



Mieterstrom ohne EEG- Vergütung

Berechnungen zu den Auswirkungen einer Streichung der EEG-Einspeisevergütung auf Mieterstromprojekte

Andreas Fischer / Ralph Henger

Auftraggeber:
Green Planet Energy eG
Hongkongstr. 10
20457 Hamburg

Köln, 09.04.2026

Gutachten



Herausgeber

Institut der deutschen Wirtschaft Köln e. V.

Postfach 10 19 42

50459 Köln

Das Institut der deutschen Wirtschaft (IW) ist ein privates Wirtschaftsforschungsinstitut, das sich für eine freiheitliche Wirtschafts- und Gesellschaftsordnung einsetzt. Unsere Aufgabe ist es, das Verständnis wirtschaftlicher und gesellschaftlicher Zusammenhänge zu verbessern.

Das IW in den sozialen Medien

x.com

[@iw_koeln](#)

LinkedIn

[@Institut der deutschen Wirtschaft](#)

Instagram

[@IW_Koeln](#)

Autoren

Andreas Fischer

Senior Economist für Energie- und Klimapolitik

fischer@iwkoeln.de

0221 – 4981-402

Dr. Ralph Henger

Senior Economist für Wohnungspolitik

und Immobilienökonomik

henger@iwkoeln.de

0221 – 4981-744

Alle Studien finden Sie unter

www.iwkoeln.de

In dieser Publikation wird aus Gründen der besseren Lesbarkeit regelmäßig das grammatische Geschlecht (Genus) verwendet. Damit sind hier ausdrücklich alle Geschlechteridentitäten gemeint.

Stand:

April 2026

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	4
1 Ausgangslage	6
2 Aktuelle Rahmenbedingungen	7
3 Wirtschaftlichkeitsanalyse	9
3.1 Methodik	9
3.2 Ergebnisse.....	12
3.3 Sensitivitätsanalyse	14
3.4 Mieter- versus Gebäudestrom	18
4 Ableitungen und Handlungsempfehlungen	21
Tabellenverzeichnis.....	23
Abbildungsverzeichnis.....	24
Literaturverzeichnis	25

JEL-Klassifikation

R32 – Andere Analysen der Preise und der regionalen Produktion

Q41 – Energie: Angebot und Nachfrage; Preise

Q42 – Alternative Energiequellen

Q48 – Energie: Regierungspolitik

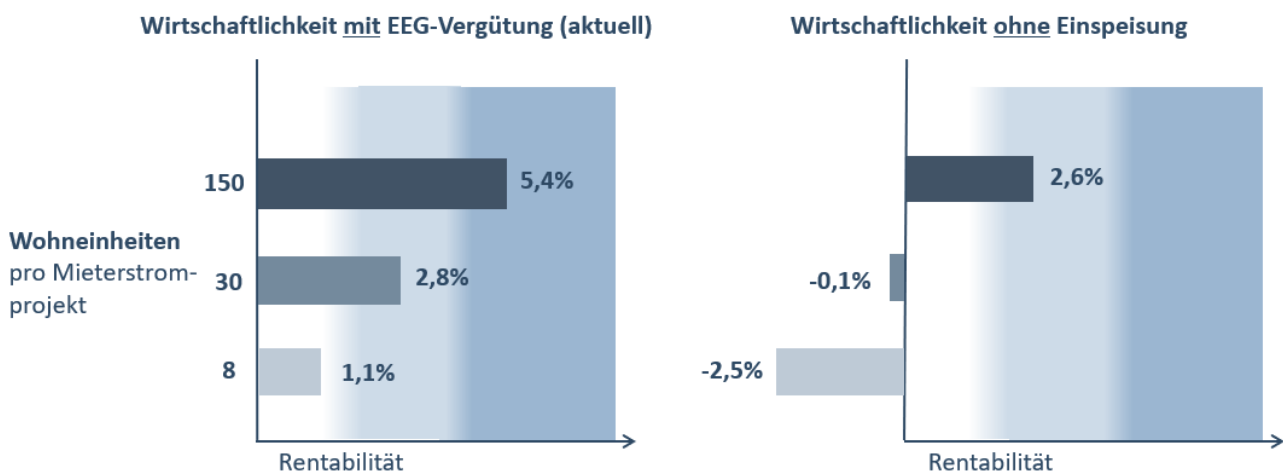
Zusammenfassung

Der Ausbau der Photovoltaik (PV) in Mehrfamilienhäusern (MFH) erfolgt überwiegend über Mieterstromprojekte. Die entsprechenden Regelungen wurden 2017 eingeführt, um den Ausbau erneuerbarer Energien zu beschleunigen und private Haushalte im Geschosswohnungsbau stärker an der Energiewende zu beteiligen. Mit der gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung (gGV, auch Gebäudestrom) kam 2024 ein alternatives Modell hinzu, das die Vermarktung von PV-Strom im Gebäude erleichtert. Anders als beim Mieterstrom entfällt hier die Vollversorgungspflicht der Anlagenbetreiber. Beiden Modellen ist gemeinsam, dass ihre Wirtschaftlichkeit bislang auch auf der gesicherten Vergütung im (EEG) für Überschussstrom beruhte. Eine mögliche Abschaffung dieser Vergütung für kleinere PV-Anlagen wirft daher die Frage auf, ob Mieterstrom- und Gebäudestromprojekte unter veränderten Rahmenbedingungen weiterhin wirtschaftlich tragfähig sind.

Wirtschaftlichkeitsberechnung

Die Studie untersucht die Wirtschaftlichkeit von Mieter- und Gebäudestrommodellen mit und ohne Einnahmen aus der Einspeisevergütung aufgeteilt in unterschiedliche typische Projektgrößen am Markt mit acht, 30 oder 150 Wohneinheiten (WE). Abbildung 1-1 zeigt die zentralen Ergebnisse der Berechnungen für Mieterstromprojekte verschiedener Größen. Mit den aktuell geltenden Vergütungssätzen liegt für typische Gebäude die jährliche interne Verzinsung im Status quo bei 1,1 Prozent für kleine Projekte, bei 2,8 Prozent für mittlere Projekte und bei 5,4 Prozent für große Projekte. Von einem lohnenden wirtschaftlichen Betrieb wird in der Branche ab einer Verzinsung von etwa 4 Prozent ausgegangen. Unterhalb von 2 Prozent werden Projekte in aller Regel nicht realisiert. Die aktuellen Renditen vieler Mieterstromprojekte liegen häufig im unteren bis mittleren einstelligen Bereich, sodass ungünstige Gegebenheiten im Gebäude oder von Seiten der Bewohner schnell dazu führen, dass der Business Case nicht mehr tragfähig ist.

Abbildung 1-1: Rendite (interner Zinsfuß) für Mieterstromprojekte verschiedener Größen



Quelle: eigene Berechnungen

Die Ergebnisse zeigen, dass ohne Einspeisevergütung, wenn der PV-Strom ausschließlich für die Eigenversorgung genutzt werden kann, die Renditen deutlich sinken. Dabei hängt insbesondere die Rentabilität kleinerer Projekte maßgeblich von den Erlösen aus der Einspeisung von Überschussstrom ab. Im Vergleich zum Status quo sinkt die interne Verzinsung bei kleineren Projekten deutlich (-2,5 Prozent) und bei mittleren leicht ins Negative (-0,1 Prozent). Nur für große Projekte wird weiter mit +2,6 Prozent eine positive Rendite erzielt.

Dies zeigt, dass mit der Projektgröße die Abhängigkeit von der Einspeisevergütung sinkt. Dies liegt insbesondere an Skaleneffekten, aber auch daran, dass bei größeren Anlagen bereits gegenwärtig niedrigere Vergütungssätze gezahlt werden. Insgesamt zeigt sich, dass die Einspeisevergütung nicht nur eine „Zusatzrendite“, sondern einen wichtigen Bestandteil eines tragfähigen Erlösmodells darstellt.

Eine zentrale Alternative zur Einspeisung stellt die direkte Vermarktung (sonstige Direktvermarktung) des erzeugten Stroms dar, die im Falle eines Wegfalls der Einspeisevergütung eine zusätzliche Einnahmequelle bieten kann. Allerdings liegt der zu erwartende Erlös bei aktuellen Preisen und Rahmenbedingungen deutlich unter den derzeitigen Vergütungssätzen und auch die eigene Vermarktung ist mit zusätzlichem Aufwand verbunden. Auf Basis des durchschnittlichen Marktwerts für Solarstrom im Jahr 2025 zeigt sich, dass kleine Projekte mit acht WE in vielen Fällen bereits nicht mehr wirtschaftlich betrieben werden können.

Weitere Faktoren beeinflussen die Rentabilität der Anlagen teilweise erheblich. Besonders deutlich wird der Einfluss der Teilnehmerquote, die gemäß Expertenschätzungen zwischen rund 30 Prozent in Bestandsgebäuden und bis zu 90 Prozent in Neubauten variiert. Diese Quote ist in den meisten Fällen entscheidend dafür, ob Mieterstromprojekte auch ohne zusätzliche Vergütung für eingespeisten Überschussstrom wirtschaftlich realisiert werden können. Darüber hinaus wirken sich die Investitionskosten der PV-Anlagen – als größter Kostenblock – signifikant auf die Wirtschaftlichkeit aus. Entsprechend kommt der Ausschöpfung von Skaleneffekten bei größeren Projekten eine zentrale Bedeutung zu.

