

FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR SOLARE ENERGIESYSTEME ISE

KURZSTUDIE: EINFÜHRUNG EINES UMFASSENDEN BUNDESWEITEN SOLARSTANDARDS

WIE VOR ALLEM BEWOHNER*INNEN UND INSBE- SONDERE MIETENDE DURCH PV-ANLAGEN AUF MEHRFAMILIENHÄUSERN PROFITIEREN KÖNNEN

Verena Fluri, Jael Sepúlveda Schweiger, Christoph Kost

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE

Heidenhofstraße 2, 79110 Freiburg im Breisgau
www.ise.fraunhofer.de

Die vorliegende Studie wurde vom Deutschen Naturschutzring (DNR), dem Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland (BUND), der Deutschen Umwelthilfe e.V. (DUH), Germanwatch, dem Naturschutzbund Deutschland (NABU) und dem World Wide Fund For Nature (WWF) beauftragt und vom Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE von Januar bis Juni 2024 durchgeführt.

Lobbyregisternummern: DNR: R001103; BUND: R002287; DUH: R001683; Germanwatch: R001063; NABU: R001667; WWF: R001579

Inhaltsverzeichnis

Abkürzungsverzeichnis	3
Kurzfassung	4
1 Einleitung.....	6
2 Übersicht über politische Rahmenbedingungen	7
3 Wirtschaftliche Analyse des Solarstandards für ausgewählte Anwendungsfälle	10
3.1 Anwendungsfälle und Eingangsdaten.....	10
3.1.1 Geschäftsmodelle.....	10
3.1.2 Gebäudegröße	12
3.1.3 Technologien.....	12
3.1.4 Eingangsdaten und Annahmen	13
3.2 Ergebnisse	15
3.2.1 Geschäftsmodelle.....	17
3.2.2 Variation der Gebäudegröße	18
3.2.3 Variation der Technologien.....	19
3.3 Sensitivitätsanalyse	21
3.4 Diskussion und Schlussfolgerungen.....	21
4 Handlungsempfehlungen für politische Entscheidungsträger*innen.....	23
5 Literaturverzeichnis	24
6 Anhang	26

Abkürzungsverzeichnis

BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
bne	Bundesverband Neue Energiewirtschaft e.V.
ct	Cent
DV	Direktverbrauch
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EU	Europäische Union
GEG	Gebäudeenergiegesetz
GW	Gigawatt
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
kWp	Kilowattpeak
MW	Megawatt
PV	Photovoltaik
WACC	Weighted Average Cost of Capital
WGB	Wohngebäude

Kurzfassung

Die Energiewende schreitet voran. Um jedoch die Klimakrise zu bekämpfen, brauchen wir einen beschleunigten und naturverträglichen Ausbau der erneuerbaren Energien. Derzeit bestehen räumlich große Unterschiede: Ein Großteil des Ausbaus der erneuerbaren Energien spielt sich im ländlichen Raum ab, während der urbane Raum bei vielen Fragen der Energiewende bisher nur eine marginale Rolle spielt. Um vor allem Mehrfamilienhäuser sowohl im städtischen als auch im ländlichen Bereich noch stärker und flächendeckend für Photovoltaik (PV) zu nutzen, wäre ein mögliches Instrument die **Einführung eines bundesweiten Solarstandards für Gebäude**. Die Installation einer PV-Anlage kann damit verpflichtend für Neubauten oder auch für Bestandsgebäude vorgeschrieben werden.

14,5 % der Gesamtfläche Deutschlands werden durch Siedlung und Verkehr in Anspruch genommen [1]. Durch die umfangreiche Nutzung des Dachpotenzials sowie des Potenzials versiegelter Flächen wie Parkplätze, Fassaden etc., können die Flächennutzungskonkurrenzen verringert werden – ein gleichzeitiger Gewinn für Klima- und Naturschutz. Zudem können gerade bei gebäudenaher Solarenergie Bürger*innen (auch ohne eigenes Kapital) am Ausbau der Erneuerbaren teilhaben und finanziell profitieren. **Diese Studie untersucht, inwieweit Mietende von einem bundesweiten Solarstandard profitieren können.**

Auf europäischer Ebene sind die Rahmenbedingungen schon gesetzt: Der **EU-Solarstandard** sieht eine Solarpflicht für neue gewerbliche und öffentliche Gebäude ab dem Jahr 2026, für zu renovierende Nichtwohngebäude ab 2027, für neue Wohngebäude ab 2029 und für schon bestehende öffentliche Gebäude bis 2030 vor. In vier deutschen **Bundesländern** gilt Stand April 2024 ein Solarstandard für den Neubau und grundlegende Dachsanierungen von Wohngebäuden. Die Bundesregierung hat sich in ihrem Koalitionsvertrag zu einem Solarstandard für gewerbliche Neubauten verpflichtet, bisher wurde dieser allerdings noch nicht umgesetzt.

Für die wirtschaftliche Analyse wurden **drei Geschäftsmodelle, drei Größenklassen von Mehrfamilienhäusern und unterschiedliche Nutzungskonzepte von Sektorkopplungstechnologien** wie elektrische Wärmepumpen, Batteriespeicher oder Elektrofahrzeuge betrachtet. Die drei Geschäftsmodelle sind das bestehende **Mieterstromkonzept**, die geplante **Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung** sowie das Konzept des **Energy Sharing**. Die Nutzung von PV-Strom erzeugt gewisse Einnahmen, entweder durch den Stromverkauf an die Bewohner*innen bzw. Mietenden oder durch die Nutzung des Stromes und damit verbundenen Stromkosteneinsparungen. Der **PV-Stromverkaufspreis** teilt diese Einnahmen auf die Eigentümer*innen der PV-Anlage und Bewohner*innen bzw. Mietende auf und ist somit der zentrale Faktor bei der Betrachtung der wirtschaftlichen Vorteile.

Die wirtschaftliche Analyse zeigt, dass **die PV-Anlage sich sowohl für die Eigentümer*innen der Anlagen, als auch für die Bewohner*innen bzw. Mietenden lohnt**: Alle drei analysierten Geschäftsmodelle ermöglichen bei einem Mehrfamilienhaus mit zehn Parteien eine **Amortisationszeit von 15 Jahren bei einem PV-Stromverkaufspreis von 20 bis 30 ct/kWh**. Bewohner*innen bzw. Mietende können somit **von einem Solarstandard profitieren**, denn die Volleinspeisung des PV-Stroms ist weniger profitabel. Zusätzlich haben die Bewohner*innen bei der Gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung und Energy Sharing selbst die Möglichkeit, **Eigentümer*innen der PV-Anlage zu sein** und somit doppelt zu profitieren. Mit **Sektorkopplungstechnologien** können höhere Direktverbrauchsquoten erreicht und der PV-Strom gewinnbringender genutzt werden. Für Bewohner*innen bzw. Mietende sind die Modelle der Gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung und Energy Sharing wichtig, da sie die Nutzung von PV-Strom deutlich vereinfachen und auch für die Bewohner*innen bzw. Mietenden besser zugänglich machen. Die Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung kann dabei als „Zwischenschritt“ zum Energy Sharing betrachtet werden, da Energy Sharing zusätzlich die unkomplizierte Nutzung weiter entfernt liegender Dachflächen ermöglicht. Zu beachten ist bei der Ausgestaltung eines bundesweiten Solarstandards, dass Eigentümer*innen der PV-Anlage und Bewohner*innen des Hauses unterschiedliche Vorstellungen hinsichtlich der Anlagengröße haben könnten.

Die Ergebnisse dieser Studie zeigen, dass **Bewohner*innen bzw. Mietende von PV-Anlagen auf ihren Dächern in sehr vielen Konstellationen profitieren**. Die stärkere Nutzung von PV-Anlagen auf Mehrfamilienhäusern ist somit aus Sicht aller beteiligten Akteur*innen zu unterstützen. Die Einführung eines bundesweiten Solarstandards unterstützt dies, da er zu höheren Zubauraten führen kann. Eine **weiterführende rechtliche, regulatorische und gesamtwirtschaftliche Analyse eines bundesweiten Solarstandards** wird empfohlen. Die Einführung von Energy Sharing kann eine sinnvolle Erweiterung der Flächenkulisse und auch des Investitionsvolumens sein. Das Mieterstromkonzept ermöglicht in den Fällen, in denen Gebäudeeigentümer*innen kein Interesse oder keine Möglichkeit in eine Investition in PV-Anlage haben, eine externe Lösung zum Bau einer PV-Anlage für die Bewohner*innen des Hauses. Für die Bewohner*innen ist eine Nutzung von elektrischen Wärmepumpen oder Elektrofahrzeugen in Verbindung mit der PV-Anlage häufig vorteilhaft, da diese Lösungen in Verbindung mit der PV-Anlage eine hohe Direktverbrauchsquote darstellen und die Sektorkopplungstechnologien von der Nutzung von eigenem Solarstrom profitieren.

1 Einleitung

Die Energiewende schreitet voran, um jedoch die Klimakrise zu bekämpfen, brauchen wir einen beschleunigten und naturverträglichen Ausbau der erneuerbaren Energien. Derzeit bestehen räumlich große Unterschiede: Ein Großteil des Ausbaus der erneuerbaren Energien spielt sich im ländlichen Raum ab, während der urbane Raum bei vielen Fragen der Energiewende bisher nur eine marginale Rolle spielt. Dies wird insbesondere bei Wind- und Solarfreiflächenanlagen deutlich. Aber auch bei Solaranlagen auf Dächern ist eine Divergenz zwischen Stadt und Land zu beobachten.

Gerade Eigenheimbesitzer*innen haben die Möglichkeit, durch eigene PV- oder Solarthermieanlagen von der Energiewende zu profitieren. Im städtischen Raum sind Aufdachanlagen bis heute eher eine Seltenheit. Daraus folgt: Allzu oft können insbesondere Mietende nicht von den Vorzügen einer erneuerbaren Stromerzeugung profitieren und somit nicht an der Energiewende direkt partizipieren.

Insgesamt waren Ende 2023 3,7 Millionen PV-Anlagen in Deutschland mit einer Gesamtkapazität von 82 GW installiert. 83 % der PV-Anlagen sind auf Hausdächern installiert und stellen damit die große Mehrheit der PV-Anlagen in Deutschland dar. Es besteht jedoch noch ein erhebliches Ausbaupotenzial. Geht man davon aus, dass auf jedem Wohngebäude nur eine PV-Anlage installiert ist, so sind derzeit ca. 16 % der Wohngebäude mit einer PV-Anlage ausgestattet (ohne steckerfertige Solaranlagen, Berechnung nach [2, 3]). Im Jahr 2011 waren nur 5 % der Wohngebäude mit PV-Anlagen ausgestattet, so dass sich der Anteil bis 2023 verdreifacht hat.

Die durchschnittliche Größe von PV-Dachanlagen für Privathaushalte liegt seit 2021 bei rund 10 kW. Sie ist durch die Regelung gewachsen, die Anlagen bis 10 kW von der EEG-Umlage auf den Eigenverbrauch und von der Einkommenssteuer zu befreien. Heute liegt die Befreiung der Einkommenssteuer bei 30 kW und die EEG-Umlage wurde vollständig abgeschafft.

