recht können PV-Mieterstromanlagen nicht auf gewerblichen Gebäuden installiert werden, weil sich § 21 Abs. 3 EEG ausdrücklich auf Wohngebäude bezieht. Mit der Öffnung wird wichtiges weiteres Potenzial erschlossen.

11 Flexibilitäten netzseitig aktivieren



Herausforderung

Die integrierte Energiewende mit einer wachsenden direktelektrischen Nutzung im Verkehrs- und Wärmebereich führt zu einer erhöhten Belastung der Stromnetze, insbesondere im Niederspannungsbereich. Netzplanung und -ausbau werden derzeit auf der Basis einer ungesteuerten Nutzung vorgenommen. Werden hier nicht flexibilitätsfördernde Maßnahmen aktiviert, führt dies zu sehr hohen vorzuhaltenden Kapazitäten, was wiederum einen entsprechenden Netzausbaubedarf mit den hohen Kosten und langen Zeitvorläufen bedingt. Dies ist ein Hindernis für die schnelle Umstellung auf erneuerbaren Strom.

Lösungsansatz

Verschiedene Maßnahmen können helfen, die im System theoretisch vorhandene Flexibilität zu aktivieren. Die hier vorgeschlagenen Maßnahmen sind netzseitig gedacht und daher über die Struktur der Netzentgelte abgebildet. Aber dies darf nicht zu Exklusivität führen. Multi-Use von Flexibilitäten ist volkswirtschaftlich effizienter und induziert über Preissignale den Ausbau von Flexibilitäten für das Netz wie den Markt.

Ein Lösungselement ist der höhere Anreiz für Stromverbraucher, ihren Verbrauch in lastschwache Zeiten zu verlagern. § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV sieht ein niedrigeres individuelles Netzentgelt wegen sogenannter atypischer Netznutzung vor. Hier gilt es, die von der Bundesnetzagentur festgelegte starre Struktur der Berechnung (Beschluss BK4-13-739) aufzulösen und die tatsächliche Nutzungsmöglichkeit mehr mit dem tatsächlichen Netzbedarf zu koordinieren. Auch extrem energieintensive Betriebe erhalten gemäß § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV ein individuelles Netzentgelt. Auch hier sollten starre Vorgaben für Verbrauchsmengen und Benutzungszahlen aufgeweicht werden, damit ein flexiblerer (netzdienlicher) Energieverbrauch sich nicht mehr nachteilig auf die Berechnung des individuellen Netzentgeltes auswirkt. Ziel muss es sein, z. B. mit dem Netzbetreiber abgestimmte netz-

dienliche Verbrauchsmuster aus der Berechnung der Benutzungszahl außen vor zu lassen.

Auf der Niederspannungsebene besteht eine kurzfristige Lösung darin, die lange anstehende Reform von § 14a EnWG vorzunehmen und damit den Netzbetreibern die Möglichkeit zu geben, die Netznutzung im Rahmen vorgegebener Möglichkeiten zu verschieben. Die Ausgestaltung darf aber weder die Attraktivität der Elektrifizierung gefährden noch Anreize für eine marktliche Verwendung der kundenseitigen Flexibilität abschneiden. Adressiert sind ausschließlich steuerbare Verbrauchseinrichtungen (z. B. Ladepunkte für Elektromobile, Nachtspeicherheizungen, Wärmepumpen, aber auch Stromspeicher). Für sie wird die Option geschaffen, mit dem Netzbetreiber im Rahmen einer vertraglichen Vereinbarung Eingriffsmöglichkeiten gegen Netzentgeltreduzierung zu verabreden. Indem es den Kunden überlassen bleibt, die Eingriffsmöglichkeiten und -intensitäten einzelvertraglich anzupassen, wird der bisherigen Kritik begegnet, dass bei der Reform von § 14a EnWG einseitig nur die Belange der Netzbetreiber berücksichtigt wären. Regelungen zum „wie“, „wann“ und „wie lange“ der Leistungsbegrenzung können individuell mit dem jeweiligen Anlagenbetreiber ausgehandelt werden und so eine größere Akzeptanz der Eingriffsmöglichkeit bewirken. Der nicht steuerbare Verbrauch bleibt von der Regelung weiterhin unberührt.