Möglicher Handlungsbedarf

Vor dem Hintergrund der hohen Bedeutung der aktuellen Einspeisevergütung für die Wirtschaftlichkeit von Gebäude- und Mieterstromprojekten ist im Falle einer Abschaffung der Einspeisevergütung mit einem signifikanten Einfluss auf vor allem kleinere und mittlere Mieterstromprojekte zu rechnen. Gebäude- und Mieterstromprojekte haben gerade begonnen, sich auf niedrigem Niveau zu etablieren und häufig realisiert zu werden. Von der angedachten Streichung der Einspeisevergütung für Anlagen bis 25 Kilowatt-Peak (kWp) im Rahmen der EEG-Novelle 2027 wären auch Mieterstromprojekte betroffen, da viele Projekte aus einer Mehrzahl einzelner Hausanschlüsse und jeweils kleinerer Anlagen bestehen. Auch eine deutliche Absenkung der Förderung für größere Anlagen kann die Rentabilität und damit den Hochlauf zukünftiger Mieter- und Gebäudestromprojekte beeinträchtigen. Eine Absenkung der Einspeisevergütungssätze könnte daher mit einer Anhebung des Mieterstromzuschlags begegnet werden, um den Ausbau der PV auf MFH weiter voranzutreiben. Dies hätte den Vorteil, dass der Stromverbrauch vor Ort gefördert wird und nicht die Einspeisung in das Netz. Alternativ könnte perspektivisch die Förderung der Einspeisung bei einer Abschaffung oder Abschmelzung durch einen Zuschuss der Investitionskosten abgelöst werden. Auch in diesem Fall würde der Zubau der PV auf MFH gefördert, die Einspeisung unabhängig von Zeitpunkt und Netzbelastung allerdings nicht. Daneben spielt vor allem der Anteil der teilnehmenden Wohneinheiten eine entscheidende Rolle. So zeigen die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsberechnung, dass die Verluste durch wegbrechende Einnahmen aus der Netzeinspeisung bei größeren Projekten auch durch eine deutliche Zunahme der Teilnehmer ausgeglichen werden können. Damit rückt die Ausgestaltung der Teilnahmebedingungen in den Fokus.

1 Ausgangslage

Der Ausbau der PV in Deutschland findet bislang überwiegend durch große Freiflächenanlagen sowie durch Aufdachanlagen auf Ein- und Zweifamilienhäusern (EZFH) statt (Fraunhofer ISE, 2024; KfW, 2024). Auf MFH werden hingegen kaum Anlagen installiert. PV-Projekte auf MFH werden zumeist in Form von Mieterstromprojekten realisiert. Die geltenden Regelungen zum Mieterstrom wurden 2017 mit dem Ziel eingeführt, den Ausbau erneuerbarer Energien zu beschleunigen und insbesondere Mieterhaushalten eine stärkere Partizipation an der Energiewende zu ermöglichen. Dies ist vor dem Hintergrund der niedrigen Wohneigentumsquote in Deutschland von 44 Prozent (Zensus, 2022) von besonderer Relevanz. Zudem sollte Mieterstrom zur Erhöhung der gesellschaftlichen Akzeptanz der Energiewende beitragen. Angesichts steigender Energiepreise und wachsender finanzieller Belastungen für private Haushalte hat diese Zielsetzung in den vergangenen Jahren weiter an Bedeutung gewonnen (Diermeier/Weisskircher, 2024). Mit der Einführung der gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung (gGV, auch als Gebäudestrom bezeichnet) wurde im Jahr 2024 ein alternatives Modell geschaffen, das die Vermarktung von PV-Strom innerhalb von Gebäuden erleichtern soll. Im Unterschied zum Mieterstrom entfällt hierbei die Vollversorgungspflicht der Vermietenden. Gleichwohl bleiben die grundlegenden organisatorischen und ökonomischen Herausforderungen für Gebäudeeigentümer weitgehend bestehen.

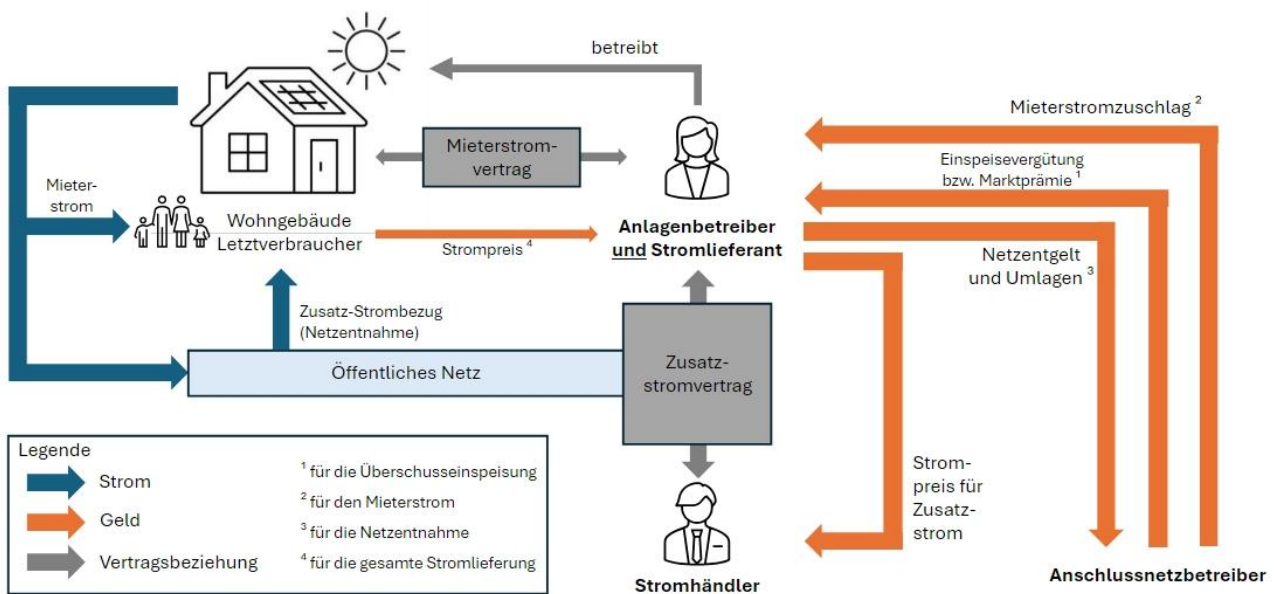
Trotz verschiedener regulatorischer Anpassungen und Verbesserungen ist es bislang jedoch nicht gelungen, einen nennenswerten Ausbau von PV-Anlagen im Geschosswohnungsbau zu erreichen. Entsprechend stellt das klassische Mieterstrommodell weiterhin lediglich eine Nischenlösung für den urbanen PV-Ausbau dar. Zentrale Ursache hierfür ist die hohe institutionelle und organisatorische Komplexität der Eigentümer- und Nutzerstrukturen in MFH, die Eigentümergemeinschaften, Selbstnutzende, Vermietende und Mietende umfasst. Diese Struktur führt zu langen und konfliktanfälligen Entscheidungsprozessen und erhöhten Transaktionskosten. Zusätzliche Herausforderungen entstehen, wenn der erzeugte PV-Strom innerhalb des Gebäudes vermarktet werden soll, da hierfür sowohl technische Voraussetzungen zur verbrauchsgenauen Abrechnung als auch klare Aufgabenzuweisungen zwischen Gebäudeeigentümern und professionellen Dienstleistern erforderlich sind. Aufgrund der hohen Komplexität von Gebäude- und Mieterstromprojekten kann eine attraktive Rendite nur unter günstigen Voraussetzungen erreicht werden (Fischer/Henger, 2025).

Beiden Modellen ist gemein, dass die Wirtschaftlichkeit bislang auch auf einer gesicherten Vergütung des Überschussstroms im Rahmen des EEG beruhte. Eine potenzielle Abschaffung dieser Vergütung für kleinere PV-Anlagen, wie aktuell vom Wirtschaftsministerium angedacht, wirft daher die zentrale Frage auf, ob Mieterstrom- und Gebäudestromprojekte unter diesen Rahmenbedingungen weiterhin wirtschaftlich tragfähig sind. Zur Beantwortung dieser Frage analysiert die vorliegende Kurzstudie die Wirtschaftlichkeit ausgewählter Referenzprojekte des Mieterstroms, die eine Bandbreite repräsentativer Projektgrößen abbilden (Gebäudestrom) und untersucht deren Sensitivität gegenüber zentralen Einflussfaktoren. Zuvor werden die aktuell bestehenden Förderungen von Mieter- und Gebäudestromanlagen beschrieben (Kapitel 2). Anschließend erfolgt eine Berechnung der Wirtschaftlichkeit von Mieter- und Gebäudestromprojekten am Beispiel ausgewählter Referenzgebäude. Dabei wird der Effekt einer Streichung der Förderung quantifiziert sowie anhand einer Sensitivitätsanalyse der Einfluss verschiedener weiterer Faktoren untersucht (Kapitel 3). Die Ergebnisse werden abschließend eingeordnet und politische Handlungsoptionen abgeleitet, um den PV-Ausbau auf Mehrfamilienhäusern nicht zusätzlich zu beeinträchtigen (Kapitel 4).

2 Aktuelle Rahmenbedingungen

Mit dem sogenannten Mieterstromgesetz wurden im Juli 2017 die Regelungen zum Verkauf von Strom an die Bewohner vor Ort in Wohngebäuden in das EEG eingeführt. Mittlerweile dürfen Betreibende von PV-Anlagen mit einer Leistung bis zu 1.000 kWp Strom direkt im Gebäude ohne Netzdurchleitung liefern und erhalten dafür einen Mieterstromzuschlag. Dieser beträgt aktuell bis zu 2,54 Cent pro Kilowattstunde (kWh) und wird analog der EEG-Einspeisevergütung 20 Jahre lang gezahlt. Abbildung 2-1 zeigt die grundsätzliche Funktionsweise des Mieterstroms.

Abbildung 2-1: Funktionsweise des Mieterstroms (Grundmodell)



Quelle: vereinfachte, eigene Darstellung in Anlehnung an BNetzA, 2025

Für Mieterstromanbieter gelten verschiedene Vorgaben, insbesondere

- wird der Anbieter zum Energieversorger und übernimmt damit alle zugehörigen Rechte und Pflichten (Lieferantenpflicht).
- müssen Miet- und Stromvertrag getrennt sein (Vertragskopplungsverbot).
- können die Bewohner frei über den Bezug entscheiden.
- muss der Anlagenbetreiber den Reststrom mit allen Rechten und Pflichten eines Stromlieferanten bereitstellen (Vollversorgungspflicht).
- darf der Strompreis höchstens 90 Prozent des örtlichen Grundversorgungstarifs betragen.