Für PV-Anlagen bis 100 kW Leistung gibt es einen festen EEG-Vergütungssatz, der von der Einspeisung (Volleinspeisung/Teileinspeisung) und der Anlagengröße abhängt. Wird der erzeugte Strom vollständig in das öffentliche Netz eingespeist, ist die Vergütung höher, als wenn ein Teil des PV-Stroms für den Eigenverbrauch genutzt wird. Darüber hinaus sind die Vergütungssätze für kleinere Anlagen höher, so dass es auch wirtschaftlich rentabel ist, z. B. kleinere PV-Anlagen zu bauen, die im Allgemeinen höhere spezifische Kosten pro installiertem kW haben. [4]

14,5 % der Gesamtfläche Deutschlands werden durch Siedlung und Verkehr in Anspruch genommen [1]. Um die Energiewende ambitioniert voranzutreiben, gibt es das politische Klimaschutzinstrument eines umfassenden Solarstandards für Gebäude, das schon von mehreren Bundesländern beschlossen und z.T. bereits umgesetzt wurde. Ziel des Instruments ist es, das auf den Dächern sowie versiegelten Flächen liegende Potenzial zur Energiegewinnung bestmöglich zu nutzen. Durch Einführung eines umfassenden bundesweiten Solarstandards für Neubauten und schrittweise auch im Gebäudebestand (Wohn- und Nichtwohngebäude) kann das Tempo des Ausbaus von Solarenergie massiv beschleunigt werden. Durch die umfängliche Nutzung des Dachpotenzials sowie des Potenzials versiegelter Flächen wie Parkplätze, Fassaden, etc. wird der bereits strapazierte Naturraum entlastet und Flächennutzungskonkurrenzen verringert – ein gleichzeitiger Gewinn für Klima- und Naturschutz. Zudem können somit Bürger*innen (auch ohne eigenes Kapital) am Ausbau der Erneuerbaren teilhaben und finanziell profitieren.

In dieser Studie wird untersucht, inwieweit Bewohner*innen bzw. Mietende von Solaranlagen auf ihren Dächern durch einen bundesweiten Solarstandard profitieren. Dazu wird zunächst eine Übersicht über die politischen Rahmenbedingungen gegeben (Kapitel 2); für verschiedene Anwendungsfälle werden Wirtschaftlichkeitsrechnungen durchgeführt (Kapitel 3). Abschließend werden Handlungsempfehlungen für politische Entscheidungsträger*innen gegeben (Kapitel 4).

2 Übersicht über politische Rahmenbedingungen

Die politischen Rahmenbedingungen gelten auf europäischer Ebene und werden zunehmend auf Bundes- und Landesebene konkretisiert. Sie werden im Folgenden beschrieben.

Europäische Gebäuderichtlinie

Der sogenannte EU-Solarstandard wurde am 12. März 2024 durch das Europäische Parlament im Rahmen der Richtlinie über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden eingeführt. Durch diesen werden die EU-Mitgliedstaaten dazu verpflichtet, bis zum Jahr 2030 nach und nach den Gebäudebestand zu renovieren und damit die Energieeffizienz zu steigern sowie Solaranlagen auf Gebäuden zu installieren. Der Solarstandard gilt für neue gewerbliche und öffentliche Gebäude ab dem Jahr 2026, für zu renovierende Nichtwohngebäude ab 2027, für neue Wohngebäude ab 2029 und für schon bestehende öffentliche Gebäude bis 2030. [5] Diese Gebäuderichtlinie muss in Deutschland mindestens eingehalten werden.

Bundespolitische Rahmenbedingungen für PV

Während der Großen Koalition (2013-2021) gab es mehrere Initiativen für den bundesweiten Solarstandard von der SPD-Bundestagsfraktion, im Rahmen der Gesetzgebung für das Gebäudeenergiegesetz (GEG) und das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2021). Schließlich wurden im EEG 2021 wirtschaftliche Investitionsbedingungen für den Ausbau von erneuerbaren Energien geschaffen. [6]

Mit dem Regierungswechsel 2021 wurden im Koalitionsvertrag zwischen SPD, Bündnis 90/Die Grünen und FDP das vorläufige Ziel, bis 2030 200 GW Solarleistung zu installieren sowie der Solarstandard für gewerblichen Neubau festgehalten. Dafür sollen Hemmnisse abgebaut werden, wie z.B. bürokratische Hürden. Zudem werden Netzanschlüsse und Zertifizierungen beschleunigt, Vergütungssätze angepasst und die Ausschreibungspflicht für große Dachanlagen und deren Obergrenzen geprüft. Für die Solarenergie sollen künftig alle geeigneten Dachflächen genutzt werden. In ihrer bisherigen Amtszeit hat die Ampel-Koalition einige Maßnahmen zur Förderung von Solaranlagen umgesetzt. Im Jahr 2022 wurden Entlastungen von der Mehrwertsteuer für Solaranlagen, die Erhöhung von Einsparvergütungen für Solarstrom und die Abschaffung der Grenze von 70% für die maximale PV-Nennleistung, die in das öffentliche Netz eingespeist werden darf, beschlossen. [7–10]

In diesem Jahr wurde zudem das „Gesetz zur Änderung des EEG und weiterer energiewirtschaftlicher Vorschriften zur Steigerung des Ausbaus photovoltaischer Energieerzeugung“ (Solarpaket I) von Bundestag und Bundesrat verabschiedet. Mit dem Solarpaket wurde mit 215 GW Solarleistung ein höheres Ziel für 2030 festgelegt. Es beinhaltet Regelungen zum Bürokratieabbau für private Dachanlagen, Balkonsolar, Gewerbeanlagen und Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung, Verbesserungen der Regelungen für Repowering und Freiflächenanlagen sowie Förderungen für Mieterstrom. [11–14]

Regelungen in Kommunen und Bundesländern

Obwohl es noch keine bundesweite Regelung für einen Solarstandard gibt, schreiten viele Kommunen und Bundesländer mit ihren eigenen Regelungen voran. Solarstandards in Bebauungsplänen von Kommunen gibt es u.a. in Marburg, Waiblingen, Tübingen und Kaiserslautern [6]. Die Regelungen in den Bundesländern sind in Tabelle 1 dargestellt. Stand April 2024 gilt eine Solarstandard für den Neubau und grundlegende Dachsanierungen von Wohngebäuden in drei Bundesländern: Baden-Württemberg, Berlin und Hamburg. In vier weiteren Bundesländern greifen Solarstandards für Wohngebäude in den kommenden Monaten und Jahren: Bayern (für Neubauten und grundlegende Dachsanierungen ab 2025), Bremen (für Neubauten ab 2025 und für grundlegende Dachsanierungen ab Juni 2024), Niedersachsen (für Neubauten ab 2025) und Nordrhein-Westfalen (für Neubauten ab 2025 und grundlegende Dachsanierungen ab 2026). Neben Wohngebäuden weisen elf Länder Solarstandards für weitere Flächen und/oder Gebäude aus: Baden-Württemberg, Bayern, Berlin, Brandenburg, Bremen, Hamburg, Hessen, Niedersachsen, NRW, Rheinland-Pfalz und Schleswig-Holstein. In fünf Bundesländern gibt es aktuell keine geplanten Regelungen für einen Solarstandard. Mecklenburg-Vorpommern, Saarland, Sachsen, Sachsen-Anhalt und Thüringen setzen teilweise auf einen bundeweiten Solarstandard.

Tabelle 1: Regelungen zum Solarstandard nach den deutschen Bundesländern (Stand April 2024)

Bundesland	Solarstandard Wohngebäude	Gesetzestext oder Planungsstand	Details
Baden-Württemberg	Ja	Klimaschutz- und Klimawandelanpassungsgesetz Baden-Württemberg [15]	Ab Jan 2022 für Neubau von Nichtwohngebäuden und Parkplätzen ab 35 Stellplätzen. Ab Mai 2022 für Neubau von Wohngebäuden. Ab 2023 für grundlegende Dachsanierungen von allen Gebäudetypen.
Bayern	Ja	Änderung der Bayerischen Bauordnung [16]	Ab August 2023 für staatliche Gebäude. Ab März 2023 für Neubauten bestimmter Industrie- und Gewerbebaute. Ab Juli 2023 für sonstige Nicht-Wohngebäude. Ab 2025 für Wohngebäude und Sanierungen/vollständiger Erneuerung des Dachs.
Berlin	Ja	Solargesetz Berlin [17]	Ab 2023 für Neubauten und grundlegende Dachsanierungen. Möglichkeiten zur Erfüllung sind PV auf dem Dach oder an Fassade sowie Solarthermie.
Brandenburg	Nein	Brandenburgische Bauordnung [18]	Ab Juni 2024 für Gebäude, die überwiegend öffentlich oder gewerblich genutzt werden, Neubau und bei Dachsanierung. Ab Juni 2024 für Parkplätze ab 35 Stellplätzen.
Bremen	Ja	Bremische Solargesetz [19]	Ab Juli 2025 bei Neubauten. Ab Juli 2024: Bei Dachsanierung Voraussetzungen für Solaranlage schaffen und innerhalb der nächsten zwei Jahre installieren.
Hamburg	Ja	Überarbeitung des Hamburger Klimaschutzgesetzes [20]	Ab 2023 für Neubauten mit mind. 30 % der Dachfläche. Ab 2024 bei wesentlichen Umbauten des Daches ebenfalls mit 30 %. Ab 2022 für Parkplätze mit mehr als 35 Stellplätzen.
Hessen	Nein	Ergänzungen im Hessischen Energiegesetz [21]	Solarstandard seit Nov 2023 für Parkplätze mit mehr als 50 Stellplätzen und landeseigene Gebäude.
Mecklenburg-Vorpommern	Nein	Plant Neuerung von Klimaschutzgesetz	
Niedersachsen	Ja	Novelle niedersächsisches Klimaschutzgesetz [22]	Ab 2023 für Neubauten mit überwiegend gewerblicher Nutzung ab 75 Quadratmetern Dachfläche, Bauherrn müssen künftig bei der Planung von Wohngebäuden sicherstellen, dass Solaranlagen auf Dach nachgerüstet werden können.

			Ab 2024 für öffentlichen Neubauten. Ab 2025 für alle Neubauten.
Nordrhein-Westfalen	Ja	Reform der Landesbauordnung [23]	Ab 2022 müssen geeignete neue Parkflächen mit mehr als 35 Stellplätzen überdacht sein und mit PV-Anlagen ausgestattet werden, wenn sie zu Nichtwohngebäuden gehören. Ab 2024 für neue Nichtwohngebäude. Ab 2025 für neue Wohngebäude. Ab 2026 bei der vollständigen Erneuerung des Dachs.
Rheinland-Pfalz	Nein	Landessolargesetz [24]	Ab 2023 für gewerbliche Neubauten und neue, überdachte Parkplätze ab 50 Stellplätzen (60 Prozent der dabei geeigneten Dachflächen); Neben PV auch Solarthermie möglich.
Saarland	Nein		
Sachsen	Nein	Setzt auf bundesweiten Solarstandard	
Sachsen-Anhalt	Nein	Nichts beschlossen oder geplant	
Schleswig-Holstein	Nein	Neufassung des Energiewende- und Klimaschutzgesetzes [25]	Ab 2022 auf geeigneten Dachflächen beim Neubau sowie bei Renovierung von mehr als 10 % der Dachfläche von allen Nichtwohngebäuden. Ab 2022 bei Neuerrichtung größerer Parkplätze (mehr als 100 Stellplätze).
Thüringen	Nein	Eigenes Gesetz in Planung, um mehr Dachflächen für PV und/oder Solarthermie zu nutzen	

3 Wirtschaftliche Analyse des Solarstandards für ausgewählte Anwendungsfälle

Im Folgenden wird die wirtschaftliche Analyse der Einführung eines bundesweiten Solarstandards betrachtet. Die Daten und Annahmen werden in Abschnitt 3.1 dargestellt, die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsberechnungen sind in Abschnitt 3.2 zu finden. In Abschnitt 3.3 wird eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt. In Abschnitt 3.4 werden die Ergebnisse diskutiert und die Schlussfolgerungen vorgestellt.