Wirkung

Durch die Möglichkeit der (begrenzten) Netzsteuerung wird der Ausbaubedarf im Verteilnetz besser gestreckt. Das ermöglicht den effizienteren Anschluss von Prosumern und Anlagen wie Wärmepumpen und Ladesäulen, um die Elektrifizierung dieser Bereiche voranzubringen. Durch Dual- und Multifähigkeit wird zugleich die Voraussetzung geschaffen, die Verbraucherseite komplementär zur Volatilität der Strommärkte weiterzuentwickeln.

12 Green PPAs



Herausforderung

Der Ausbau erneuerbarer Energien wird bislang im Wesentlichen durch das EEG gefördert. Perspektivisch soll der notwendige Zubau überall wo möglich über den Markt finanziert werden. Wesentlicher Treiber ist bereits heute die Nachfrage nach grünem Strom. Vertraglich wird die Grünstromlieferung über sogenannte Green PPAs (Power Purchase Agreement) abgewickelt, die Anlagenbetreiber mit Stromverbrauchern oder Stromhändlern schließen und einer Refinanzierung der Erneuerbaren-Kapazitäten dienen.

Das Interesse an grünen Direktstromlieferungen nimmt seit einiger Zeit sprunghaft zu. Dabei kommt der Strom aus ungeforderten EEG-Anlagen, aus ausgeforderten Anlagen und vermehrt aus Neuanlagen, die gänzlich ohne Förderung geplant sind. Um das Potenzial des marktgetriebenen Ausbaus, wie in anderen europäischen Märkten, auch in Deutschland zu erschließen, müssen regulatorische Unsicherheiten und Hemmnisse beseitigt werden.

Lösungsansatz

Ausgangspunkt zur Verbesserung der Rahmenbedingungen ist die Vorgabe des Europarechts (Erneuerbare-Energien-Richtlinie), PPAs zu stärken. Dazu sind folgende Instrumente sinnvoll: Der Bezug von Grünstrom durch große energieintensive Industrieunternehmen gefährdet nach aktueller Rechtslage die Wahrnehmung der Strompreiskompensation für diese Unternehmen. Die relevante nationale Förderrichtlinie sollte an die geltende europäische Leitlinie angepasst werden, dass die Strompreiskompensation auch beim teilweisen oder vollständigen Bezug von grünem Strom greift. Sollten zukünftig andere Instrumente zur Strompreisentlastung geschaffen werden, in einem reformierten Emissionshandel, sollte die Lieferung von grünem Strom ebenfalls Berücksichtigung finden. Zudem sollten direkte Grünstromlieferungen innerhalb einer Kundenanlage (Onsite-PPAs) mit einer Eigenversorgung gleichgestellt werden.

PPAs mit langen Vertragslaufzeiten sind besonders attraktiv. Anlagenbetreiber können sicher investieren und Stromabnehmer langfristig den Strompreis planen. Zwar gelten längere Laufzeiten als rechtlich zulässig, rechtlich problematisch sind aber sehr lange Laufzeiten (z. B. die 20 Jahre der heutigen Förderdauer im EEG). Deshalb sollte ihre Zulässigkeit gesetzlich klargestellt sein. Green PPAs können unter bestimmten Voraussetzungen als Finanzderivat eingeordnet werden, was ein erhebliches administratives Hindernis ist. Um dies auszuschließen, sollten entsprechende Ausnahmen in das Kreditwesengesetz (KWG) Eingang finden.

Herkunftsnachweise sind im Kontext von Green PPAs eine zentrale Wert- und Nachweiskomponente. In Deutschland muss die Entwertung dieser Nachweise immer durch den beliefernden Lieferanten erfolgen. Wäre es möglich, sie auch durch große Letztverbraucher zu entwerten, könnte sich die Nachfrage nach grünem Strom erhöhen, da es so für die Unternehmen einfacher wird, den direkten grünen Strombezug in ihrer Nachhaltigkeitsberichterstattung zu berücksichtigen. Zudem sollten die rechtlichen Vorgaben zur Anrechnung von Grünstrom in Energiemanagement, zur CO₂-Bilanzierung und Taxonomie vereinheitlicht und vereinfacht werden, um Unternehmen klare Vorgaben und Anreize für den direkten Strombezug aus erneuerbaren Energien zu geben.