Seit der Einführung wurden vor allem die hohe Bürokratie, Einschränkungen bei Quartiers- und Gewerbelösungen sowie fehlende Erleichterungen für kleine Anlagen kritisiert (Fischer/Henger, 2025). Mit der EEG-Novelle 2021 gab es Verbesserungen, etwa durch die Möglichkeit, Anlagen im Quartier zusammenzufassen. Zudem wurden in den letzten Jahren steuerliche Entlastungen beschlossen. Hierzu gehören insbesondere, dass keine Einkommensteuer auf die Erträge aus der Einspeisevergütung mehr zu bezahlen sind (seit 2022, § 3 Nr. 72 EstG) sowie die Befreiung von der Umsatzsteuer auf Montage und Material der Solarpaneele (seit 2023, § 12 Abs. 3 UstG). 2024 brachte das „Solarpaket 1“ weitere Anpassungen und führte die gGV, den

Gebäudestrom, ein. Dieses Modell vereinfacht die Nutzung von Solarstrom im Gebäude, da die Pflicht zur Reststromlieferung entfällt. Allerdings werden intelligente Messsysteme (iMSys) vorausgesetzt.

Bei Mieterstromprojekten mit mehreren Gebäuden bestehen hinsichtlich der Anlagengröße zwei Anschlussmöglichkeiten. Der erste Weg ist, dass jedes Gebäude jeweils mit einem eigenen Hausanschluss an das öffentliche Netz angebunden wird. Der zweite Weg ist, dass mehrere Gebäude z.B. in einem Wohnriegel oder Quartier mit einem gemeinsamen Hausanschluss ans öffentliche Netz angeschlossen sind. Die Gebäude müssen im zweiten Fall mit privaten Leitungen verbunden werden und es entsteht eine interne Verteilstruktur hinter dem Netzanschluss. Alles hinter dem Netzanschluss wurde bislang üblicherweise als Kundenanlage eingestuft. Im Jahr 2025 brachte die Entscheidung des Bundesgerichtshofs (BGH) zu den Kundenanlagen große Unsicherheit hinsichtlich der Frage, ob das noch gilt. Werden bisher als Kundenanlagen eingestufte Projekte mit mehreren Gebäuden als regulierungsrelevantes Verteilernetz eingestuft, müssen die Betreiber auch die umfassenden Pflichten eines Netzbetreibers übernehmen. Hierzu gehören insbesondere regulierungsrechtliche Vorgaben und die Zahlung von Netzentgelten. Insbesondere für größere Anlagen mit mehreren Gebäuden und Netzanschlüssen ist die Einstufung als Kundenanlage nun schwierig. Der Gesetzgeber sollte die nächste Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) dafür nutzen, um Kundenanlagen „EU-rechtskonform“ zu definieren und so eine erhöhte Sicherheit für Investoren zu gewähren (Nümann et al., 2025).

Aktuell wird die Abschaffung der Einspeisevergütung von kleineren PV-Anlagen bis 25 kWp angedacht. Ausgangspunkt der Diskussion ist die Ende Februar 2026 bekannte Vorabfassung des Referentenentwurfs zur Neufassung des EEG (EEG, 2027). Darüber hinaus soll auch die Einspeisevergütung für Anlagen mit einer Leistung zwischen 25 und 100 kWp überarbeitet und ab 100 kWp durch Differenzverträge ersetzt werden. Die Anpassung der Einspeisevergütung verfolgt das Ziel, die Förderkosten zu senken und stärkere Anreize zu setzen, um nicht zu jeder Zeit den erzeugten Solarstrom einzuspeisen. Aus diesem Grund wurde bereits 2025 das Solarspitzenengesetz beschlossen. Kleine Anlagen ohne intelligentes Messsystem dürfen seither nur 60 Prozent ihrer Leistung einspeisen. Bei negativen Börsenstrompreisen entfällt zudem die Vergütung für eingespeisten Strom. Der Fokus soll laut dem Referentenentwurf zukünftig stärker auf Eigenverbrauch, Speicherung und der Anreizung eines netzdienlichen Verhaltens liegen. Gleichzeitig soll mehr Direktvermarktung ermöglicht und eingefordert werden.

3 Wirtschaftlichkeitsanalyse

In diesem Kapitel wird die Wirtschaftlichkeit einzelner Mieter- und Gebäudestromprojekte in Abhängigkeit verschiedener Variablen berechnet. Zur Abbildung eines breiten Spektrums in der Realität existierender Projekte werden die Ergebnisse jeweils für ein kleines Projekt mit acht WE, ein mittleres Projekt mit 30 WE und ein größeres Projekt mit 150 WE bestehend aus mehreren MFH bestimmt. Der Fokus liegt dabei auf dem Vergleich der Rentabilität mit und ohne der aktuell bestehenden Einspeisevergütung für Überschussstrom.

Zu Beginn werden die Methodik und die betrachteten Variablen genauer beschrieben (Abschnitt 3.1). Anschließend werden die Ergebnisse für die Rentabilität der Mieterstromprojekte mit und ohne zusätzliche Einnahmen aus der Einspeisung des Überschussstroms analysiert und verglichen (siehe Zusammenfassung). Zudem werden die zentralen Faktoren im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse variiert, um den jeweiligen Einfluss auf die Rentabilität zu bestimmen. Die Ergebnisse des Mieter- und Gebäudestroms werden gegenübergestellt (Abschnitt 0).

3.1 Methodik

Die Wirtschaftlichkeitsberechnung baut auf den Vorarbeiten von Fischer/Henger (2025) auf und stellt eine Erweiterung der dort abgebildeten Berechnung dar. Als zentrales Ergebnis wird die jährliche interne Verzinsung der Investition bzw. der interne Zinsfuß der beschriebenen Mieterstromprojekte mit Installation einer PV-Anlage zuzüglich Batteriespeicher auf MFH ausgewiesen.¹ Der Betrachtungszeitraum beträgt 20 Jahren analog zu der Dauer der Einspeisevergütung im Rahmen des EEG. Es gelten die Rahmenbedingungen vom März 2026. Dabei werden die folgenden Kostenpunkte abgebildet:

- **Investitionskosten** für die PV-Anlage, den Batteriespeicher sowie weitere Kosten der Einrichtung pro Hausanschluss,
- **laufende Kosten** für den Mieterstrombetrieb pro teilnehmender WE und kWp PV-Anlagenkapazität² und
- Kosten des **Zukaufs von Netzstrom** zur Vollversorgung der WE.

Demgegenüber stehen laufende Einnahmen aus

- dem **Verkauf des Stroms an die WE** – von der eigenen PV-Anlage sowie Weiterleitung des Netzstroms – in Form des Arbeitspreises pro verbrauchter kWh sowie einer zusätzlichen Grundgebühr für die Versorgung,
- der **Vergütung des in das Netz eingespeisten Überschussstroms**, der im Gebäude nicht verbraucht werden kann und
- der **Zahlung des Mieterstromzuschlags**, der für jede selbst erzeugte und in den WE verbrauchte kWh gezahlt wird.

Um eine Bandbreite verschiedener Projektgrößen abzubilden, wurden die Berechnungen anhand von drei Referenzprojekten mit acht, 30 respektive 150 WE durchgeführt. Die unterschiedlichen Annahmen in Abhängigkeit der Projektgröße sind in Tabelle 3-1 dargestellt. Gezeigt werden die Annahmen für ein

¹ Eine Fremdfinanzierung wird im Rahmen der Modellrechnung nicht betrachtet. In diesem Falle wären zusätzliche Zinskosten zu berücksichtigen und die Verzinsung auf das eingesetzte Eigenkapital würde entsprechend höher ausfallen.

² Diese beinhalten auch den Leistungspreis für den Bezug des Netzstroms zur Vollversorgung der teilnehmenden WE.

Referenzszenario, welches durchschnittliche und in der Praxis aktuell übliche Annahmen für alle erforderlichen Ein- und Ausgabepositionen ansetzt. In der Sensitivitätsanalyse in Abschnitt 3.3 werden diese Annahmen für die betrachteten Position variiert.

Tabelle 3-1: Zentrale Variablen in Abhängigkeit der Projektgröße

	8 WE	30 WE	150 WE
PV-Anlagen Kapazität (kWp)	16	45	173
Investitionskosten PV-Anlage (Euro/kWp)	1.600	1.400	1.200
Investitionskosten Batteriespeicher (Euro/kWh)	650	600	500
Anzahl der Hausanschlüsse	1	1	5

Quellen: Fischer/Henger, 2025; Expertengespräche

Die herangezogenen Werte für die Parameter berücksichtigen die marktüblichen Skalierungseffekte, die bei größeren Projekten realisiert werden können. So weisen kleinere Gebäude im Verhältnis zur Anzahl der WE überproportional dimensionierte PV-Anlagen auf. Für kleine Projekte werden typischerweise 2 kWp installierte Leistung je WE angesetzt. Bei großen Projekten liegt das Verhältnis zwischen 0,8 und 1,5 (Mittelwert 1,15). Gleichzeitig sinken für größere Projekte die spezifischen Investitionskosten. Entsprechend werden höhere Investitionskosten für PV-Anlagen inklusive Speicher bei kleinen Gebäuden pro Kilowatt (kW) oder kWh angesetzt. Zusätzlich wird angenommen, dass es sich bei größeren Projekten um mehrere MFH und dementsprechend mehrere Hausanschlüsse handelt. Die weiteren Variablen werden unabhängig von der Größe der einzelnen Projekte konstant gehalten und sind in Tabelle 3-2 dargestellt.³

Tabelle 3-2: Variablen der Wirtschaftlichkeitsberechnung

	Referenzszenario
Volllaststunden (in Stunden p. a.)	900
Anteil teilnehmender WE (in Prozent)	60
Stromverbrauch pro WE (in kWh p. a.)	1.800
Strompreis Netzbezug (inkl. Leistungs- und Arbeitspreis, in ct/kWh)	40
Grundgebühr des Strombezugs (Leistungspreis, in Euro p. a.)	170
Einmalige Investitionskosten in Euro (z. B. Messtechnik) je Hausanschluss	3.000
Technische und kaufmännische Betriebskosten Euro/kWp	400
Speicher-Kapazität (im Verhältnis zur Kapazität der Solaranlage, kWp/kWh)	2
Aufwand des Mieterstrombetriebs (Euro pro teilnehmende WE p. a.)	130

Quellen: Fischer/Henger, 2025; BDEW, 2026; Expertengespräche

³ In dieser Berechnung wird der jährlichen Leistungsverlust der PV-Anlagen (Degradation), die etwa 0,5 Prozent beträgt, nicht berücksichtigt. Marktüblich ist, dass nach zehn Jahren ein Wirkungsgrad von 90 Prozent garantiert wird und nach 20 Jahren einer von 80 Prozent (UBA, 2021). Ebenso werden die sinkende Speicherkapazität der Batteriespeicher sowie mögliche Kosten bei einem Wechsel aufgrund der zu erwartenden Lebensdauer von 15 Jahren nicht betrachtet.