3.1 Anwendungsfälle und Eingangsdaten

In den nachfolgenden Unterkapiteln wird auf die verschiedenen Annahmen und Daten eingegangen. In Abschnitt 3.1.1 werden die betrachteten Geschäftsmodelle vorgestellt. In Abschnitt 3.1.2 wird auf die angenommene Gebäudeart und -größe eingegangen. Die Variation der Technologien und damit auch des Stromverbrauchs wird in Abschnitt 3.1.3 vorgestellt. Die Eingangsdaten für die Berechnung sind im letzten Unterkapitel aufgelistet.

Folgende Definitionen in Bezug auf die beteiligten Akteur*innen wurde getroffen:

- **Gebäudeeigentümer*innen:** sind die Eigentümer*innen des Gebäudes
- **Anlageneigentümer*innen** (der PV-Anlage): sind die Eigentümer*innen der PV-Anlage. Sie können aus einem Zusammenschluss von Gebäudeeigentümer*innen, Bewohner*innen und Externen bestehen.
- **Bewohner*innen:** sind die Bewohner*innen des Gebäudes und können Gebäudeeigentümer*innen oder Mietende sein.
- **Mietende:** sind die Mietenden des Gebäudes

Zu beachten ist, dass Mietende und Bewohner*innen in manchen Geschäftsmodellen auch Anlageneigentümer*innen sein können.

3.1.1 Geschäftsmodelle

Zur Analyse der Vorteile eines bundesweiten Solarstandards wurde die Nutzung einer PV-Anlage in drei verschiedenen Geschäftsmodellen betrachtet: Mieterstrom, Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung und Energy Sharing. Im Folgenden werden die drei Modelle kurz beschrieben. Unterstützend ist in Abbildung 1 eine Übersicht über Abgaben, Umlagen und Steuern bei verschiedenen Arten des Stromverkaufs in Deutschland dargestellt.

(Geförderter) Mieterstrom

Die Bundesregierung begann im Jahr 2017 mit der Förderung von Mieterstromprojekten, um den Ausbau erneuerbarer Energien voranzutreiben und Mieter*innen den Zugang zu sauberer Energie zu erleichtern. Dabei wird der Strom durch PV-Anlagen auf dem Dach des Gebäudes erzeugt. Anlagenbetreiber*innen treten für die Bewohner*innen als Stromversorger*innen auf. Sie sind zur Vollversorgung verpflichtet, müssen also auch sog. Reststrom einkaufen und den Bewohner*innen bereitstellen. Die Bewohner*innen hingegen sind nicht zur Nutzung des Mieterstroms verpflichtet, es besteht die freie Wahl des Stromversorgers. Seit Januar 2021 kann der Anlagenbetrieb auch an Dritte übergeben werden, der somit Mieterstromlieferant*in und Vertragspartner*in für die Bewohnenden ist. Gefördert werden Anlagen bis max. 100 kWp. Die maximale Vertragslaufzeit bei Abschluss beträgt ein Jahr, danach ist eine stillschweigende Verlängerung möglich. Die Förderung bezieht sich auf Wohngebäude. [26]

Beim Verkauf von Mieterstrom entfällt das Netzentgelt, netzseitige Umlagen, die Stromsteuer und die Konzessionsabgabe. Kostenbestandteile sind Beschaffungs- und Gestehungskosten, Messstellenbetrieb und Mehrwertsteuer. Der Stromtarif für die Nutzer muss 10 % unter dem des Grundversorgungstarifs liegen.

PV-Strom wird mit dem Mieterstromzuschlag gefördert. Die Förderung liegt bei 1,65 bis 2,64 ct/kWh, je nach PV-Anlagenleistung [4]. Überschüssiger PV-Strom kann über das EEG vergütet werden.

Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung

Am 26. April 2024 wurde von der Bundesregierung das Solarpaket I beschlossen, das das Konzept der Gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung enthält. Dabei schließen sich Eigentümer*innen und/oder Bewohner*innen zusammen, um gemeinsam den Strom einer auf das Dach aufgebrachten PV-Anlage zu nutzen. Es wird ein Gebäudestromliefervertrag abgeschlossen, dessen Laufzeit mindestens zwei Jahren beträgt. Diese Form der Versorgung ist für alle Gebäudearten geeignet und wird viertelstündlich bilanziert, um eine genaue Abrechnung zu gewährleisten.

In Bezug auf die Finanzierung entfallen bei der Gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung die Netznutzungsentgelte. Zudem erhalten die Bewohner*innen eine EEG-Vergütung für den Überschussstrom, den sie in das Netz einspeisen.

Energy Sharing

Energy Sharing ist ein über das Konzept der Gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung hinausgehender Vorschlag verschiedener Institutionen. Bei Energy Sharing schließen sich Bürger*innen in einer Erneuerbare-Energien-Gemeinschaft zusammen, um gemeinsam Strom zu erzeugen, teilen und verbrauchen. Um einen Anreiz zu schaffen, den erzeugten Strom möglichst lokal, d.h. auch in der Region (z.B. 50 km Umkreis) zu verbrauchen, ist entweder die Vergütung durch eine Prämie oder die Reduktion von Netzentgelten sinnvoll.

Diese Studie fokussiert sich auf die Reduktion der Netzentgelte, wie z.B. der bne [27] vorschlägt. Die Stromsteuer sollte auf das europarechtlich mögliche Minimum reduziert werden (derzeitige Regelung: 4,5 km Entfernung bis zu 2 MW sind befreit, allerdings besteht ein nicht unerheblicher bürokratischer Aufwand). Für die Analyse wird daher von einem Entfall der Stromsteuer ausgegangen. Überschussstrom aus der PV-Anlage wird über das EEG vergütet. Wird die PV-Anlage auf einem „fremden“ Dach installiert, fallen Kosten für die Dachmiete an.

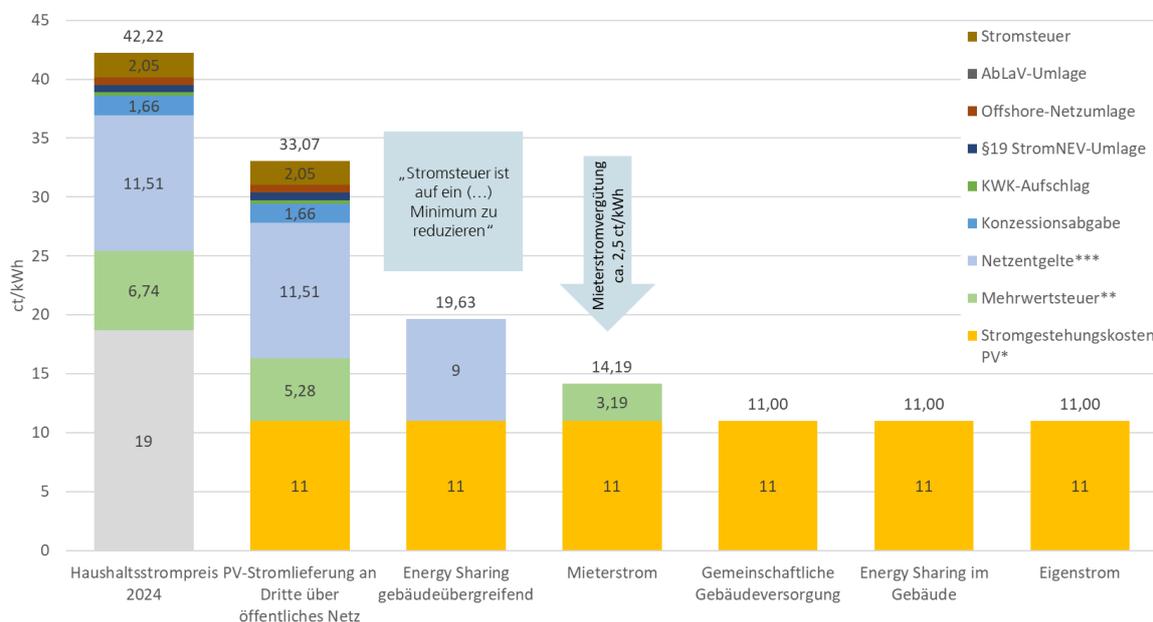


Abbildung 1: Abgaben, Umlagen und Steuern auf verschiedene Arten des Stromverkaufs in Deutschland (eigene Darstellung, [26–28]) *beispielhafte Stromgestehungskosten, **Mehrwertsteuer bei 20 ct/kWh Stromverkaufspreis, ***Netzentgelte variieren je nach Ort

3.1.2 Gebäudegröße

Zwei Drittel der Wohngebäude in Deutschland sind Einfamilienhäuser (siehe Abbildung 2). Die meisten PV-Anlagen sind aktuell aufgrund der Förderung über Eigenverbrauch auch auf Einfamilienhäusern installiert. Mit dem EEG wird demnach bereits für 60 Prozent der bewohnten Gebäude ein Anreiz für Dachanlagen geschaffen. Fokussiert man sich jedoch auf die Anzahl der Haushalte bzw. Menschen, die darin leben (siehe rechte Seite von Abbildung 2), wird deutlich, dass nur knapp ein Drittel der Haushalte bzw. Menschen in Einfamilienhäusern lebt. Das bedeutet rund 70 Prozent der Menschen leben in Mehrfamilienhäusern und haben derzeit kaum Möglichkeiten, sich an der Energiewende zu beteiligen. Mehr Menschen könnten demnach von Solarstrom profitieren, wenn PV-Anlagen stärker auf Mehrfamilienhäusern installiert werden. Das Solarpaket I bringt bereits Verbesserungen im Bereich Balkon-PV, Mieterstrom und Gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung. Ein verbindlicher Solarstandard könnte diese bestehenden Konzepte komplettieren.