Wirkung

Die oben genannten vergleichsweise schnell umsetzbaren Maßnahmen sind ein erster Schritt, um den Markthochlauf von Green PPAs in Deutschland zu ermöglichen. Es werden weitere Finanzmittel für den Ausbau erneuerbarer Energien gehoben und der Wirtschaft eine Möglichkeit geboten, über den Direktbezug grünen Stroms CO₂-Emissionen zu senken und sich gegen steigende Strompreise abzusichern.

13 Netzinfrasturkturpotenzial aktivieren



Herausforderung

Ein zentrales Problem beim Übergang zu einem klimafreundlichen, integrierten Energiesystem auf Basis erneuerbarer Energien ist der parallele Aufbau der nötigen Energieinfrastrukturen. Das betrifft etwa die höheren Anforderungen in Ballungsräumen, wo E-Mobilität und Wärmepumpen für erhöhten Strombedarf sorgen, oder die Ansiedlung großer Abnehmer wie Industrieunternehmen oder Elektrolyseure stattfindet. Netzbetreibern fehlen die Instrumente, um diesen Wandel zu forcieren. Die Struktur der heutigen Netzentgeltermittlung reizt ausschließlich Kosteneffizienz an, aber keine proaktive Gestaltung mit Blick auf Nutzungswandel und integrierte Energiewende. Netzbetreiber haben auch keine Möglichkeit, neue Nutzer an netztopologisch interessanten Punkten zu binden.

Lösungsansatz

Die Logik der Netzentgelte und -anschlussgebühren muss am übergeordneten Ziel der integrierten Energiewende ausgerichtet sein, einschließlich der Kopplung der Sektoren. Über Sofortmaßnahmen kann zunächst die Grundlage für eine Erweiterung der Anreizregulierung um Elemente einer outputorientierten Regulierung in § 21a EnWG (Prinzip und Verordnungsermächtigung) gelegt werden.

Im nächsten Schritt kann in § 9 StromNEV eine Regelung aufgenommen werden, die sicherstellt, dass niedrigere Netzanschlussgebühren, die der Netzbetreiber anbietet, um eine Ansiedlung im Einklang mit den Bedürfnissen der Netztopologie anzureizen, ihm nicht zum Nachteil reichen.

Wirkung

Die erste Teilmaßnahme adressiert die Unzulänglichkeit einer reinen Anreizregulierung. Ein proaktiver, nachhaltiger Netzausbau, der sich am zukünftigen Leitungsbedarf orientiert, ist effizient für das Erreichen der Klimaziele. Ohne outputorientierte Komponente würde er aber dazu führen, dass der Netzbetreiber im Hier und Jetzt (bis z. B. der Bedarf für Wärmepumpen nachgezogen hat) als ineffizient und damit als unrentabel dastünde. Durch eine Anpassung von § 21a EnWG wird im ersten Schritt gesetzgeberisch das System der Anreizregulierung um eine outputorientierte Komponente konzeptionell ergänzt. Die zeitgleich erweiterte Ermächtigungsgrundlage kann dann in einem zweiten Schritt genutzt werden, um die neue outputorientierte Komponente auszutarieren. Der Anschluss von dezentralen Erzeugungsanlagen oder Maßnahmen für die Sektorkopplung könnten dann zukünftig als Bonus zu bewerten sein, was die „Ineffizienz“ von vorgezogenen Netzmaßnahmen kompensieren würde.

Mit der Möglichkeit zur Flexibilisierung der Anschlussgebühren wird der Netzbetreiber in die Lage versetzt, kundenoptimierte Angebote zu machen. Damit kann der Netzbetreiber Ausbauanreize schaffen, ohne finanzielle Einbußen zu befürchten, und die zukünftige Entwicklung des Netzausbaus ausgerichtet an netztopologisch vorteilhaften Lagen fördern. Zusätzlich können so Standortentscheidungen im Sinne der verfügbaren Netzkapazitäten angereizt werden.