Eigenverbrauch

Der Anteil des erzeugten Stroms, der im Gebäude genutzt werden kann, wird mithilfe des Unabhängigkeitsrechners der HTW Berlin bestimmt. Entsprechend variieren die Autarkiegrade für die unterschiedlichen Projektgrößen und die damit verbundenen PV- und Speicherkapazitäten. Mithilfe des erzeugten Stroms und den Autarkiequoten wird die Menge des zusätzlich benötigten Netzstroms sowie des Überschussstroms berechnet, der in das Stromnetz eingespeist wird. Tabelle 3-3 zeigt den Anteil des Stromverbrauchs in den drei Referenzprojekten, die jeweils durch den erzeugten und gespeicherten Strom abgedeckt werden können (Autarkiegrad) sowie den Anteil des erzeugten Stroms, der vor Ort verbraucht werden kann (Eigenverbrauchsanteil).⁴

Tabelle 3-3: Autarkiegrade und Eigenverbrauchsanteile in Prozent

		8 WE	30 WE	150 WE
Autarkiegrad	Direktverbrauch PV-Anlage (1)	35,1	32,9	30,5
	Batterieentladung (2)	24,6	18,9	14,8
	Anteil PV-Speicherstrom am Stromverbrauch (=Autarkiegrad) (1+2)	59,7	51,8	45,3
Eigenverbrauchsanteil	Direktverbrauch PV-Anlage (3)	19,2	24,0	29,7
	Batterieladung (4)	16,1	16,5	17,2
	Anteil selbst genutzter PV-Strom (=Eigenverbrauchsanteil) (3+4)	35,3	40,5	46,9

Quelle: HTW Berlin, 2025

Preisbildung

Auf Grundlage des durchschnittlichen Haushaltsstrompreises der vergangenen Jahre wird zudem der Arbeitspreis pro verbrauchter kWh für den bezogenen Mieterstrom berechnet. Dazu wird zu Beginn ein durchschnittlicher Arbeitspreis bestimmt. Grundlage dafür sind:

- ein Grundpreis von 170 Euro pro Jahr,
- ein durchschnittlicher Stromverbrauch von 1.800 kWh pro Wohneinheit,
- ein durchschnittlicher Gesamtstrompreis (inklusive Grundgebühr) von 40 Cent pro kWh für Strom aus dem öffentlichen Netz (BDEW, 2026).

Daraus ergibt sich ein Arbeitspreis für Netzstrom von 30,6 Cent pro kWh. Mithilfe von Expertengesprächen wurde ein Preisvorteil des Mieterstroms im Vergleich zum Arbeitspreis des Netzstroms von 4 ct/kWh validiert. Entsprechend wird für den Mieterstrom ein Arbeitspreis von 26,6 ct/kWh angenommen. Die Höhe der Grundgebühr des Strombezugs wird für den Mieter- als auch den Netzstrom in gleicher Höhe auf 170 Euro pro Jahr festgesetzt.

⁴ In der folgenden Berechnung wurden nur die gelisteten Angaben des Unabhängigkeitsrechners der HTW Berlin (2025) der Autarkiegrade für die einzelnen Konstellationen genutzt.

Einspeisung

Wie zuvor beschrieben, ergibt sich der ins Netz gespeiste Überschussstrom aus der Differenz des erzeugten Stroms und des mithilfe der Autarkiequote bestimmten Eigenverbrauchs. Die Vergütung des eingespeisten Stroms wird im folgenden Abschnitt in drei Szenarien unterschieden:

- Einspeisevergütung zum aktuellen Vergütungssatz, der für die betrachteten Projekte zwischen 5,9 bis 6,7 ct/kWh (BNetzA, 2026) liegt;
- mengengewichteter durchschnittlicher Marktwert für Solarstrom in 2025 (4,58 ct/kWh) (ÜNB, 2026) und
- ohne Vergütung des eingespeisten Stroms oder ohne Einspeisung des Überschussstroms.

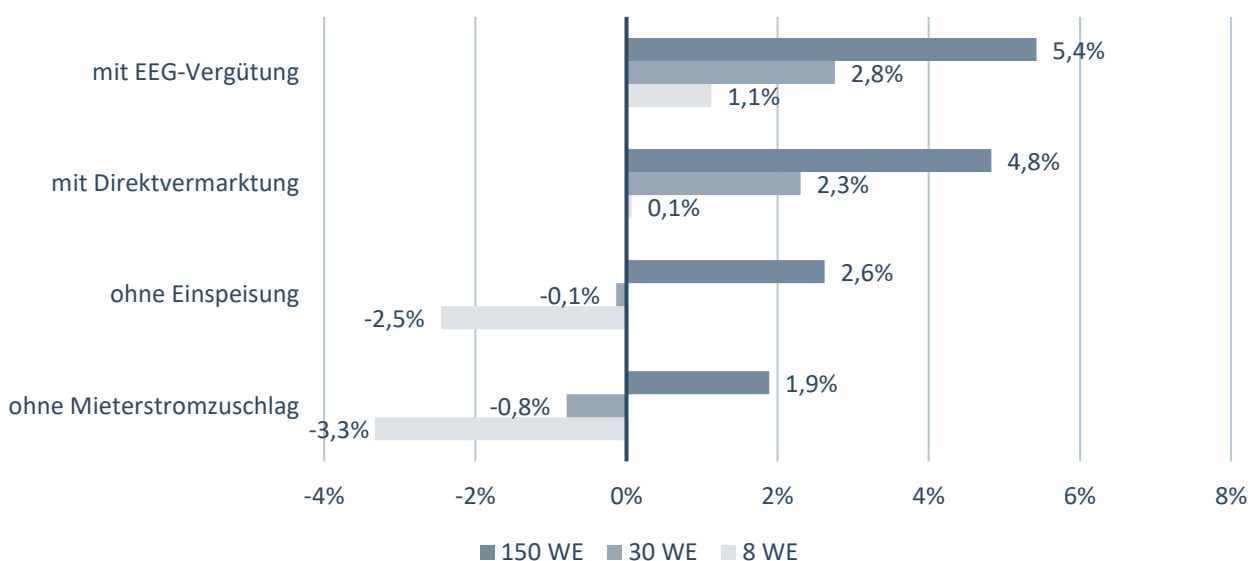
Anhand der Preisdifferenzierung für die Einspeisung des Überschussstroms wird der Einfluss der Einspeisevergütung auf die Rentabilität der Projekte im kommenden Kapitel bestimmt.

3.2 Ergebnisse

Um die Auswirkung einer möglichen Absenkung und Streichung der EEG-Einspeisevergütung zu analysieren, werden für Mieterstromprojekte vier Szenarien betrachtet:

1. mit EEG-Vergütung (Status quo): Weiterbestand aktueller Rahmenbedingungen und Fördersätze;
2. mit Direktvermarktung: Für die Netzeinspeisung des Überschussstroms wird ein mengengewichteter durchschnittlicher Marktwert für Solarstrom erzielt.
3. Ohne Einspeisung: Es findet keine Netzeinspeisung statt und Strom wird nur von den Bewohnern genutzt werden.
4. Ohne Mieterstromzuschlag: Ausschließlich Eigenversorgung mit zusätzlichem Wegfall des Mieterstromzuschlags.

Abbildung 3-1: Interner Zinsfuß der betrachteten Mieterstromprojekte



Quelle: eigene Berechnungen

Abbildung 3-1 zeigt die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsberechnung für alle drei Projektgrößen bei Mieterstromprojekten. Bei den aktuell geltenden Vergütungssätzen liegt die jährliche interne Verzinsung im Status quo bei 1,1 Prozent für kleine Projekte, bei 2,8 Prozent für mittlere Projekte und bei 5,4 Prozent für große Projekte. Zu beachten ist dabei, dass die Umsetzung von Projekten mit einer erwarteten Verzinsung unterhalb von 2 Prozent unrealistisch ist und in der Praxis erst ab 4 Prozent von einem rentablen Betrieb ausgegangen wird.

Die Unterschiede in der Wirtschaftlichkeit resultieren vorrangig aus Skaleneffekten, die durch geringere spezifische Investitionskosten (CAPEX) und bessere Auslastung von Mess- und Abrechnungssystemen erreicht werden. Auf Grundlage der Erkenntnisse aus den Expertengesprächen wurde angenommen, dass bei kleineren Gebäuden die Kapazität und Größe der PV-Anlagen im Verhältnis zur Anzahl der WE überproportional ausfallen. Für größere Projekte hingegen wurde eine Reduktion der spezifischen Investitionskosten unterstellt, da hier Kostenvorteile durch Skalierung realisiert werden können.

Als alternative Erlösoption kommt die direkte Vermarktung des erzeugten Stroms in Betracht. Diese kann bei einem Wegfall der Einspeisevergütung eine substitutive Einnahmequelle darstellen, erreicht jedoch ein deutlich geringeres Erlösniveau. Die aktuellen Pläne zur EEG-Reform 2027 sehen hier dauerhaft einen Übergang in die Direktvermarktung und vorübergehend eine Weiterleitung der Marktwerte bei Einspeisung des Überschussstroms vor. Auf Grundlage des mengengewichteten Jahresdurchschnitts der Marktwerte für Solarstrom im Jahr 2025 ergibt sich ein maximal erzielbarer Börsenpreis von 4,58 Cent pro kWh. Unter diesen Rahmenbedingungen sinkt der interne Zinsfuß bei kleinen Projekten mit acht WE auf lediglich 0,1 Prozent. Bei größeren Projekten mit 30 WE und 150 WE ist dieser Effekt geringer und mit 2,3 Prozent respektive 4,8 Prozent weiterhin eine deutlich positive Verzinsung zu erwarten. Darüber hinaus ist bei weiterem PV-Ausbau mit einem zusätzlichen Rückgang der Marktwerte zu rechnen. So reduzierte sich in Deutschland der durchschnittliche Marktwertfaktor – definiert als Verhältnis des mit Solarstrom erzielten Preises zum durchschnittlichen Marktpreis – von 62 Prozent im Jahr 2024 auf 53 Prozent im Jahr 2025 (Pexapark, 2026). Zu berücksichtigen ist ferner, dass diese Marktwerte eine theoretische Obergrenze darstellen, da zusätzlicher Aufwand und damit verbundene Kosten mit der Direktvermarktung einhergehen, etwa für Aggregatoren.