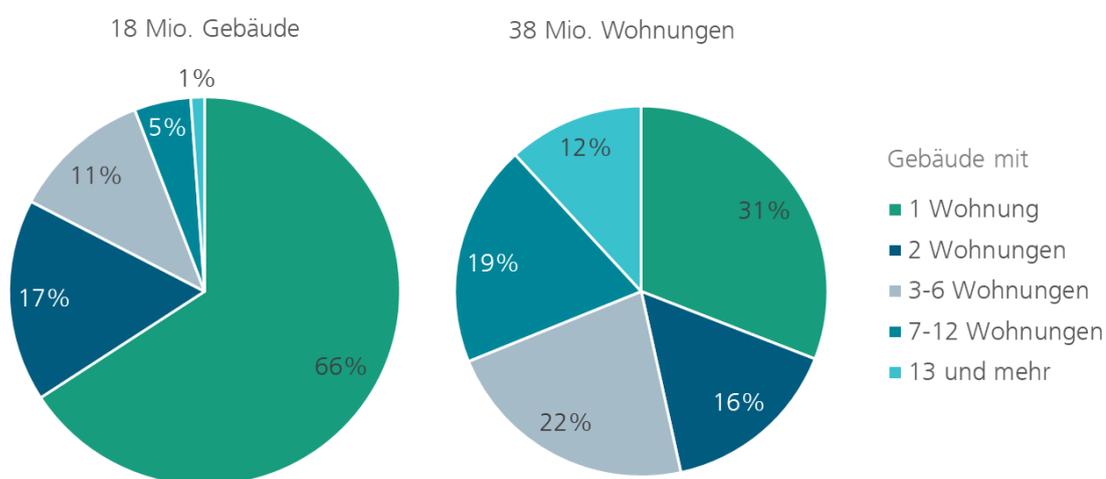


Abbildung 2: Aufteilung von Gebäuden unterschiedlicher Größen und Anteil von Wohnungen in Gebäuden mit unterschiedlichen Größen in Deutschland. 66% der Gebäude sind Einfamilienhäuser. Im Vergleich dazu leben aber nur 31% der Haushalte in einem Einfamilienhaus. [29]

Mehr als die Hälfte der Haushalte lebt in Gebäuden mit mehr als zwei Wohnungen. Aus den Größenklassen 3-6, 7-12 und 13 und mehr Wohnungen wurden daher drei Beispiele für die Berechnung der Wirtschaftlichkeit von PV auf Mehrfamilienhäusern betrachtet: ein kleines Mehrfamilienhaus mit vier Wohnungen, ein mittleres Mehrfamilienhaus mit zehn und ein Mietblock mit 40 Wohnungen. Es wird angenommen, dass die PV-Anlage auf dem kleinen Mehrfamilienhaus eine Leistung von 10 kWp hat, die des mittleren Mehrfamilienhauses eine von 20 kWp und die des Mietblocks eine Leistung von 40 kWp.

3.1.3 Technologien

Die Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen auf Mehrfamilienhäusern hängt stark vom Stromverbrauch im Gebäude ab. Daher werden drei unterschiedliche Technologiestandards betrachtet:

Fall 1: Ein Bestandsgebäude mit einem niedrigeren Stromverbrauch, was einem Bestandsgebäude ohne weitere Technologien entspricht,

Fall 2: Ein Gebäude mit Wärmepumpe und Elektroauto,

Fall 3: Ein Gebäude mit Wärmepumpe, Elektroauto und Batteriespeicher.

Der Stromverbrauch wird über die Anzahl der Haushalte berechnet. Für die Haushalte wird von einem durchschnittlichen Stromverbrauch von 2.300 kWh (mittlerer Stromverbrauch im Mehrfamilienhaus ohne

Strom für Warmwasser) bzw. 3.000 kWh (mittlerer Stromverbrauch im Mehrfamilienhaus mit Strom für Warmwasser) ausgegangen [30]. Der Stromverbrauch pro Haushalt wird mit der Anzahl der Haushalte multipliziert. Allgemeinstrom wird mit 3000/5000/10000 kWh/Jahr abgeschätzt für ein Mehrfamilienhaus mit 4/10/40 Parteien. Je Elektroauto wird von 1.500 kWh Stromverbrauch pro Fahrzeug pro Jahr ausgegangen. Der Stromverbrauch einer Wärmepumpe wird mit ca. 75 kWh thermisch pro m² pro Jahr auf 25.000 kWh pro Jahr für das gesamte Gebäude geschätzt.

Tabelle 2: Annahmen Stromverbrauch im Mehrfamilienhaus mit zehn Wohneinheiten

Parameter	Einheit	Bestand	Sektorkopplung
Anzahl Haushalte	-	10	10
Stromverbrauch je Haushalt [30]	kWh/HH/Jahr	2.300	3.000
Allgemeinstrom	kWh/Jahr	5.000	5.000
Elektroauto	kWh/EV/Jahr	1.500	1.500
Anzahl E-Autos	-	0	1
Wärmepumpe	kWh/Jahr	0	25.000
Stromverbrauch gesamt	kWh/a	28.000	61.500

Zur Betrachtung von Batteriespeichern im Mehrfamilienhaus wird ein typischer Fall eines Batteriespeichers mit einer Kapazität von 10 kWh betrachtet (bei einer PV-Anlagenleistung von 20 kWp). Die spezifischen Kosten betragen derzeit 500 bis 1.000 €/kWh. Die Lebenszeit beträgt 15 Jahre, so dass im Betrachtungszeitraum ein Batterieersatz anfällt. Die Ersatzkosten werden mit 45 % der Anfangskosten berechnet. Die Verluste durch den Batteriebetrieb werden auf pauschal 3 % des gesamten durch die PV-Anlage erzeugten Stromes abgeschätzt.

Tabelle 3: Annahmen zur Batterie

Batteriespezifika	Einheit	Wert	Quelle/Kommentar
Batteriegröße	kWh	10	Annahme
Batteriekosten spezifisch	€/kWh	500-1.000	[31]
Batterielebenszeit	Jahre	15	[31]
Batterieersatzkosten	% des CAPEX	45	[31]
Verluste Batterie	%	3%	Abschätzung

3.1.4 Eingangsdaten und Annahmen

Im Folgenden sind die allgemeinen Annahmen für die PV-Stromerzeugung, Strompreise dargestellt. Eine Übersicht über die fallspezifischen Daten ist im Anhang zu finden.

Es wird von einer für Deutschland mittleren Stromerzeugungsmenge von rund 1.000 kWh/kWp ausgegangen, die durch die PV-Anlage gewonnen wird. Bei PV-Anlagen wird heute mit einer Laufzeit von 30 Jahren gerechnet. Die Wirtschaftlichkeit wird also für eine Projektlaufzeit von 30 Jahren ermittelt. Der erzeugte PV-Strom wird 20 Jahre mit der EEG-Vergütung und weitere zehn Jahre mit einem reduzierten Wert von 5,38 ct/kWh vergütet. Für Vertriebs- und Abrechnungskosten werden pauschal 1,5 ct/kWh angesetzt; in der Praxis besteht aber noch eine große Unsicherheit bezüglich dieser Kosten.

Der durchschnittliche Strompreis für Haushalte mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh pro Jahr beträgt für das Jahr 2024 42,22 ct/kWh. Um für die Bewohner*innen das Stromkosteneinsparpotenzial, das durch die Nutzung von PV-Strom entsteht, zu errechnen, wird mit durchschnittlichen Stromkosten von rund

40 ct/kWh gerechnet. Da der Grundpreis einen Anteil von ca. 15 % an den Kosten hat, wird der Arbeitspreis zu 34 ct/kWh errechnet. Es wird zudem von einem für kleine PV-Anlagen üblichen realen WACC von 3,2 % ausgegangen.

Tabelle 4: Annahmen zu PV und Strompreisen, Projektparameter

Parameter	Einheit	Wert	Quelle/Kommentar
PV-Stromerzeugung	kWh/kWp/a	1.000	Annahme
Verluste Degradation		2 %	[32]
Vertriebs- und Abrechnungskosten	ct/kWh	1,5	Annahme
Stromeinkaufspreis (Grundpreis und Arbeitspreis)	ct/kWh	40	[28] (gerundet)
Stromeinkaufspreis Arbeitspreis	ct/kWh	34	Annahme: 85 % des Gesamtpreises
EEG-Vergütung Teileinspeisung (bis 10 kW)	ct/kWh	8,11	[4]
EEG-Vergütung Teileinspeisung (bis 40 kW)	ct/kWh	7,03	[4]
Laufzeit EEG-Vergütung	Jahre	20	[33]
Vergütung nach 20 Jahren	ct/kWh	5,38	[34]
WACC real	%	3,2	[31]
Projektlaufzeit	Jahre	30	Annahme

3.2 Ergebnisse

Der finanzielle Vorteil von Anlageneigentümer*innen und Bewohner*innen bzw. Mietenden hängt unmittelbar zusammen. Mit der Erzeugung von PV-Strom können Kosten des Strombezugs aus dem Netz eingespart werden. Wenn die PV-Anlage nicht Eigentum der Stromnutzer*innen ist, so wird der monetäre Gewinn der PV-Anlage zwischen Anlageneigentümer*in und den Bewohner*innen, die Stromverbraucher*in sind, aufgeteilt. Der Preis, zu dem der PV-Strom dann an die Bewohner*innen verkauft wird, bestimmt dann die Aufteilung des Gewinns zwischen Anlageneigentümer*in und Bewohner*in.

Für die Bewohner*innen bzw. Mietende ist relevant, welche Menge an PV-Strom sie erhalten und zu welchem Preis (nachfolgend „PV-Strompreis“ genannt). In dieser Studie wird das Stromkosteneinsparpotenzial, das sich aus der Differenz zwischen dem Netzstrombezugspreis (Arbeitspreis) und dem PV-Strompreis errechnet, mit der Menge PV-Strom multipliziert, die im Haus verbraucht wird. Der Vorteil für die Bewohner*innen wird in dieser Studie in grün dargestellt.

Der Vorteil für die Anlageneigentümer*innen liegt in einer rentablen Investition. Diese bestimmt sich auf der Einnahmenseite durch die Stromerzeugung aus der PV-Anlage, den Anteil des Stromes, der an die Bewohner*innen abgegeben werden kann, der festgelegte Preis dafür, sowie durch den Anteil des Stromes, der ins Netz eingespeist wird und der Vergütung dafür. Auf der Ausgabenseite sind die Kosten für die PV-Anlage, die Abgaben, Umlagen und Steuern und die Kosten für Vertrieb und Abrechnung bestimmend. Der Vorteil für die Anlageneigentümer*innen wird in dieser Studie in blau dargestellt.

Für **Bewohner*innen**:

Stromkosteneinsparpotenzial =

Direktverbrauch_{PV,Haus} * (Arbeitspreis – PV-Strompreis)

Für **Anlageneigentümer*innen**:

Gewinn =

Direktverbrauch_{PV,Haus} * PV-Strompreis

+ Überschussstrom * EEG-Vergütung_{Teileinspeisung} – Ausgaben

Vereinfacht kann gesagt werden, dass die Nutzung von PV-Strom eine monetäre Einnahme im Haus erzeugt, entweder durch den Stromverkauf an die Bewohner*innen oder durch die Nutzung des Stroms und somit Einsparungen beim Stromeinkauf. Der PV-Stromverkaufspreis teilt diese Einnahmen auf Anlageneigentümer*innen und Bewohner*innen auf. Ist der PV-Stromverkaufspreis hoch, so können Anlageneigentümer*innen eine hohe Rendite bzw. geringe Amortisationszeit erzielen. Ist der PV-Stromverkaufspreis niedrig, so profitieren die Bewohner*innen stärker von der Nutzung des PV-Stroms. Liegt der PV-Stromverkaufspreis in einem ausgewogenen Mittel, können beide Seiten profitieren.