Beide Ansätze bewirken, dass sich die Netzinfrasturktur besser/früher auf die sich wandelnde Erzeugungslandschaft und die stärkere Elektrifizierung der Bereiche Gebäude und Verkehr einstellen kann. Damit reduziert sich die Bedeutung des unzureichenden Netzausbaus als Störfaktor für die Klimawende.

14 Sektorübergreifende Quartierskonzepte ermöglichen



Herausforderung

Das Quartier ist auf Gesetzesebene eine Randerscheinung, dem enge Grenzen durch Zusatzanforderungen und Genehmigungsverfahren gesetzt sind. Der konkrete räumliche Zusammenhang, auf dem der Quartiersbegriff in vielen Regelwerken fußt, ist jeweils unterschiedlich und teilweise nicht definiert. Aus Anwendersicht bestehen im Hinblick auf diese variierenden Definitionen große Unterschiede zwischen dem EnWG (Legaldefinition der Kundenanlage), StromStG (räumlicher Zusammenhang mit Radius von 4,5 km), dem GEG und dem GEIG (Gebäude im räumlichen Zusammenhang mit Verweis auf Nachbarschaft) sowie dem EEG (Quartier gemeint als einheitliches Ensemble im Zusammenhang mit Mieterstrom) bzw. KWKG (bei Mieterstrom Verweis auf die Kundenanlage). Daran geknüpft sind jeweils unterschiedliche Rechtsfolgen und die Förderung von verschiedenen Technologien (z. B. PV-Strom im EEG und BHKW-Strom im KWKG).

Das mündet in unterschiedlichen Ansätzen für das Quartier. Ein Grund dafür ist, dass die relevanten Gesetze unterschiedlichen Regulierungszielen unterliegen. Während das GEG vor allem die Senkung des Energiebedarfs mit Fokus auf Energieeffizienz verfolgt, stehen im EnWG der wettbewerbliche Zweck und im EEG und KWKG umweltbezogene Zwecke durch die Förderung klimafreundlicher Technologien im Vordergrund. Im Quartier sind erfolgreiche Energiekonzepte mit Sektorenkopplung von allen Gesetzen gleichermaßen abhängig. Somit müssen Quartiere allen unterschiedlichen Zielen gerecht werden.

Eine klimaneutrale Energieversorgung ist auf lokale Potenziale angewiesen. Derzeit zielt aber keines der Gesetze auf eine maximierte Nutzung lokaler klimaneutraler Potenziale im Quartier ab. Somit bleiben die Stärken der Quartiersebene größtenteils ungenutzt.

Die Folge ist ein komplexes, intransparentes und aus Anwendersicht unattraktives Regelwerk, welches nur wenig Anreize für eine Umsetzung von Quartierskonzepten setzt.

Lösungsansatz

Lösungskonzepte im Quartier sind insbesondere für die Verknüpfung von E-Mobilität, Strom- und Wärmenutzung von wachsender Bedeutung. Aber diesbezüglich reicht der bestehende Rechtsrahmen nicht aus. Um Quartierskonzepte in die Breite zu bringen, muss im ersten Schritt ein harmonisiertes Verständnis der Quartiersversorgung etabliert werden. Darauf aufbauend muss dieses Verständnis in allen relevanten Gesetzen verankert werden, um sektorübergreifende Lösungen zu ermöglichen. Im zweiten Schritt sollten die Rechtsfolgen, die mit der Quartiersversorgung verbunden sind, vereinfacht werden. Dabei geht es um den Abbau von Regularien, aber auch die Klärung von Rechten und Pflichten an den Schnittstellen zu den vorgelagerten Infrastrukturen.

Wirkung

Quartiere sind zum Erreichen von Klimaneutralität und von Klimaschutzzielen wichtig. Die Akteure im Quartier können auf Grundlage des bestehenden Rechtsrahmens bisher nur wenig zur Zielerreichung Klimaneutralität in 2045 beitragen. Durch einen Quartiersansatz könnten vermehrt lokale Potenziale für die dezentrale Energieversorgung genutzt werden. Auch steigt dadurch die Identifikation der Letztverbraucher mit der Energiewende.