Das dritte Szenario betrachtet den Fall, dass keine Netzeinspeisung stattfindet und der vor Ort erzeugte Strom allein von den Bewohnern vor Ort genutzt werden kann. Ohne Einnahmen aus der Einspeisung von Überschussstrom weisen nur große Projekte mit 150 WE eine positive interne Verzinsung auf, die mit 2,6 Prozent jedoch vergleichsweise gering ausfällt. Kleinere Projekte schneiden deutlich schlechter ab: Bei 30 WE liegt die interne Verzinsung mit -0,1 Prozent leicht und bei Projekten mit acht WE mit -2,5 Prozent deutlich im negativen Bereich. Die Ergebnisse verdeutlichen, dass die Wirtschaftlichkeit insbesondere kleinerer Vorhaben in erheblichem Maße von den Erlösen aus der Einspeisung von Überschussstrom abhängt, die bislang überwiegend über die Einspeisevergütung realisiert werden. Größere Projekte reagieren aufgrund ihrer Kostenvorteile weniger sensitiv auf Veränderungen dieser Einnahmekomponente. Zudem unterliegen sie bereits heute niedrigeren Vergütungssätzen.

Ausgehend von den in dieser Analyse angenommenen Anlagengrößen wäre ausschließlich das kleinste Projekt mit acht Wohneinheiten (WE) von der Streichung der Einspeisevergütung betroffen, da die installierte Leistung mit 16 kWp unterhalb der maßgeblichen Schwelle liegt. Entsprechend wären diese Projekte – die bereits im Ausgangszustand die geringste Rentabilität aufweisen – besonders stark von dieser Maßnahme betroffen. Grundsätzlich können jedoch auch größere Projekte betroffen sein. Dies ist insbesondere dann der

Fall, wenn aufgrund baulicher Gegebenheiten sowie der Aufteilung auf mehrere Hausanschlüsse mehrere kleinere PV-Anlagen installiert werden, um ein Gesamtprojekt zu realisieren (vgl. Kapitel 3.3). In solchen Fällen kann die Leistung einzelner Teilanlagen ebenfalls unterhalb der relevanten Schwelle liegen, wodurch die Einspeisevergütung auch für größere Projekte ganz oder teilweise entfällt.

Ein möglicher zusätzlicher Wegfall des Mieterstromzuschlags verstärkt den negativen Effekt zusätzlich. In diesem Fall sinkt die interne Verzinsung bei Projekten mit 30 WE auf -0,8 Prozent und bei Projekten mit acht WE auf -3,3 Prozent. Selbst unter diesen Bedingungen können lediglich große Projekte mit 150 WE weiterhin eine positive, jedoch geringe interne Verzinsung von 1,9 Prozent erzielen.

Insgesamt zeigt sich, dass Einnahmen aus der Einspeisung oder Vermarktung von Überschussstrom insbesondere für kleinere Projekte eine zentrale Rolle spielen. Ein Wegfall dieser Erlöse kann deren Wirtschaftlichkeit erheblich beeinträchtigen. Demgegenüber profitieren größere Projekte von Skaleneffekten, etwa durch potenzielle Vorteile bei den Investitionskosten sowie durch eine höhere Stromnachfrage infolge der deutlich größeren Zahl teilnehmender WE.

3.3 Sensitivitätsanalyse

Angelehnt an Fischer/Henger (2025) werden die zentralen Variablen der Wirtschaftlichkeitsberechnung in diesem Kapitel variiert, um den Einfluss auf die Rentabilität der Projekte abzubilden. Tabelle 3-4 zeigt die Bandbreite der betrachteten Variablen für ein mittleres Projekt mit 30 WE. Die untere Variante weist jeweils die Ausprägung der Variable aus, die den größten negativen Effekt auf die Rentabilität des Projekts hat. Die obere Variante zeigt analog die optimistischere Ausprägung mit Blick auf die interne Verzinsung des Projekts. Grundlage für die Bandbreite der Ausprägung sind neben Angaben aus der Fachliteratur vor allem Einordnungen aus Expertengesprächen mit Mieterstromanbietern.

Abbildung 3-2 zeigt die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsberechnung für die zwei Fälle mit aktuell geltender Einspeisevergütung (oben) und ohne jegliche Vergütung der Einspeisung des Überschussstroms (unten). Besonders ausgeprägt zeigt sich der Effekt der Teilnehmerquote, die nach Einschätzung der Experten zwischen etwa 30 Prozent in Bestandsgebäuden und bis zu 90 Prozent in Neubauten liegt. Sie ist maßgeblich dafür, ob Mieterstromprojekte auch ohne zusätzliche Vergütung für eingespeisten Überschussstrom wirtschaftlich tragfähig sind. Da die Teilnehmerquote den gesamten Stromverbrauch bestimmt, ist auch der Verbrauch der einzelnen WE ein ähnlich relevanter Faktor. Allerdings variiert der gesamte – über den Mieterstrom abgedeckte – Stromverbrauch in den hier betrachteten Fällen deutlich stärker im Rahmen der realistischen Teilnehmerquote als bei den berücksichtigten Verbräuchen der einzelnen WE.

Daneben wirken sich die Investitionskosten der PV-Anlagen – als dominierender Kostenblock – erheblich auf die Rentabilität aus. Die Realisierung von Skaleneffekten bei größeren Projekten gewinnt damit strategische Bedeutung. Auch die Kalibrierung der PV-Kapazität spielt eine erkennbare, aber deutlich geringere Rolle. Unterschiede bei den weiteren Investitionskosten spielen dagegen nur eine untergeordnete Rolle.

Tabelle 3-4: Variation der Variablen bei 30 WE

	Untere Variante	Referenz	Obere Variante
PV-Anlagen Kapazität (kWp)	30	45	60
Investitionskosten PV-Anlage (Euro/kWp)	1.800	1.400	1.000
Investitionskosten Batteriespeicher (Euro/kWh)	750	600	450
Anteil teilnehmender WE (in Prozent)	30	60	90
Stromverbrauch pro WE (in kWh p. a.)	1.000	1.800	5.000
Strompreis Netzbezug (inkl. Leistungs- und Arbeitspreis, in ct/kWh)	35	40	45
Grundgebühr des Strombezugs (Leistungspreis, in Euro p. a.)	120	170	240
Technische und kaufmännische Betriebskosten (in Euro/kWp)	500	400	300
Speicher-Kapazität (im Verhältnis zur Kapazität der Solaranlage, kWp/kWh)	kein Speicher	2	1
Aufwand des Mieterstrombetriebs (Euro pro teilnehmende WE p. a.)	170	130	90

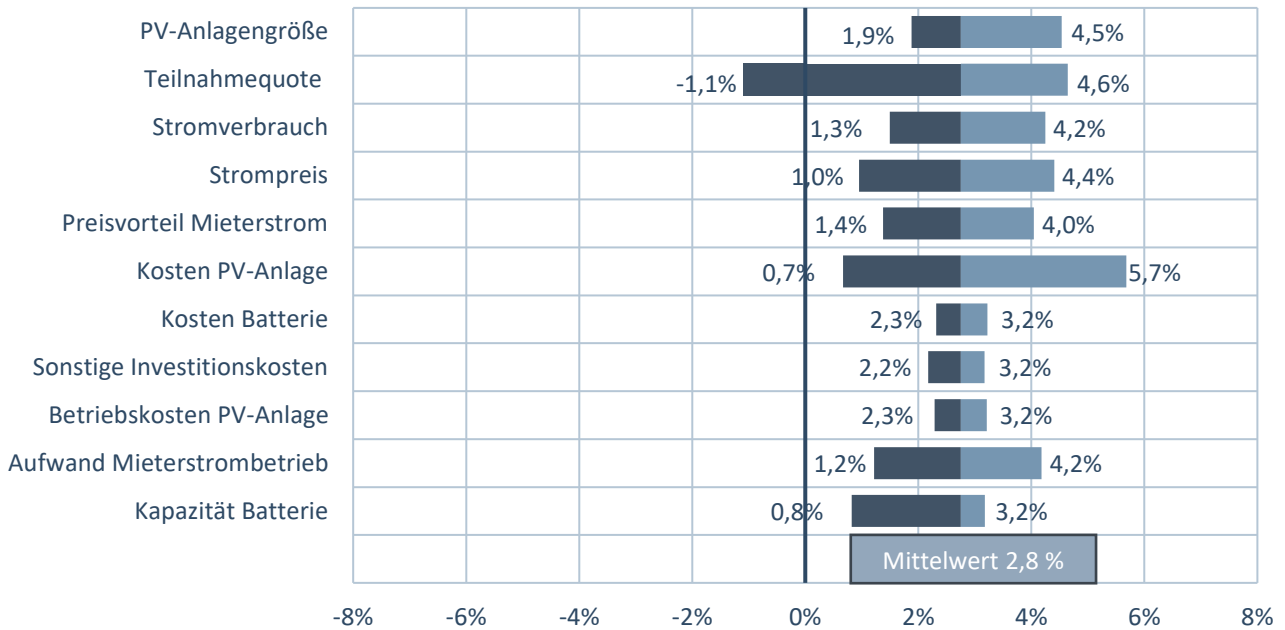
Quellen: Fischer/Henger, 2025; Expertengespräche

Im Falle eines vollständigen Wegfalls der Vergütung für eingespeisten Überschussstrom kommt der Dimensionierung der Speicherkapazität besondere Relevanz zu. Ohne Vergütung steigt die Notwendigkeit, den Eigenverbrauchsanteil zu maximieren, da andernfalls ein größerer Anteil des erzeugten Stroms ohne Erlös ins Netz abgegeben würde. Daher senkt das Fehlen eines Batteriespeichers die interne Verzinsung im Falle ohne Vergütung des eingespeisten Überschussstroms um 4,5 Prozentpunkte, während mit Einnahmen durch die Einspeisevergütung nur ein Rückgang um 2 Prozentpunkte zu beobachten ist. Ein adäquat ausgelegter Speicher wird somit zu einem entscheidenden Wirtschaftlichkeitsfaktor.