Beim Geschäftsmodell Energy Sharing können Bewohner*innen auch gleichzeitig Anlageneigentümer*innen sein. In dem Fall liegt der Fokus auf einem niedrigen Strompreis für die Bewohner*innen. Um das Geschäftsmodell mit den anderen vergleichen zu können, wird hier aber auch eine Amortisationszeit der Investition dargestellt.

Unterstützend zu dieser Betrachtung wird in Abbildung 3 das Verhältnis von Amortisationszeit für Anlageneigentümer*innen und Stromkosteneinsparpotenzial für die Hausbewohner*innen in Abhängigkeit des PV-Strompreises gezeigt: Ist der PV-Strompreis hoch, so haben die Hausbewohner*innen höhere Kosten, das Stromkosteneinsparpotenzial sinkt linear. Ein höherer PV-Strompreis bedeutet für Anlageneigentümer*innen höhere Einnahmen, die Amortisationszeit und somit die Rentabilität des Geschäftsmodells steigt.

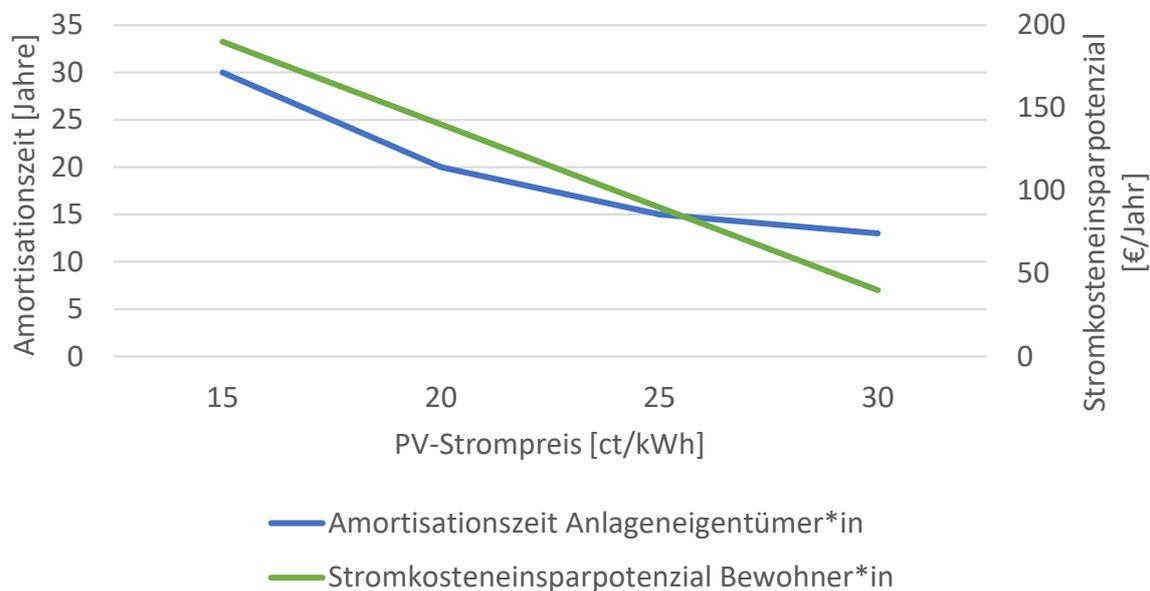


Abbildung 3: Zusammenhang zwischen Amortisationszeit für den Anlageneigentümer und Stromkosteneinsparpotenzial für die Bewohner bei unterschiedlichen PV-Strompreisen

Andererseits zeigt sich, dass bei einer hohen Direktverbrauchsquote beide Seiten profitieren: Anlageneigentümer*innen können eine größere Menge an Solarstrom zu einem lukrativen Strompreis verkaufen statt mit weniger EEG-Teileinspeisetarif, und die Bewohner*innen profitieren von einer größeren Menge Solarstrom, die zu günstigen Konditionen gekauft wird.

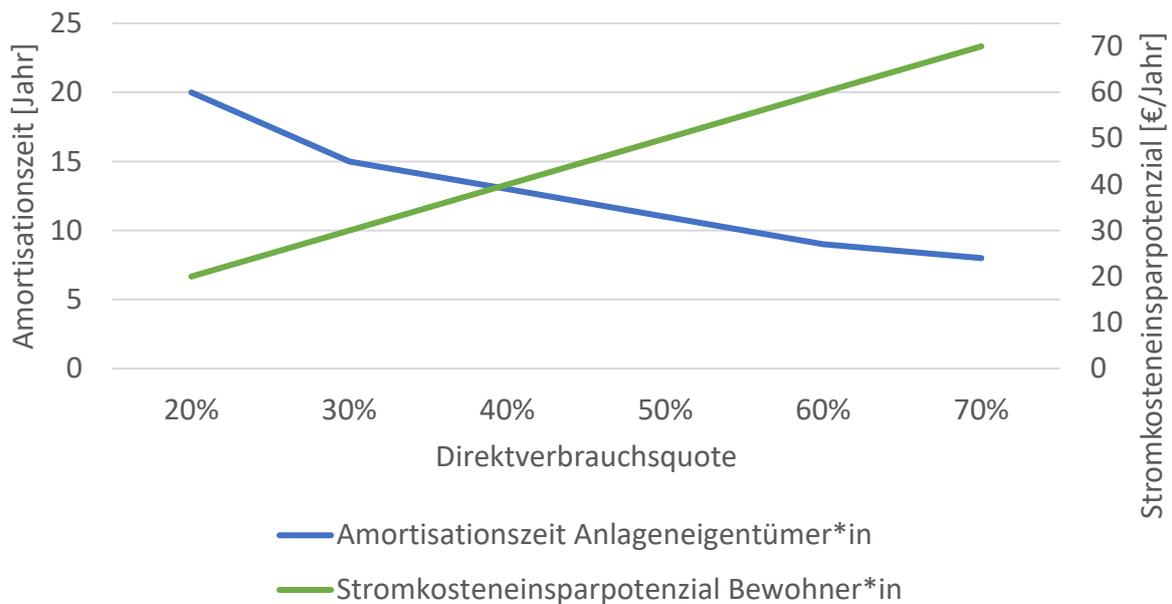


Abbildung 4: Zusammenhang zwischen Amortisationszeit für Anlageneigentümer*innen und Stromkosteneinsparpotenzial für Bewohner*innen bei unterschiedlichen Direktverbrauchsquoten und 30 ct/kWh

3.2.1 Geschäftsmodelle

Ein bundesweiter Solarstandard bedeutet, dass Gebäudeeigentümer*innen zur Installation einer Solaranlage verpflichtet sind. Neben der Vor-Ort-Nutzung des PV-Stromes besteht allerdings auch die Möglichkeit, die Dachfläche zu verpachten oder eine PV-Anlage zu errichten und die gesamte Strommenge ins Netz einzuspeisen. Sollen Anlageneigentümer*innen also einen Anreiz haben, den Strom an Hausbewohner*innen weiterzugeben, muss sich der höhere bürokratische Aufwand finanziell rechnen. Bei Volleinspeisung kann mit einer Amortisationszeit von 18 bis 27 Jahren gerechnet werden. Es kann daher angenommen werden, dass eine geringere Amortisationszeit notwendig ist, damit Anlageneigentümer*innen den Strom an die Mietenden weitergeben. Um die drei Geschäftsmodelle miteinander zu vergleichen, wird der PV-Strompreis bei einer Amortisationszeit von 15 Jahren für Anlageneigentümer*innen betrachtet.

Wird ein mittelgroßes Mehrfamilienhaus mit zehn Parteien betrachtet, so ergibt sich ein unterschiedlich hoher Strompreis für die unterschiedlichen betrachteten Geschäftsmodelle. Abbildung 5 zeigt, dass das Stromkosteneinsparpotenzial für die Hausbewohner*innen zwischen 30 und 110 €/Jahr liegt (bei einem Stromverbrauch von 2.300 kWh/Jahr). Bei der Gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung ist das Stromkosteneinsparpotenzial am höchsten mit Werten zwischen rund 60 und 110 €/Jahr bei einem Strompreis von 23 bis 28 ct/kWh. Die Bandbreite der Einsparung entsteht jeweils durch unterschiedlich hohe PV-Systemkosten von 1.200 bis 1.400 €/kWp.

Durch die Förderung kann Mieterstrom für die Hausbewohner*innen die zweitgünstigste Option darstellen, wenn der PV-Strom zu Preisen von 25 bis 30 ct/kWh verkauft wird. Der Mieterstrompreis ist allerdings eine Mischkalkulation: Der Preis für PV-Strom ist gleich dem für den Reststrom, den der Stromversorger in diesem Falle auch bereitstellen muss. In diesem Fall ist angenommen, dass der Reststrom ohne Gewinn an die Bewohner*innen weitergegeben wird. Der Preis kann hier, je nach Gewinnerwartung der PV-Anlagenbetreiber*in, nochmal höher liegen.

Im betrachteten Fall von Energy Sharing wird davon ausgegangen, dass die PV-Anlage auf einem anderen Gebäude steht. Das Stromkosteneinsparpotenzial liegt bei Energy Sharing mit Nutzung des öffentlichen Netzes zwischen 30 und 65 €/Jahr. Energy Sharing mit Nutzung des eigenen Gebäudedaches ist mit den

Ergebnissen der Gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung gleichzusetzen, da bei beiden Fällen dann keine Abgaben, Umlagen und Steuern anfallen.