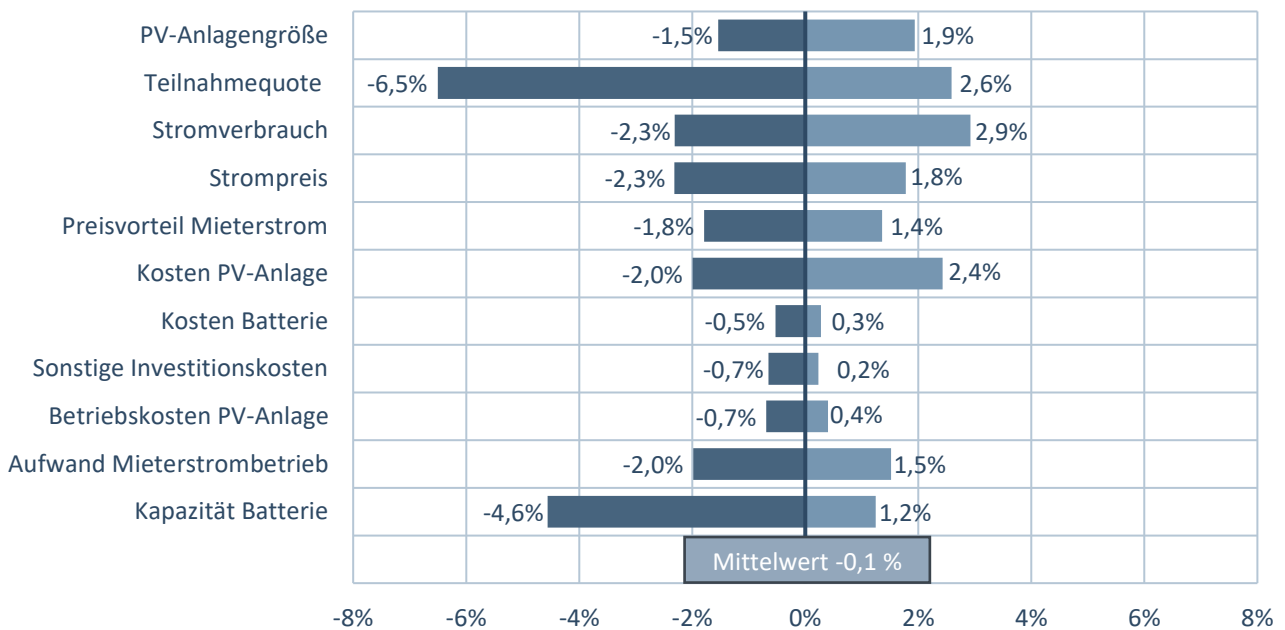
Weitere relevante Einflussfaktoren sind der Strompreis für den Netzbezug sowie der zusätzliche Aufwand für den Betrieb eines Mieterstrommodells, der neben Kundenservice und Abrechnung beispielsweise auch den Messstellenbetrieb sowie die Durchführung von Wechselprozessen umfasst. Der Netzstrompreis beeinflusst zum einen die Kosten der Vollversorgung durch den Mieterstromanbieter und zum anderen die mögliche Preisspanne für den Mieterstromtarif. Insgesamt hat der Netzstrompreis damit einen größeren Einfluss auf die Rentabilität als die hier betrachtete Bandbreite des Preisvorteils des Mieterstromtarifs gegenüber dem Netzstrombezug der WE.

Abbildung 3-2: Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse bei 30 WE (interner Zinsfuß)

Mit Einspeisevergütung



Ohne Einspeisung



Quelle: eigene Berechnungen

Eine Variation der Ergebnisse für Gebäude mit acht und 150 WE zeigt ein ähnliches Muster: Die größten Ausschläge ergeben sich bei Veränderungen der Teilnehmerquote und der Investitionskosten der PV-Anlage. Gleichzeitig wird deutlich, welchen Einfluss die Projektgröße auf die Rentabilität hat. Im Fall von acht WE und ohne Einnahmen aus der Netzeinspeisung führt lediglich ein hoher Stromverbrauch von 5.000 kWh pro Wohneinheit zu einer positiven Verzinsung von 1,1 Prozent. In allen anderen Varianten bleiben die Ergebnisse negativ. Bei 150 WE ergibt sich hingegen nur bei einer niedrigen Teilnehmerquote und fehlendem Batteriespeicher eine negative Verzinsung. Durch eine hohe Teilnehmerquote (5,5 Prozent) oder durch niedrige spezifische Investitionskosten der PV-Anlage (6,1 Prozent) können sogar Renditen in der Größenordnung des Referenzszenarios mit Einnahmen aus der Einspeisevergütung (5,4 Prozent) erreicht werden.

Insgesamt hat die Teilnehmerquote – die indirekt den Stromverbrauch bestimmt, der über das Mieterstromangebot gedeckt wird – den größten Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit. Neben den spezifischen Investitionskosten der PV-Anlage ist sie damit die wichtigste Stellgröße. Gleichzeitig kann sie vom Mieterstromanbieter nur begrenzt beeinflusst werden. Fallen zudem die Einnahmen aus der Einspeisung von Überschussstrom weg, gewinnt ein Batteriespeicher an Bedeutung, da er den Anteil des im Gebäude verbrauchten PV-Stroms erhöhen kann.

Variation der Anlagengröße und Relevanz einer möglichen Streichung der Einspeisevergütung für kleine Anlagen

Mit Blick auf die geplanten Anpassungen im Rahmen des EEG 2027 sind zunächst vor allem kleinere Projekte betroffen, die ohnehin eine vergleichsweise geringe Wirtschaftlichkeit aufweisen. In der vorliegenden Sensitivitätsanalyse variiert die PV-Anlagengröße für ein Gebäude mit acht Wohneinheiten (WE) zwischen 12 und 20 kWp. Damit liegen alle betrachteten Varianten unterhalb der relevanten Schwelle, so dass sie vollständig von einer möglichen Streichung der Einspeisevergütung betroffen wären.

Allerdings können auch größere Projekte von dieser Regelung betroffen sein. Für Projekte mit 150 WE wurde in der Sensitivitätsanalyse eine PV-Anlagengröße zwischen 120 und 225 kWp angenommen. Diese Werte liegen deutlich über der Schwelle von 25 kWp. Jedoch ist es vor dem Hintergrund der seit dem BGH-Urteil 2025 schwierigeren Einstufung als Kundenanlage üblich, dass solche Anlagen mit einzelnen Hausanschlüssen versehen werden (müssen). Im betrachteten Fall erfolgt eine Aufteilung auf fünf Hausanschlüsse, sodass sich bei einer gleichgroßen Aufteilung der Gesamtleistung die Anlagengrößen auf 24 bzw. 45 kWp verringern. Entsprechend kann auch bei größeren Projekten die Einspeisevergütung vollständig oder teilweise entfallen. Dies dürfte auch viele Mehrfamilienhäuser durchschnittlicher Größe mit bis zu 12 WE betreffen, da diese üblicherweise nur mit PV-Anlagen ausgestattet werden, deren installierte Leistung weniger als 25 kWp aufweist.

Unabhängig davon ist durch die Aufteilung in mehrere Anlagen und Hausanschlüsse grundsätzlich von einer geringeren Rentabilität auszugehen: So weist das Projekt mit 150 WE im Referenzszenario eine interne Verzinsung von 5,4 % auf. Wird hingegen nur ein Hausanschluss angenommen, steigt die interne Verzinsung aufgrund geringerer Kosten auf 6,0 %. Dieser Effekt würde sich durch den Wegfall der Einspeisevergütung für kleinere Anlagen zusätzlich verstärken.

3.4 Mieter- versus Gebäudestrom

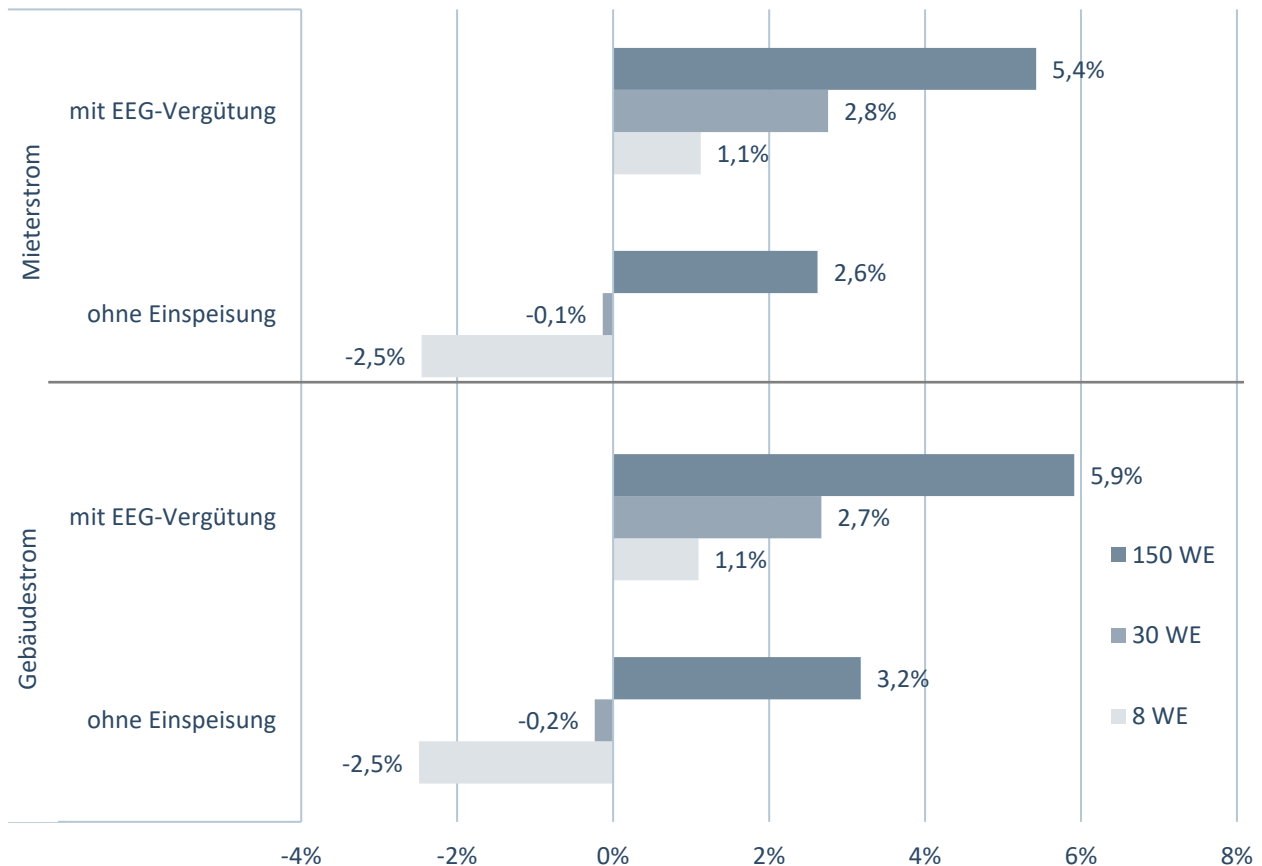
Da beim gGV keine Pflicht zur vollständigen Stromversorgung besteht und kein zusätzlicher Netzstrom eingekauft und weiterverkauft werden muss, entstehen geringere Kosten. Entsprechend werden im folgenden Abschnitt für Gebäudestrommodelle keine Kosten für die Beschaffung von Netzstrom zur Vollversorgung (Arbeitspreis des Netzstroms) sowie keine Grundgebühr für die Netzstromversorgung berücksichtigt. Diese Kosten werden von den teilnehmenden WE direkt bezahlt und tauchen nicht in der Kalkulation der Gebäudestrombetreiber auf. Auch sind beispielsweise die laufenden Betriebskosten durch Kundenservice-Abrechnung und Messtellenbetrieb niedriger. Deshalb wird angenommen, dass die Bewohner der betrachteten Gebäude einen günstigeren Strompreis erhalten. Auf Grundlage von Expertengesprächen wird angenommen, dass beim Mieterstrom ein Preisvorteil im Vergleich zum Netzstrombezug von 4 Cent pro kWh und beim Gebäudestrom von 9 Cent pro kWh möglich ist. Tabelle 3-5 zeigt die daraus berechneten Strompreise im Referenzszenario mit Bezug zum zuvor ermittelten Arbeitspreis für Netzstrom von 30,6 ct/kWh (vgl. Kapitel 3.1) sowie die geringeren Betriebskosten. Zusätzlich entfallen beim Gebäudestrom die Einnahmen aus dem Mieterstromzuschlag.