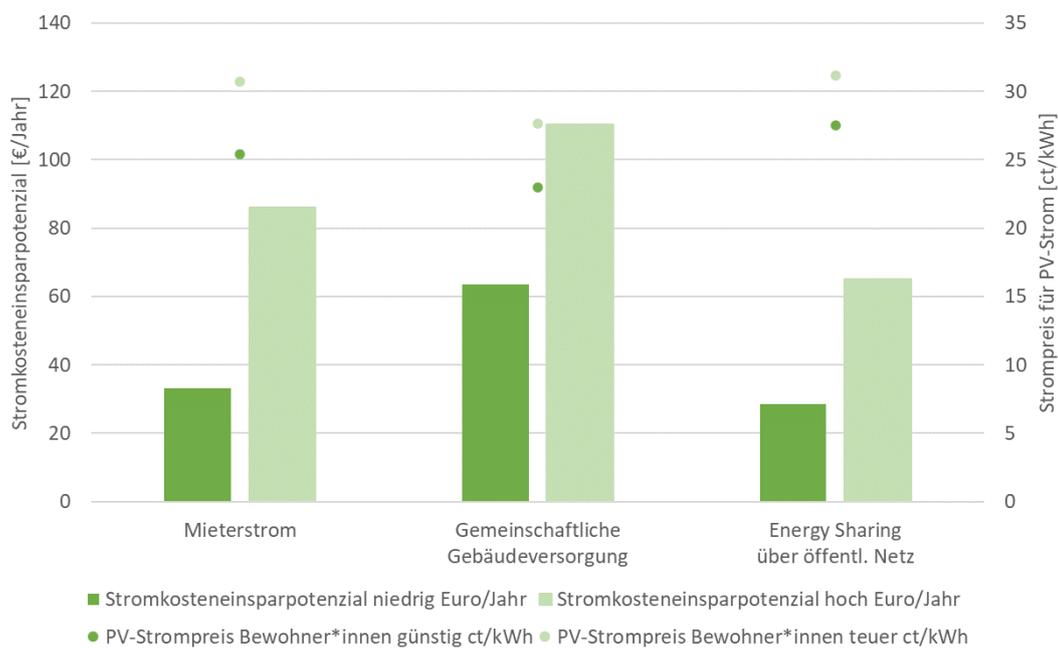


Abbildung 5: Stromkosteneinsparpotenzial und PV-Strompreis für eine 20-kWp-PV-Anlage auf einem Mehrfamilienhaus mit zehn Parteien, bei einer Amortisationszeit von 15 Jahren

3.2.2 Variation der Gebäudegröße

Werden verschiedene Gebäudegrößen betrachtet, zeigt sich, dass die Investition in eine PV-Anlage rentabler ist, je größer das Gebäude ist. Abbildung 6 zeigt die Amortisationszeit für eine PV-Anlage als Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung für drei verschiedene Gebäudegrößen. Dabei wurde ein PV-Strompreis von 30 ct/kWh angenommen, also ein aus der Sicht der Anlageneigentümer*innen vorteilhafter Preis. Beim großen Mietblock (40 Wohnungen, 40 kWp PV-Anlage) ist die Amortisationszeit mit neun bis elf Jahren am geringsten. Beim mittleren Mehrfamilienhaus (zehn Wohnungen, 20 kWp PV-Anlage) liegt die Amortisationszeit bei elf bis 14 Jahren. Bei einem kleinen Mehrfamilienhaus (vier Wohnungen, 20 kWp PV) ist die Anlage mit 16 bis 19 Jahren am wenigsten wirtschaftlich rentabel. Dies ist hauptsächlich begründet durch Skaleneffekte: Bei einer größeren PV-Anlage können die Anschaffungskosten wie Installation und Netzanschluss auf einen größeren Ertrag umgelegt werden, es entstehen also geringere spezifische Kosten. Bei kleineren Gebäuden fallen für Anlageneigentümer*innen zudem auch höhere Kosten für die Projektakquise an, die in der Berechnung nicht betrachtet wurden. Daher sind PV-Anlagen auch häufiger auf größeren Mietblocks zu sehen als auf kleineren Mehrfamilienhäusern.

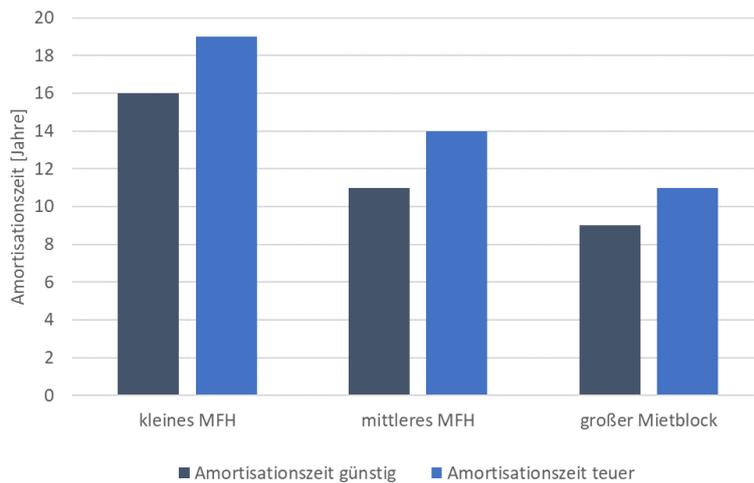


Abbildung 6: Amortisationszeit für eine PV-Anlage als Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung auf Mehrfamilienhäuser unterschiedlicher Größe, bei 30 ct/kWh PV-Strompreis

Auf Seite der Bewohner*innen ist hingegen ein mit Größe des Mehrfamilienhauses abnehmendes Kosteneinsparpotenzial zu sehen. Abbildung 7 zeigt das Stromkosteneinsparpotenzial pro Haushalt bei einem PV-Strompreis von 30 ct/kWh für die drei Gebäudegrößen. Beim kleinen Mehrfamilienhaus beträgt das Einsparpotenzial knapp 50 €/Jahr. Beim großen Mietblock sind es nur rund 30 €/Jahr. Dies liegt an der Menge des direkt verbrauchten PV-Stromes pro Haushalt, der von ca. 1.200 kWh/Jahr auf ca. 700 kWh/Jahr fällt. Angenommen wurden Direktverbrauchsquoten von 35, 40 und 55 % bei PV-Anlagenleistungen von 10, 20 und 40 kWp.

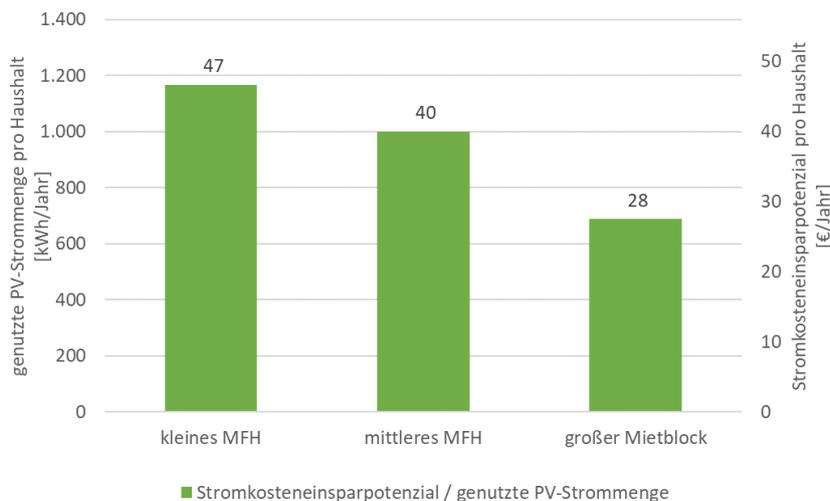


Abbildung 7: Stromkosteneinsparpotenzial und verbrauchter PV-Strom für unterschiedliche Gebäudegrößen bei einem festen PV-Strompreis von 30 ct/kWh

Es zeigt sich: Je kleiner das Gebäude ist, desto weniger lohnt sich die Investition für die Anlageneigentümer*innen. Die Bewohner*innen profitieren aber stärker bei kleineren Gebäuden, da dort die einzelnen Bewohner*innen mehr PV-Strom erhalten können.

3.2.3 Variation der Technologien

Zum Vergleich verschiedener Sektorkopplungstechnologien wird die Amortisationszeit der Investition in eine PV-Anlage auf einem Mehrfamilienhaus mit zehn Parteien betrachtet, mit einer 20 kWp PV-Anlage in der Gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung und 30 ct/kWh PV-Strompreis. Bei einem Bestandsgebäude liegt die Amortisationszeit zwischen elf und 14 Jahren. Es wird davon ausgegangen, dass 40 % des PV-Stromes

direkt verbraucht werden kann. Bei einem effizienteren Neubau mit Wärmepumpe und einem Elektroauto kann die Amortisationszeit auf acht bis zehn Jahre sinken, da ca. 60 % des PV-Stromes direkt verbraucht werden kann. Wird eine Batterie hinzugezogen, kann die Direktverbrauchsquote auf 70 % steigen. Es entstehen aber auch höhere Anschaffungskosten. In diesem Fall wurde von einer Batterie mit 10 kWh ausgegangen. Ob sich die Wirtschaftlichkeit erhöht oder sinkt, hängt ebenfalls stark von Batteriegröße und -kosten ab.

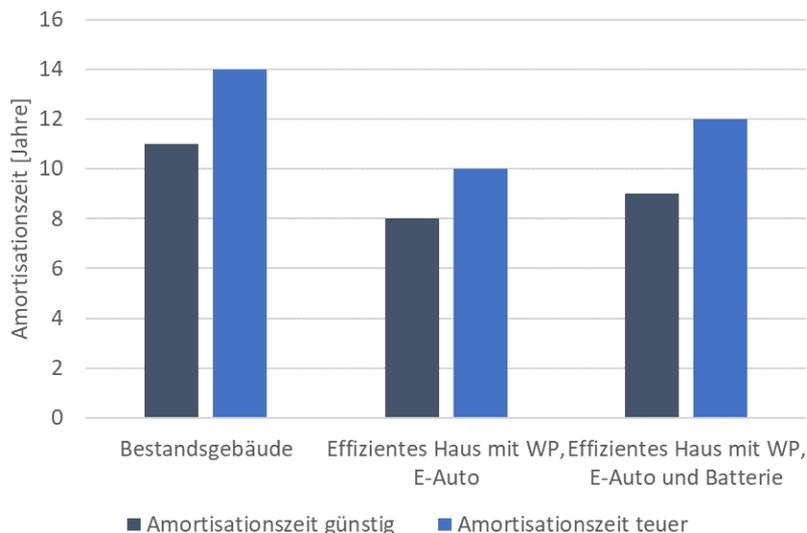


Abbildung 8: Amortisationszeit für unterschiedliche Technologietypen für eine PV-Anlage als Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung bei einem PV-Strompreis von 30 ct/kWh

Für die Bewohner*innen erhöht sich das Stromkosteneinsparpotenzial bei der Nutzung von mehr Technologien (siehe Abbildung 7). Durch die Nutzung von Wärmepumpe und E-Auto entsteht ein höherer Stromverbrauch. Es kann also dann auch mehr Strom von der PV-Anlage auf dem Dach genutzt werden. Im Vergleich zum Strombezug aus dem Netz mit 34 ct/kWh können pro Jahr 60 Euro Stromkosten eingespart werden. Ein Batteriespeicher kann das Kosteneinsparpotenzial für die Bewohner*innen weiter erhöhen, da er die Direktverbrauchsquote erhöht. Im betrachteten Fall erhöht ein 10-kWh-Batteriespeicher das Stromkosteneinsparpotenzial um jährlich 10 Euro auf 70 €/Jahr.

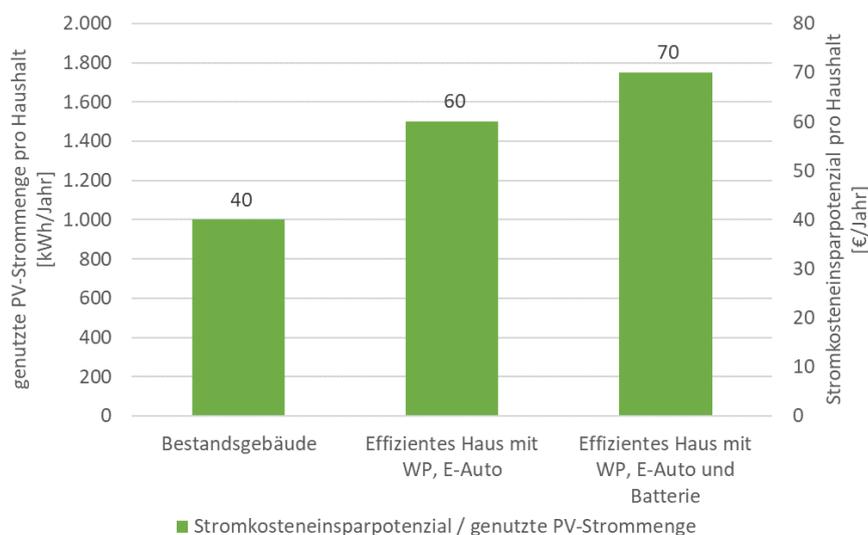


Abbildung 9: Stromkosteneinsparpotenzial und verbrauchter PV-Strom für unterschiedliche Technologietypen für eine PV-Anlage als Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung bei einem PV-Strompreis von 30 ct/kWh

3.3 Sensitivitätsanalyse

Die direkt im Haus selbstverbrauchte PV-Strommenge hat einen starken Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit. Abbildung 10 zeigt die Veränderung der Amortisationszeit der Investition. Angenommen wurde hier wieder ein Mehrfamilienhaus mit zehn Parteien, einer 20 kWp-PV-Anlage und ein Strompreis von 30 ct/kWh.

Den größten Einfluss auf die Amortisationszeit haben die Direktverbrauchsquote (DV-Quote) und der Stromverbrauch im Haus. Die spezifischen PV-Anlagenkosten, hier im Mittel mit 1.300 €/kWp angenommen, haben ebenfalls einen großen Einfluss. Der WACC, die PV-Anlagenleistung sowie die variablen Kosten für PV haben einen moderaten Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit.

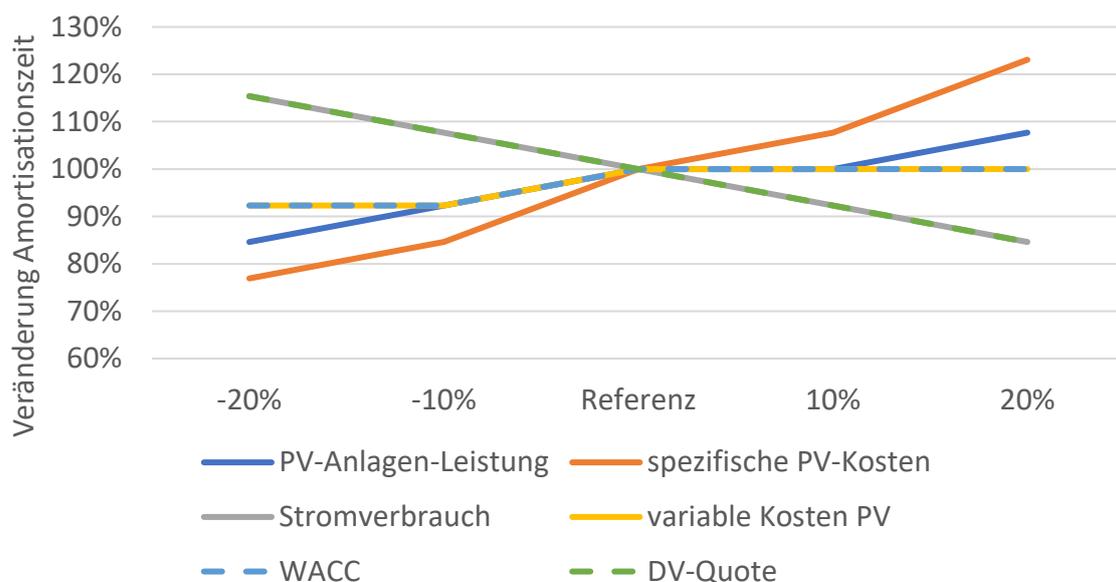


Abbildung 10: Sensitivitätsanalyse für ein Mehrfamilienhaus mit zehn Parteien, 20 kWp PV-Anlage und einem Strompreis von 30 ct/kWh

3.4 Diskussion und Schlussfolgerungen

Aus den Ergebnissen können folgende Schlussfolgerungen gezogen werden:

1. PV lohnt sich sowohl für Anlageneigentümer*innen als auch für Bewohner*innen

Die PV-Stromerzeugung auf Mehrfamilienhäusern ist aufgrund hoher Strompreise, günstiger Stromgestehungskosten und EEG-Vergütung profitabel. Alle drei analysierten Geschäftsmodelle ermöglichen eine Amortisationszeit von 15 Jahren bei einem PV-Strompreis von 20 bis 30 ct/kWh. Die Rentabilität ist abhängig von der Gebäudegröße, da kleinere Projekte weniger wirtschaftlich sind, und der Größe der installierten PV-Anlage, da diese zum Verbrauch im Gebäude passen sollte. Es entsteht eine Win-Win-Win-Situation für Mieter*innen, Anlageneigentümer*innen und das Klima.

2. Bewohner*innen können von einem Solarstandard profitieren

Wird ein bundesweiter Solarstandard eingeführt, so ergeben sich für Gebäudeeigentümer*innen im Wesentlichen zwei Möglichkeiten: eine PV-Anlage mit Volleinspeisung zu installieren oder ein Direktverbrauchsmodell anzustreben. Mieterstrom, Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung und Energy Sharing ermöglichen höhere Renditen als die Volleinspeisung bei gleichzeitigem finanziellem Vorteil für die Bewohner*innen. Ein Solarstandard würde daher zu einem Anstieg von PV-Anlagen auf Mehrfamilienhäusern führen. Somit steigt voraussichtlich auch über die Geschäftsmodelle Mieterstrom, Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung und

Energy Sharing die Nutzung von Solarstrom für die Bewohner*innen und Mietenden der Gebäude. Somit kann es auch zu Stromkosteneinsparung auf Seiten der Bewohner*innen und Mietenden kommen.

Zusätzlich haben Bewohner*innen bei der Gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung und Energy Sharing selbst die Möglichkeit, zu Anlageneigentümer*innen zu werden und somit doppelt zu profitieren bzw. eine PV-Anlage zu realisieren, die nicht ausreichend Profit für Anlageneigentümer*innen von außerhalb abwerfen würde.

In keinem dieser Geschäftsmodelle würden Bewohner*innen durch einen Solarstandard schlechter gestellt, sie bleiben entweder beim bisherigen Stromversorger oder können durch die Nutzung von Solarstrom profitieren.

3. Sektorkopplungstechnologien sind sinnvoll

Die Nutzung einer Wärmepumpe und eines Elektroautos spart CO₂, trägt zur Energiewende bei und erhöht lokal die Nutzung des Solarstroms. Von einer höheren Direktverbrauchsquote können Bewohner*innen und Anlageneigentümer*innen profitieren. Batteriespeicher können die Direktverbrauchsquote weiter erhöhen, allerdings zu höheren Investitionskosten. Dabei ist auf eine sinnvolle Auslegung der Batterie zu achten.

4. Für Bewohner*innen sind die Modelle Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung und Energy Sharing wichtig

Das Mieterstrommodell hat sich in den letzten Jahren als sinnvolles, aber aufgrund des hohen bürokratischen Aufwands immer noch wenig genutztes Modell erwiesen. Die Einführung der Gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung und des Energy Sharings kann die Nutzung von PV-Strom deutlich vereinfachen und somit mehr Bewohner*innen in die Position bringen, vom Solarstrom zu profitieren und an der Energiewende mitzuwirken.

5. Die Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung kann als „Zwischenschritt“ zum Energy Sharing gesehen werden

Bei der Gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung kann PV-Strom vom eigenen Dach genutzt werden. Es ist von den drei Geschäftsmodellen das mit dem höchsten Stromkosteneinsparpotential. Das darüberhinausgehende Konzept des Energy Sharings kann die Nutzung weiterer Dächer beschleunigen und mehr Vorteile zugunsten der Bewohner*innen und Mietenden ermöglichen.

6. Anlageneigentümer*innen und Bewohner*innen können unterschiedliche Interessen vertreten

Die Bewohner*innen und Nutzer*innen des PV-Stromes sind an einer starken Nutzung des PV-Stromes interessiert. Sie haben also Interesse an einer möglichst großen PV-Anlage. Für die Eigentümer*innen bzw. Investor*innen, einer neuen PV-Anlage hingegen lohnt sich eine PV-Anlage mit einer hohen Direktverbrauchsquote, da der direkt verbrauchte PV-Strom einen höheren Ertrag ermöglicht als die Einspeisung und Vergütung der Überschüsse über das EEG. Dies kann in manchen Fällen dazu führen, dass die Dachfläche nicht ganz ausgenutzt wird.

4 Handlungsempfehlungen für politische Entscheidungsträger*innen

Ausweitung der Nutzung von PV-Strom durch Einführung eines bundesweiten Solarstandards

Die drei betrachteten Geschäftsmodelle für PV auf Mehrfamilienhäusern lohnen sich finanziell sowohl für die Bewohner*innen als auch für den Anlageneigentümer*innen. Von der Politik sollten diese Geschäftsmodelle möglichst attraktiv gestaltet werden, um den bürger*innen-nahen Zubau von PV-Anlagen in Deutschland weiter zu erhöhen. Dies trägt zum Erreichen der Klimaziele und somit zur Sicherung der Lebensgrundlage der Menschheit bei. Ein bundesweiter Solarstandard kann ein Instrument sein, um die Nutzung der Geschäftsmodelle auszuweiten. Eine weiterführende rechtliche, regulatorische und gesamtwirtschaftliche Analyse eines bundeseinheitlichen Solarstandards wird empfohlen.

Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung und Energy Sharing

Die Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung ist eine sinnvolle Ergänzung zum Mieterstrommodell. Im Vergleich zum Mieterstrommodell ist die Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung mit deutlich weniger Aufwand und Bürokratie für die Beteiligten verbunden und das Konzept somit zu begrüßen. Energy Sharing geht darüber hinaus und erweitert die Flächenkulisse für PV-Strom. Energy Sharing ermöglicht mehr Investitionen in PV-Anlagen durch die erweiterten Möglichkeiten für Bewohner*innen. Wenn die Dachflächen vor Ort nicht geeignet sind oder nicht ausreichen, können Bewohner*innen an einem anderen Ort in PV-Anlagen investieren und den erzeugten Strom nutzen.

Mieterstrom fortführen

Für die Fälle in denen Gebäudeeigentümer*innen nicht an der Investition in eine eigene PV-Anlage interessiert sind, sollte das Konzept Mieterstrom weiterhin möglich sein und gefördert werden. Bewohner*innen können dann auch ohne eigene Investition vom PV-Strom des eignen Daches profitieren. Energieversorger haben das Konzept bereits weiterentwickelt und können entsprechende Projekte erfolgreich umsetzen.

Fokus auf Sektorkopplungstechnologien

Die Betonung von Synergien von Sektorkopplungstechnologien wie Wärmepumpen und Elektromobilität mit PV-Anlagen sollte in der Kommunikation weiter gestärkt werden. Denn Sektorkopplung im Mehrfamilienhaus ermöglicht einen weiteren Beitrag zur Reduktion von CO₂-Emissionen im Gebäudesektor und auch zur Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen. Insbesondere Bewohner*innen profitieren von der Elektrifizierung dieser Prozesse, da sie somit mehr günstigen PV-Strom nutzen können.