Tabelle 3-5: Variation der Annahmen zwischen Mieter- und Gebäudestrom

	Arbeitspreis in ct/kWh	Betriebskosten (Euro pro WE p. a.)
Mieterstrom	26,6	130
Gebäudestrom	21,6	115

Quellen: eigene Berechnungen; Expertengespräche

Abbildung 3-3 zeigt die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsberechnung für die Szenarien mit Einspeisevergütung und ohne jegliche Einnahmen aus der Einspeisung des Überschussstroms (nur Eigenversorgung) für die drei Referenzgebäude im Falle eines Gebäudestrommodells (unten) im direkten Vergleich mit den vorherigen Ergebnissen für das Mieterstrommodell (oben). Die detaillierten Ergebnisse für das Projekt mit 30 WE finden sich in Tabelle 3-6. Dabei zeigen sich ähnliche Ergebnisse wie zuvor beim Mieterstrom: Im Falle der acht WE ergeben sich die gleichen Ergebnisse in beiden Fällen von 1,1 Prozent mit Einspeisevergütung und -2,5 Prozent bei einer reinen Eigenversorgung. Bei 30 WE liegt die interne Verzinsung des Mieterstrommodells (2,8 Prozent) leicht höher als beim Gebäudestrom (2,7 Prozent). Entsprechend werden die geringeren Kosten des Gebäudestrommodells über die zusätzlichen Einnahmen durch Mieterstromzuschlag und den höheren Verkaufspreis an die WE überkompensiert. Abbildung 3-3 zeigt die einzelnen Einnahmen und Ausgaben des Projekts mit 30 WE im direkten Vergleich der beiden Modelle. Bei großen Projekten ist sogar eine höhere Rentabilität des Gebäudestrommodells zu beobachten. Das Gebäudestromprojekt liegt bei 150 WE mit Einspeisevergütung (5,9 Prozent) einen halben Prozentpunkt vor dem Mieterstrommodell (5,4 Prozent). Und auch ohne Einspeisevergütung liegt das Gebäudestrommodell um 0,6 Prozentpunkte vorne.

Abbildung 3-3: Rentabilität verschiedener Mieter- und Gebäudestromprojekte


Quelle: eigene Berechnungen

Insgesamt zeigt sich ein Vorteil der Gebäudestrommodelle bei großen Projekten, bei denen aufgrund von Skaleneffekten geringere spezifische Investitionskosten pro installierter PV-Kapazität (kWp) zu erwarten sind und entsprechend geringere Investitionskosten refinanziert werden müssen. Der Kostenvorteil größerer Anlagen ergibt sich zudem aus den ohnehin geringeren Einnahmen im Rahmen des Mieterzuschlags für größere Anlagen ab 40 kWp und dem relativ zu den gesamten Ausgaben steigenden Anteil der Kosten der Netzstrombeschaffung. Allerdings sind diese Ergebnisse stark durch den hier angenommenen Preisunterschied zwischen Mieter- und Gebäudestrom von 5 ct/kWh bedingt. Entsprechend würde das Gebäudestrommodell bei dem gleichen Preisniveau wie der Mieterstrom eine deutlich höhere Rendite bedeuten und ein größerer Preisabstand zwischen beiden Modellen würde diese entsprechend verringern.

Tabelle 3-6: Vergleich der Wirtschaftlichkeit von gGV und Mieterstrom in der Basisvariante mit 30 WE

	Basisvariante	
	Mieterstrom	Gebäudestrom
Investitionskosten		
Gesamtkosten PV-Anlage	63.000	63.000
Gesamtkosten Batteriespeicher	13.500	13.500
Gesamtkosten weitere Investitionskosten	3.000	3.000
Summe	79.500	79.500
Laufende Einnahmen p. a.		
Einnahmen aus Verkauf PV-Strom	4.457	3.618
Einnahmen aus Einspeisevergütung	1.304	1.304
Einnahmen aus Mieterstromzuschlag	267	0
Grundgebühr für Mieterstrom/Gebäudestrom	3.060	3.060*
Erlös aus Weiterverkauf Netzstrom	4.147	0
Laufende Ausgaben p. a.		
Aufwand des Mieter-/Gebäudestrombetriebs	3.070	2.800
Einkauf Netzstrom zum Weiterverkauf	4.942	0
Überschuss p. a.		
Summe laufende Einnahmen	13.235	7.982
Summe laufende Ausgaben	8.012	2.800
Überschuss	5.223	5.182
Gewinn- und Verlustrechnung		
Einnahmenüberschuss nach 20 Jahren (Euro)	104.470	103.643
Reinertrag nach 20 Jahren (Euro)	24.970	24.143
Renditekennziffern		
Amortisationsdauer (Jahre)	15,2	15,3
Anfangsrendite (Objektrendite)	6,6%	6,5%
Interne Verzinsung (interner Zinsfuß, IZF)	2,8%	2,7%

*Anmerkung: Im Unterschied zur Vorstudie Fischer/Henger (2025) wird in dieser Berechnung auch im Falle des Gebäudestroms eine Grundgebühr für die Kunden angenommen und der Preisvorteil im Rahmen des Arbeitspreises abgebildet. Grundsätzlich steht es den Anbietern frei, ob der Preisvorteil in Leistungs- oder Arbeitskomponente des Strompreises berücksichtigt wird.

Quelle: eigene Berechnungen

4 Ableitungen und Handlungsempfehlungen

Die Auswertung der Wirtschaftlichkeitsberechnungen zeigt, dass die Einspeisevergütung oder allgemeiner die Einnahmen aus der Vermarktung von Überschussstrom eine zentrale Stellgröße für die Rentabilität von Mieterstrom- und Quartiersstromprojekten darstellt. Besonders deutlich wird dies bei kleineren Vorhaben, bei denen die Erlösströme insgesamt weniger diversifiziert sind und Fixkosten (Planung, Messkonzept, Abrechnung, Betrieb) im Verhältnis zur installierten Leistung stärker ins Gewicht fallen. In diesem Segment kann eine Streichung der Einspeisevergütung die Kalkulation substanziell verschlechtern. In vielen Fällen wird die Schwelle zur wirtschaftlichen Umsetzbarkeit unterschritten. Das Ergebnis ist ökonomisch plausibel: Wenn ein relevanter Anteil der erzeugten Strommenge nicht vor Ort abgesetzt werden kann, wird die Restverwertung über Netzeinspeisung wichtiger. Fällt dieser Erlöspfad weg, erhöht sich das Vermarktungsrisiko des Projekts unmittelbar, während die Kostenstruktur kurzfristig weitgehend unverändert bleibt. Aber auch größere Projekte werden vom Wegfall der Einspeisevergütung unterhalb von 25 kWp betroffen sein, da in der Praxis durch bauliche Gegebenheiten oder die Aufteilung in einzelne Hausanschlüsse eine Aufteilung der PV-Kapazität in einzelne kleinere Anlagen notwendig wird.

Auch bei größeren Projekten wie etwa gesamten Gebäuderiegeln oder Quartieren entfaltet die Einspeisevergütung einen signifikanten Effekt auf die Renditekennzahlen. Zwar profitieren größere Vorhaben typischerweise von Skaleneffekten (beispielsweise geringere spezifische CAPEX, Betriebsführung, bessere Auslastung von Mess- und Abrechnungssystemen), jedoch ist gerade in Quartierskonfigurationen der Überschussstromanteil häufig nicht trivial. Dies gilt insbesondere in Zeiträumen hoher PV-Erzeugung bei gleichzeitig begrenzter Vor-Ort-Nachfrage. Exemplarisch verdeutlicht dies das Referenzgebäude mit 150 WE: Im Referenzfall halbiert sich die interne Verzinsung (interner Zinsfuß) ohne Einnahmen aus der Netzeinspeisung von 5,4 Prozent auf 2,6 Prozent. Der Rückgang ist damit nicht nur statistisch, sondern auch investitionspraktisch relevant, weil viele Akteursgruppen (Wohnungswirtschaft, kommunale Unternehmen, Projektentwickler) interne Mindestverzinsungen oder Risikoaufschläge hinterlegen. Gleichzeitig ist festzuhalten, dass selbst unter der Annahme wegbrechender Einspeiseerlöse bei großen Mieterstromprojekten weiterhin von einer positiven Verzinsung auszugehen ist. In Szenarien mit hoher Teilnahmequote kann die interne Verzinsung trotz gestrichener Einspeisevergütung erneut ein Niveau um 5,5 Prozent erreichen. Damit rückt die Ausgestaltung der Teilnahmebedingungen (Kundengewinnung, Tarifdesign, Vertragslaufzeiten, Wechselprozesse) sowie die operative Umsetzung (Abrechnung, Messwesen, Kommunikation) als wirtschaftlicher Hebel in den Vordergrund.