Bei Solarstandard auf Mindestgrößen achten

Ein bundesweiter Solarstandard sollte so ausformuliert werden, dass möglichst die gesamte Dachfläche genutzt wird. Unter Umständen kann eine kleinere PV-Anlage aus Investor*innensicht höhere Renditen ermöglichen, was für die Bewohner*innen und Mietenden sowie für die Energiewende von Nachteil wäre. Die Regelungen sollten somit auf eine starke Nutzung der vorhandenen Flächen abzielen.

5 Literaturverzeichnis

- [1] Umweltbundesamt, *Struktur der Flächennutzung*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/flaeche-boden-land-oekosysteme/flaeche/struktur-der-flaechennutzung#die-wichtigsten-flaechennutzungen> (Zugriff am: 17. Mai 2024).
- [2] ifo Institut, *Deutlich weniger neue Wohnungen bis 2025*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.ifo.de/pressemitteilung/2023-06-16/deutlich-weniger-neue-wohnungen-bis-2025>.
- [3] STATISTA, *Anzahl der Wohngebäude in Deutschland in den Jahren von 1995 bis 2022*. [Online]. Verfügbar unter: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/70094/umfrage/wohngebaeude-bestand-in-deutschland-seit-1994/>.
- [4] Bundesnetzagentur, *EEG-För-de-rung und -För-der-sät-ze*. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/ErneuerbareEnergien/EEG_Foerderung/start.html (Zugriff am: 29. April 2024).
- [5] Photon, *EU einigt sich auf Solarstandard für Dächer*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.photon.info/de/news/eu-einigt-sich-auf-solarstandard-fur-dacher> (Zugriff am: 29. April 2024).
- [6] F. Longo, "Solarstandard auf Gebäuden – EEG und PV-Pflicht in der aktuellen Landes- und Bundespolitik", Nr. 1, 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.eurosolar.de/2021/07/13/solarstandard-auf-gebaeuden-eeg-und-pv-pflicht-in-der-aktuellen-landes-und-bundespolitik/>
- [7] J. Burkhardt, *Einspeisevergütung 2024: Tabelle & Neuerungen*. [Online]. Verfügbar unter: <https://echtsolar.de/einspeiseverguetung/> (Zugriff am: 1. März 2024).
- [8] Solar.Red, *Nennleistung PV-Anlage: alles Wichtige 2024 (einfach erklärt!)*. Verfügbar unter: <https://solar.red/nennleistung/>. Zugriff am: 1. März 2024.
- [9] SPD, Bündnis 90/Die Grünen, FDP, *Mehr Fortschritt wagen: Bündnis für Freiheit, Gerechtigkeit und Nachhaltigkeit*. [Online]. Verfügbar unter: <https://cms.gruene.de/uploads/assets/Koalitionsvertrag-SPD-GRUENE-FDP-2021-2025.pdf>.
- [10] J. K. Wittlinger, *Steuerliche Entlastung für kleinere Photovoltaikanlagen ab 2022 und 2023*. [Online]. Verfügbar unter: https://www.haufe.de/steuern/gesetzgebung-politik/steuerliche-entlastung-fuer-kleinere-photovoltaikanlagen-ab-2023_168_578022.html (Zugriff am: 1. März 2024).
- [11] Die Bundesregierung, *Mehr Solarstrom, weniger Bürokratie*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/solarpaket-photovoltaik-balkonkraftwerke-2213726> (Zugriff am: 29. April 2024).
- [12] S. Enkhardt, "„Solarpaket 1“: Photovoltaik-Nachbesserungen auf dem Weg", *pv magazine*, 16. Aug. 2023, 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.pv-magazine.de/2023/08/16/solarpaket-1-photovoltaik-nachbesserungen-auf-dem-weg/>.
- [13] Deutscher Bundestag, *Bundestag verschärft das Klimaschutzgesetz*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bundestag.de/dokumente/textarchiv/2021/kw25-de-klimaschutzgesetz-846922> (Zugriff am: 1. März 2024).
- [14] Deutscher Bundestag, *Neuregelung der Förderung besonderer Photovoltaik-anlagen beschlossen*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bundestag.de/dokumente/textarchiv/2024/kw17-de-eeg-photovoltaik-999570> (Zugriff am: 15. Mai 2024).
- [15] *Klimaschutz- und Klimawandelanpassungsgesetz Baden-Württemberg: KlimaG BW*, 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.landesrecht-bw.de/bsbw/search>
- [16] *Bayerische Bauordnung: BayBO*, 2022. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.gesetze-bayern.de/Content/Document/BayBO-44a>
- [17] *Solargesetz Berlin: SolarG Bln*, 2021. [Online]. Verfügbar unter: [file:///D:/Users/fra59934/Downloads/20210715_solargesetz-berlin%20\(1\).pdf](file:///D:/Users/fra59934/Downloads/20210715_solargesetz-berlin%20(1).pdf)
- [18] *Brandenburgische Bauordnung: BbgBO*, 2018. [Online]. Verfügbar unter: https://bravors.brandenburg.de/gesetze/bbgbo_2016
- [19] *Bremische Solargesetz: BremSolarG*, 2023. [Online]. Verfügbar unter: https://www.gesetzblatt.bremen.de/fastmedia/218/2023_05_23_GBl_Nr_0071_signed.pdf

- [20] *Hamburgisches Klimaschutzgesetz: HmbKliSchG*, 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.hamburg.de/klimaschutzgesetz/17322294/hamburgischesklimaschutzgesetz/>
- [21] Hessisches Ministerium für Wirtschaft, Energie, Verkehr, Wohnen und ländlichen Raum, *Energie: Photovoltaikpflicht für Parkplätze und Landesgebäude*, 2022. [Online]. Verfügbar unter: <https://hessen.de/presse/pressearchiv/photovoltaikpflicht-fuer-parkplaetze-und-landesgebaeude-0>
- [22] Klimaschutz- und Energieagentur Niedersachsen, *Novelle des Niedersächsischen Klimaschutzgesetzes beschlossen*, 2022. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.klimaschutz-niedersachsen.de/Novelle-des-Niedersaechsischen-Klimaschutzgesetzes-beschlossen-2464>
- [23] *Zweites Gesetz zur Änderung der Landesbauordnung 2018: BauO NRW*, 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.landtag.nrw.de/portal/WWW/dokumentenarchiv/Dokument/MMD18-4593.pdf>
- [24] *Landessolargesetz: LSolarG*, 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.landesrecht.rlp.de/bsrp/document/jlr-SolarGRPrahen>
- [25] *Energiewende- und Klimaschutzgesetz Schleswig-Holstein: EWKG*, 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.gesetze-rechtsprechung.sh.juris.de/bssh/document/jlr-EWKSGSHV1P1>
- [26] Bundesnetzagentur, *Mieterstrom*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/portal/Energie/Vertragsarten/Mieterstrom/start.html> (Zugriff am: 30. April 2024).
- [27] bne, Hg., "bne-Impulspapier: Energy Sharing System", 12. Sep. 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bne-online.de/bne-impulspapier-energy-sharing-system/>
- [28] BDEW, Hg., "BDEW-Strompreisanalyse Februar 2024", 13. Feb. 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/bdew-strompreisanalyse/>
- [29] Statistische Ämter des Bundes und der Länder, Hg., "zensus 2011 - Bevölkerungs- und Wohnungszählung", 2011. [Online]. Verfügbar unter: https://www.zensus2011.de/DE/Home/home_node.html
- [30] co2online, *Stromspiegel für Deutschland 2022/23: Strom im Fokus So sparen Sie Energie und Kosten!* [Online]. Verfügbar unter: <https://www.stromspiegel.de/ueber-uns-partner/der-stromspiegel/>
- [31] Fraunhofer ISE, Hg., "Stromgestehungskosten erneuerbare Energien 2024", unveröffentlicht. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.html>
- [32] C. Kost, S. Shammugam, V. Fluri, D. Peper, A. Davoodi Memar und T. Schlegl, "Stromgestehungskosten erneuerbare Energien", Juni 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.html>
- [33] *Erneuerbare-Energien-Gesetz*, 2014. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Gesetze/Energie/EEG.html>
- [34] verbraucherzentrale, *Photovoltaik: Was tun mit der Ü20-Anlage, wenn die EEG-Förderung endet?* [Online]. Verfügbar unter: <https://www.verbraucherzentrale.de/wissen/energie/erneuerbare-energien/photovoltaik-was-tun-mit-der-ue20anlage-wenn-die-eegfoerderung-endet-50846> (Zugriff am: 30. April 2024).

6 Anhang

Tabelle 5: Annahmen zu PV-Anlage, Stromverbrauch und Direktverbrauch

	Einheit	kleines MFH, GG	Mittleres MFH, Mieterstrom	Mittleres MFH, Energy Sharing	Mittleres MFH, GG	Mittleres MFH WP, EV, GG	mittleres MFH, Batterie, GG	großer Mietblock, GG
PV-Anlagen- Leistung	kWp	10	20	20	20	20	20	40
Anzahl Haus- halte	-	4	10	10	10	10	10	40
Stromver- brauch Haus- halt	kWh/ HH/Jahr	2300	2300	2300	2300	3000	3000	2300
Allge- meinstrom	kWh Jahr	3000	5000	5000	5000	5000	5000	10000
Elektroauto	kWh/EV/ Jahr	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500
Anzahl E-Autos	-	0	0	0	0	1	1	0
Wärmepumpe	kWh/ Jahr	0	0	0	0	25000	25000	0
Stromver- brauch gesamt	kWh/a	12.200	28.000	28.000	28.000	61.500	61.500	102.000
Anteil Teilneh- mender	%	75	80	80	80	80	80	80
Direktver- brauch	%	35%	40%	40%	40%	60%	70%	55%

Tabelle 6: Annahmen zu Kosten

	Einheit	kleines MFH, GG	Mittleres MFH, Mieterstrom	Mittleres MFH, Energy Sharing	Mittleres MFH, GG	Mittleres MFH WP, EV, GG	mittleres MFH, Batterie, GG	großer Mietblock, GG	Quellen
PV-Systemkos- ten spezifisch	€/kWp	1500- 1700	1200- 1400	1200- 1400	1200- 1400	1200- 1400	1200- 1400	1000- 1300	[31]
variable Kosten PV spezifisch	€/kW/Ja hr	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	21,5	[31]

Tabelle 7: Annahmen zu Preisen, Abgaben, Umlagen und Steuern

	Einheit	kleines MFH, GG	Mittleres MFH, Mieterstrom	Mittleres MFH, Energy Sharing	Mittleres MFH, GG	Mittleres MFH WP, EV, GG	mittleres MFH, Batterie, GG	großer Mietblock, GG	Quellen/Annahmen
EEG-Vergütung Volleinspeisung	ct/kWh	12,87	11,83	11,83	11,83	11,83	11,83	11,31	[4]
EEG-Vergütung Teileinspeisung	ct/kWh	8,11	7,57	7,57	7,57	7,57	7,57	7,30	[4]
Mieterstrom- zuschlag	ct/kWh	0,00	2,55	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	[4]
Stromeinkaufs- preis des Ver- sorgers	ct/kWh	0	30	0	0	0	0	0	-
Netzentgelt	ct/kWh	0,00	0,00	2,88	0,00	0,00	0,00	0,00	[28]
Umsatzsteuer	ct/kWh	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,7	19%
Dachmiete	€/Jahr			118					