Um den Ausbau der PV auf MFH weiter voranzutreiben, lassen sich aus den Ergebnissen mehrere Schlussfolgerungen für Regulierung, Förderdesign und Projektpraxis ableiten. Erstens bleibt der Befund robust, dass Einnahmen aus der Einspeisung von Überschussstrom für die Projektwirtschaftlichkeit relevant sind und zwar nicht nur als „Zusatzrendite“, sondern als Bestandteil eines tragfähigen Erlösmodells. Vor diesem Hintergrund erscheint die politisch angedachte Vereinfachung der Direktvermarktung als ein naheliegender Ansatz, um Vermarktungskosten und administrative Hürden zu reduzieren. Insbesondere kleinere Projekte würden von standardisierten, niedrigschwelligen Verfahren profitieren, weil dort Transaktionskosten im Verhältnis zum Ertrag besonders stark wirken. Ziel sollte sein, die Vermarktung von Überschussstrom auch ohne klassische Einspeisevergütung verlässlich und kosteneffizient zu ermöglichen, etwa durch vereinheitlichte Prozesse, digitale Schnittstellen und klarere Anforderungen an Mess- und Bilanzierungsregime. Dabei ist allerdings von einem benötigten Anpassungszeitraum seitens der Marktakteure auszugehen, um die neue Systematik zu etablieren.

Zweitens gewinnt die Förderung auf der Investitionsseite (CAPEX, capital expenditure) an Bedeutung, wenn laufende Erlöse aus Einspeisung sinken oder entfallen. Bereits heute existieren Förderpfade über Landes- und kommunale Programme sowie über zinsgünstige Kredite (zum Beispiel KfW-nahe Finanzierungen). Eine stärkere CAPEX-Förderung kann die Amortisationszeit verkürzen und die Rendite stabilisieren, ohne dass hierfür dauerhaft hohe laufende Subventionen erforderlich wären. Aus wissenschaftlicher Perspektive ist dabei die Zielgenauigkeit entscheidend: Förderinstrumente sollten so gestaltet sein, dass sie zusätzliche Projekte ermöglichen (Additionalität) und nicht primär Mitnahmeeffekte erhöhen. Gerade in Märkten mit heterogenen Gebäudetypen und Akteurstrukturen kann eine abgestufte Förderung nach Projektgröße, sozialem Ziel (Bezahlbarkeit) oder Netz- und Systemnutzen sachgerecht sein.

Drittens spricht die Evidenz für eine gezieltere Weiterentwicklung laufender Förderbestandteile im Mieterstromkontext. Wenn die Einspeisevergütung sinkt, kann ein höherer Mieterstromzuschlag als Ausgleichsinstrument dienen, um die Vor-Ort-Vermarktung zu stärken und die Attraktivität für Mieterhaushalte wie auch Betreiber zu erhalten. Ein solcher Mechanismus würde den Fokus stärker auf die Systemlogik des Mieterstroms legen: Wertschöpfung entsteht dann primär durch die lokale Nutzung erneuerbarer Erzeugung, nicht durch die Einspeisung. Voraussetzung ist allerdings, dass die Förderhöhe und die administrativen Anforderungen in einem angemessenen Verhältnis stehen; andernfalls droht eine Verlagerung der Kosten von Erlösausfällen hin zu Bürokratieaufwand.

Viertens ist der Faktor Batterie in der weiteren Betrachtung zentral. In den vorliegenden Berechnungen wurde der Speicher vor allem im Sinne der Optimierung des Eigenverbrauchs berücksichtigt, also zur Erhöhung der Vor-Ort-Nutzung und zur Reduktion von Überschussstrom. Unter Bedingungen ohne Einspeisevergütung steigt die Bedeutung dieses Hebels weiter, weil jede zusätzlich vor Ort verbrauchte kWh den Verlust eines externen Vermarktungserlöses kompensiert. Darüber hinaus kann die Rolle von Speichern perspektivisch über den reinen Eigenverbrauch hinausgehen, sofern mithilfe dynamischer Stromtarife auch der Zukauf von Netzstrom optimiert und Flexibilität als markt- oder netzdienliche Dienstleistung angeboten und vergütet werden kann. Auch wenn dies in dieser Studie nicht im Vordergrund stand, legt die Systementwicklung nahe, dass Speicher in Abhängigkeit der regulatorischen Rahmenbedingungen zusätzlich zur Renditestabilisierung beitragen können.

In Summe zeigen die Ergebnisse, dass die Einspeisevergütung und Überschussstromvermarktung eine relevante Stütze der Wirtschaftlichkeit darstellt, deren Wegfall insbesondere kleine Projekte gefährden kann und auch bei großen Vorhaben deutliche Renditeeffekte auslöst. Gleichzeitig bleibt die wirtschaftliche Tragfähigkeit größerer Konfigurationen in vielen Fällen erhalten, sofern hohe Teilnahmequoten erreicht werden und Optimierungspotenziale (insbesondere Speicher) genutzt werden. Für Politik und Förderpraxis ergibt sich daraus die Notwendigkeit, Übergänge in der Erlösarchitektur flankierend zu gestalten – durch einfachere Vermarktungswege, investive Förderkomponenten und eine zielgenaue Weiterentwicklung der Regulierung für Gebäude- und Mieterstrom.

Tabellenverzeichnis

Tabelle 3-1: Zentrale Variablen in Abhängigkeit der Projektgröße	10
Tabelle 3-2: Variablen der Wirtschaftlichkeitsberechnung	10
Tabelle 3-3: Autarkiegrade und Eigenverbrauchsanteile in Prozent	11
Tabelle 3-4: Variation der Variablen bei 30 WE	15
Tabelle 3-5: Variation der Annahmen zwischen Mieter- und Gebäudestrom	18
Tabelle 3-6: Vergleich der Wirtschaftlichkeit von gGV und Mieterstrom in der Basisvariante mit 30 WE....	20

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1: Rendite (interner Zinsfuß) für Mieterstromprojekte verschiedener Größen	4
Abbildung 2-1: Funktionsweise des Mieterstroms (Grundmodell)	7
Abbildung 3-1: Interner Zinsfuß der betrachteten Mieterstromprojekte	12
Abbildung 3-2: Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse bei 30 WE (interner Zinsfuß)	16
Abbildung 3-3: Rentabilität verschiedener Mieter- und Gebäudestromprojekte	19

Literaturverzeichnis

BDEW – Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, 2026, BDEW-Strompreisanalyse Januar 2026, <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/bdew-strompreisanalyse/#:~:text=Die%20BDEW-Strompreisanalyse%20zeigt%20die%20aktuelle%20Entwicklung%20der%20Strompreise,die%20enthalten%20Steuern%2C%20Abgaben%20und%20Umlagen%20detailliert%20beschrieben.> [13.2.2026]

BNetzA – Bundesnetzagentur, 2025, Mieterstrom, <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Vportal/Energie/Vertragsarten/Mieterstrom/start.html> [7.3.2025]

BNetzA, 2026, EEG-Förderung und -Fördersätze, https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/ErneuerbareEnergien/EEG_Foerderung/start.html [5.3.2026]

Diermeier, Matthias / Weisskircher, Manès, 2024, Breite Zustimmung zum Ausbau der Erneuerbaren – Widerstände im ländlichen Ostdeutschland, IW-Kurzbericht, Nr. 57, Köln

Fischer, Andreas / Henger, Ralph, 2025, Gebäude- und Mieterstrom in Deutschland: Potenziale, Wirtschaftlichkeit und regulatorische Handlungsansätze, Gutachten des Ariadne Kopernikus-Projekts "Die Zukunft unserer Energie" des Potsdam-Instituts für Klimafolgenforschung (PIK), Potsdam

Fraunhofer ISE, 2024, Photovoltaik- und Batteriespeicherausbau in Deutschland in Zahlen. Auswertung des Marktstammdatenregisters - Stand Februar 2024, Freiburg

HTW Berlin – Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin, 2025, Unabhängigkeitsrechner | HTW Berlin, <https://solar.htw-berlin.de/rechner/unabhaengigkeitsrechner/> [21.1.2026]

KfW, 2024, Das Potenzial für Haushaltsphotovoltaik in Deutschland, in: KfW Research, Nr. 457, Frankfurt/Main

Nümann, Peter / Wohlgemuth, Christina / Baumsteiger, Lea / Schneider, Willi, 2025, Vorschlag an den Gesetzgeber und Gutachten. zum Beschluss des Bundesgerichtshofes vom 13.05.2025 EnVR 83/20 „Kundenanlage“ und der Umsetzung des Urteils des Europäischen Gerichtshofes vom 28. November 2024 - C-293/23 - ENGIE, Berlin

Pexapark, 2026, Renewables Market Outlook 2026, <https://pexapark.com/pexapark-renewables-market-outlook-2026/> [5.3.2026]

UBA – Umweltbundesamt, 2021, Wirtschaftlichkeit von Photovoltaik-Dachanlagen. Eine differenzierte Betrachtung von Volleinspeise- und Eigenverbrauchsanlagen, https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/publikationen/cc_66-2021_wirtschaftlichkeit_von_photovoltaik-dachanlagen.pdf 8 [13.2.2026]

ÜNB – Übertragungsnetzbetreiber, 2026, Netztransparenz > Erneuerbare Energien und Umlagen > EEG > Transparenzanforderungen > Marktprämie > Marktwertübersicht, <https://www.netztransparenz.de/de->

de/Erneuerbare-Energien-und-Umlagen/EEG/Transparenzanforderungen/Marktpr%C3%A4mie/Marktwert%C3%BCbersicht [5.3.2026]

Zensus, 2022, Wie wir wohnen - Eigentumsquote, <https://www.deutschlandatlas.bund.de/DE/Karten/Wie-wir-wohnen/Eigentumsquote.html> [19.2.2025]